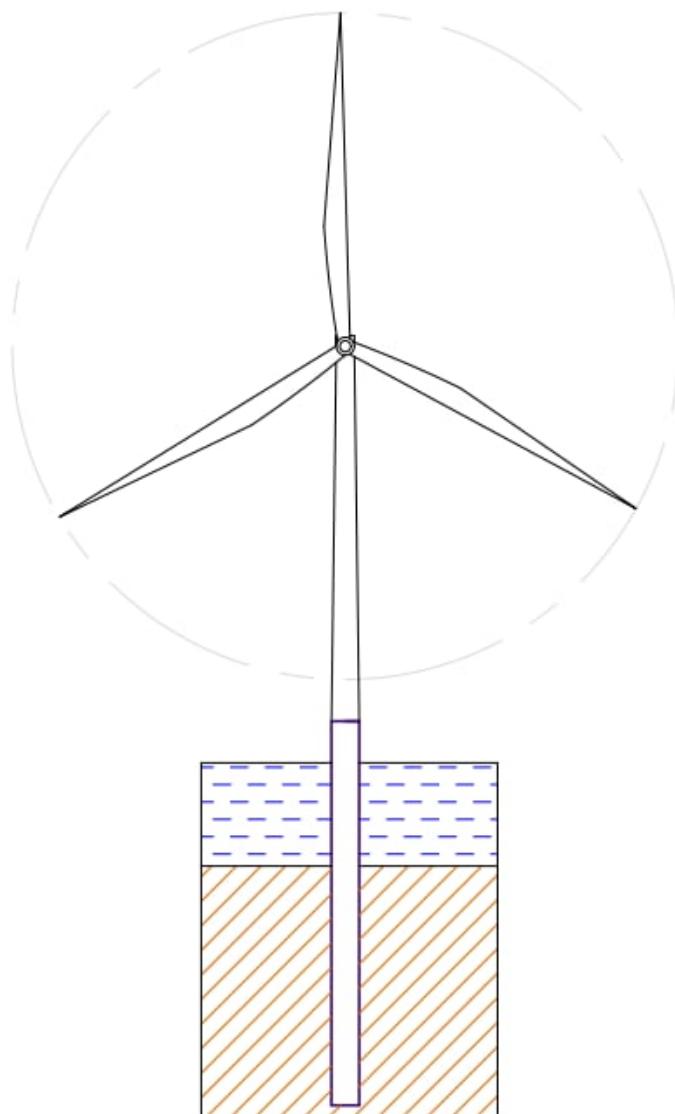


Cálculo de la estructura de soporte para aerogeneradores marinos en las Islas Canarias mediante modelos de distinta complejidad



Autor: Antonio José Romero Monzón

Tutores: Guillermo Manuel Álamo Meneses y Carlos Romero Sánchez

HOJA DE FIRMAS

CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE PARA AEROGENERADORES MARINOS EN LAS ISLAS CANARIAS MEDIANTE MODELOS DE DISTINTA COMPLEJIDAD

Autor: Antonio José Romero Monzón

Tutores: Guillermo Manuel Álamo Meneses y Carlos Romero Sánchez

Curso 2023/2024

TRABAJO FIN DE GRADO

Grado en Ingeniería Mecánica

Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles

Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

Autor	Tutor	Tutor
Antonio José Romero Monzón	Guillermo Manuel Álamo Meneses	Carlos Romero Sánchez

Las Palmas de Gran Canaria, junio de 2024

Agradecimientos

Considero que sería injusto comenzar la lectura de este documento sin antes agradecer a mis tutores, Guillermo Álamo y Carlos Romero, su dedicación hacia este trabajo. Por permitirme adquirir un sinfín de conocimiento y por las innumerables horas de correcciones, de búsqueda de ideas y de hacer posible la consecución del mismo. Todo ello introduciéndome, además, en un mundo tan amplio como apasionante como es el de la investigación y en un campo tan atractivo como el de la dinámica estructural. También, agradecer especialmente a los compañeros Borja Benítez, Samuel González, Óscar Ramón, Eduardo Rodríguez y a toda la División de Mecánica de los Medios Continuos y Teoría de Estructuras del IUSIANI por crear un ambiente de trabajo tan agradable.

Por último, pero tan o más importante si cabe, agradecer a mi familia y amigos por formar parte del camino y ser, sin duda, una parte fundamental del proceso.

Este trabajo se encuentra en el ámbito de los objetivos del proyecto PID2020-120102RB-I00, financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación y la Agencia Estatal de Investigación de España (MCIN /AEI / 10.13039/501100011033). Además, se ha empleado la Infraestructura Computacional parcialmente financiada por la ACIISI (Gobierno de Canarias) y Fondos Europeos FEDER mediante el proyecto EIS 2021 04.

Resumen

- **Título:** Cálculo de la estructura de soporte para aerogeneradores marinos en las Islas Canarias mediante modelos de distinta complejidad
- **Autor:** Antonio José Romero Monzón
- **Tutores:** Guillermo Manuel Álamo Meneses y Carlos Romero Sánchez
- **Titulación:** Grado en Ingeniería Mecánica
- **Nº Expediente:** 4042-2023-0007

- Antecedentes

En la última década, la energía eólica marina ha experimentado significativos avances debido a la urgente necesidad de fuentes energéticas alternativas para la transición de combustibles fósiles a energías renovables. Este impulso se debe en parte a las condiciones más favorables que ofrece el entorno marino en comparación con el terrestre. No obstante, para asegurar la eficiencia de esta tecnología, es crucial analizar cómo las estructuras responden a factores ambientales como el viento y las olas. Sin embargo, este análisis es complejo por la variedad de fenómenos que intervienen, incluyendo como tal a los efectos aeroelásticos, las interacciones entre agua y estructura o suelo y estructura; así como el adecuado modelado del sistema de control de la turbina y la incertidumbre asociada a ciertos parámetros. Todos estos factores son determinantes en la respuesta estructural y, por ende, tienen un impacto directo en el diseño de los sistemas eólicos marinos.

Respecto al estado de la energía eólica offshore actualmente, China lidera la generación de misma, representando casi la mitad de la producción mundial, seguida por países europeos como el Reino Unido y Alemania. En Europa, Alemania encabeza la producción total de energía eólica, tanto en tierra como en mar, con España en una posición destacada posicionándose como el quinto mayor exportador de aerogeneradores. Además, durante el año 2023, la energía eólica constituyó la segunda fuente de electricidad en España, únicamente superada por las plantas de ciclo combinado y contribuyendo a la reducción de los precios de la electricidad.

En lo que respecta a los propios aerogeneradores, la cimentación es un elemento crucial en el diseño de los mismos, ya que es responsable de transferir las cargas del aerogenerador al suelo y depende tanto de las especificaciones del aerogenerador como de la capacidad de carga del terreno. Cabe destacar, además, los desafíos adicionales que presenta el entorno marino, tales como la corrosión por cloruros o las complejidades en su instalación. Las cimentaciones de aerogeneradores "offshore" se dividen en dos categorías principales: por un lado, las cimentaciones fijadas al lecho marino y, por otra parte, las que poseen soportes flotantes, habitualmente anclados con cadenas.

En el caso particular de este trabajo, se analizarán cimentaciones fijas monopilotadas que consisten en estructuras tubulares de acero utilizadas para anclar las torres de los aerogeneradores al fondo del mar. Aunque pueden emplearse hasta los 40 metros de profundidad, su uso es más frecuente en aguas menos profundas y es el más extendido en la industria eólica marina gracias a su versatilidad; ya que presentan ventajas como su eficacia en suelos arenosos o arcillosos sin requerir preparación previa del terreno y con un diseño sencillo. No obstante, sus desventajas incluyen los altos costos y riesgos asociados con la instalación y transporte, así como la necesidad de maquinaria pesada para su colocación, lo que puede afectar negativamente a la vida marina. En cuanto a su geometría, los monopilotes se componen de dos partes distintas: el propio monopilote y la pieza de transición.

- Acciones sobre la estructura

La estructura de soporte de un aerogenerador debe ser diseñada para resistir las condiciones más adversas sin alcanzar los distintos Estados Límites (EL). Por un lado, los Estados Límites Últimos (ELU) referidos a la capacidad de la estructura para soportar cargas sin co-

lapsar, asegurando tanto la resistencia del suelo como la del pilote. Por otro lado, los Estados Límites de Servicio (ELS) que garantizan el correcto funcionamiento de la estructura, controlando deformaciones y giros dentro de los límites normativos. Por último, los Estados Límites de Fatiga (ELF) que previenen el fallo estructural debido a cargas cíclicas. Es esencial que el diseño cumpla con estos criterios para asegurar la integridad y funcionalidad del aerogenerador.

De entre los múltiples escenarios de carga que contempla la normativa de aplicación, el estudio se realiza considerando los cinco más representativos o desfavorables. El primero, E-1, describe condiciones normales de operación del aerogenerador con viento y oleaje alineados, con viento a velocidad nominal y oleaje extremo previsto. El escenario E-2 aborda un escenario extremo de oleaje a 50 años, con viento y olas alineados, pero con viento a velocidad nominal y turbulencia extrema. El escenario E-3 se centra en cargas extremas de viento, con turbulencia extrema de operación prevista a 50 años y con oleaje extremo a 1 año de periodo de retorno. Por su parte, el escenario E-4 considera la velocidad de corte del viento y turbulencia extrema de operación prevista a 50 años, con condiciones de oleaje extremo cada 50 años. Finalmente, E-5 se define con el mismo viento y oleaje que el E-2, pero considerándolos desalineados 90º.

En cuanto a los estados de carga de viento, se clasifican en cuatro categorías principales. El estado U-1 se refiere a condiciones de viento con turbulencia normal, donde la velocidad del viento es la nominal y la turbulencia se ajusta al Modelo de Turbulencia Normal (NTM). El estado U-2 aborda la turbulencia extrema, manteniendo la velocidad del viento nominal pero con un modelo de turbulencia extrema (ETM). En el estado U-3, se considera turbulencia extrema de operación a velocidad nominal, que impacta en el rotor y es tan rápida que el sistema de control de las palas no puede reaccionar a tiempo para mitigar su efecto. Finalmente, el estado U-4 se define con turbulencia extrema de operación y velocidad de corte del aerogenerador, en donde la velocidad de viento cambia tan repentinamente que el aerogenerador no puede detenerse inmediatamente.

Respecto a los estados de carga de oleaje, se definen cuatro categorías basadas en la altura y frecuencia de las olas durante ciertos períodos. W-1 y W-2 se refieren a olas extremas con periodo de retorno a 1 año, con W-1 basado en la altura significativa media y W-2 en la altura máxima registrada. Por otro lado, W-3 y W-4 se centran en un período de 50 años, donde W-3 se basa en la altura significativa promedio y W-4 en la altura máxima.

Una vez definidos los estados de carga, se pueden establecer las fuerzas que actúan sobre la estructura de un aerogenerador marino, clasificándolas en estáticas y dinámicas. Por un lado, las cargas estáticas resultan del peso de los componentes estructurales y son constantes tras la instalación. Por otro lado, las cargas dinámicas, que varían con el tiempo, son inducidas por el viento, las olas y el movimiento de las palas. Concretamente, el viento genera cargas cíclicas en la góndola debido a la turbulencia; las olas ejercen fuerzas laterales en la subestructura, influenciadas por las condiciones ambientales y la profundidad del agua; y el giro de las palas, junto con el desequilibrio de la góndola y la inestabilidad aerodinámica, provoca fuerzas laterales y momentos de vuelco en la cimentación. Además, estas últimas están relacionadas con la frecuencia de rotación del rotor, conocida como 1P, y varían según la velocidad de operación del aerogenerador. También, el giro de las palas genera un fenómeno conocido como efecto sombra, que se conoce como 2P o 3P, dependiendo del número de palas del aerogenerador, que provocan cargas pulsantes en la estructura ante la acción del viento.

- Análisis de la respuesta a excitaciones

El análisis dinámico de estructuras es crucial cuando se enfrentan a cargas fluctuantes. Para ello, existen dos enfoques principales para este estudio: el análisis en el dominio del tiempo, que considera las variaciones de las cargas a lo largo del tiempo, y el análisis en el dominio de la frecuencia, enfocado en cómo las estructuras responden a diferentes frecuencias de carga. Ambas metodologías tienen sus propias aplicaciones, beneficios y limitaciones, esenciales para comprender y para optimizar el diseño y la seguridad estructural.

El análisis en dominio del tiempo de estructuras implica estudiar cómo responden dinámicamente a cargas que cambian con el tiempo. Este estudio se basa en un modelo matricial, expresado en la ecuación:

$$[M] \cdot \ddot{u}(t) + [C] \cdot \dot{u}(t) + [K] \cdot u(t) = f(t) \quad (1)$$

Con las matrices de masa, amortiguamiento y rigidez (M , C y K), el vector de desplazamientos nodales ($u(t)$) y sus derivadas primera y segunda ($\dot{u}(t)$ y $\ddot{u}(t)$); así como el vector de fuerzas nodales $f(t)$.

Resolver esta ecuación permite obtener los valores de desplazamiento, velocidad y ace-

leración en los nodos en cada momento. Un caso estático es un tipo especial de este análisis donde las fuerzas de masa y amortiguamiento no se consideran. Sin embargo, calcular la respuesta temporal es complejo y requiere más tiempo de cálculo debido a la necesidad de resolver un sistema de ecuaciones diferenciales.

Por su parte, el análisis en dominio de la frecuencia en sistemas estructurales se basa en la premisa de que las cargas aplicadas son periódicas y se pueden descomponer en ondas armónicas con frecuencias y amplitudes específicas, definidas por las series de Fourier. Este enfoque permite examinar la respuesta estructural a cada frecuencia individualmente y luego integrarlas para comprender la respuesta global del sistema. Es de especial interés en aquellos casos con un elevado coste computacional para el cálculo en dominio del tiempo; así como en problemas propios de abordar en el dominio de la frecuencia.

La elección del método de estudio depende del tipo de problema, su complejidad y el nivel de precisión deseado. Por un lado, cabe destacar que el dominio de la frecuencia es preferible para problemas lineales, estacionarios y periódicos debido a su menor costo computacional; así como en problemas propios de abordar en el dominio de la frecuencia. Por su parte, la aplicación del dominio del tiempo es más adecuado para problemas no lineales, transitorios y aleatorios, y puede incluir efectos como la plasticidad o fatiga del material.

En el desarrollo de este trabajo, se analizará la respuesta estructural de la cimentación de un aerogenerador offshore ubicado en la costa de Gran Canaria, utilizando el software OpenFast para el dominio del tiempo y un modelo simplificado de elementos finitos para el dominio de la frecuencia.

Por un lado, OpenFast es un software de código abierto desarrollado en Fortran 95, utilizado para diseñar y controlar aerogeneradores tanto terrestres como marinos. Se define como un modelo numérico que extiende las capacidades del código FAST v8, analizando turbinas y parques eólicos a través de diferentes módulos que definen y simulan características aerodinámicas, hidrodinámicas, elásticas y estructurales. Estos módulos interactúan mediante un archivo de código de enlace, mientras que la configuración de la simulación se establece en un archivo FAST con extensión .fst. Al ser de código abierto, OpenFast permite a los usuarios acceder y modificar el código fuente, lo que facilita su evolución continua, mediante modificaciones y mejoras almacenadas en el repositorio GitHub. Para este estudio específico, se utilizó la versión

v3.0.0, disponible en la web de la división de Medios Continuos y Teoría de Estructuras.

Por otro lado, para la elaboración de este estudio se ha desarrollado un modelo simplificado de cálculo utilizando el método de elementos finitos para representar la geometría de la estructura. Este modelo toma en cuenta las diferentes partes de un aerogenerador y las condiciones específicas del entorno marino donde se sitúa con un enfoque bidimensional para simular el comportamiento lateral de la estructura. Es decir, la torre y el monopilote del aerogenerador se modelan con elementos finitos tipo viga de Bernoulli, que disponen de dos nodos y dos grados de libertad cada uno (desplazamiento lateral y rotación). Cabe destacar que, para representar fielmente la geometría cónica de la torre, se utilizan suficientes elementos de diámetro constante variando su valor, siendo el elemento superior el de menor sección; mientras que el monopilote se modela con elementos de sección constante debido a su forma cilíndrica.

Respecto al modelado de la cimentación se estudian dos casos diferentes. El primero es un modelo de base fija, que asume que el aerogenerador está empotrado al lecho marino, mientras que el segundo enfoque considera la interacción suelo-estructura utilizando impedancias calculadas en el dominio de la frecuencia mediante métodos de elementos finitos y de contorno, a partir de las características específicas del terreno donde se instala la cimentación.

- Definición del problema de estudio

La selección de la ubicación para aerogeneradores marinos es crucial para la viabilidad de estos proyectos. En este aspecto, las costas de Canarias ofrecen un gran potencial para el desarrollo de energía eólica que podría satisfacer la alta demanda eléctrica de las islas, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles. No obstante, la selección de la ubicación óptima para un aerogenerador depende de factores clave como la zonificación ambiental, la batimetría y la disponibilidad del recurso eólico. También, es esencial realizar un estudio de impacto ambiental para evaluar los posibles efectos negativos, como la alteración de la fauna y flora local o el impacto social debido a la visibilidad y el ruido. Sin embargo, dicho estudio se encuentra fuera del alcance del presente trabajo.

Tras la evaluación de los factores para la selección del aerogenerador se obtiene que la ubicación ideal para el aerogenerador de este proyecto se encuentra en el sureste de Gran Canaria por diversos motivos. En primer lugar, es adecuada debido a su batimetría con profundidades de

agua menores a 50 metros y por contar con un recurso eólico significativo, tanto en velocidad del viento como en densidad de potencia, lo que resulta en un alto rendimiento energético. Además, se ha seleccionado un punto específico dentro de esta zona que posee gran potencial para actividades de investigación, desarrollo e innovación (I+D+i).

La evaluación de las características del suelo es fundamental para la instalación de aerogeneradores, ya que afecta directamente a su estabilidad estructural. Aunque un estudio geotécnico completo excede las competencias de un Grado en Ingeniería Mecánica, se pueden recoger datos orientativos para simular las propiedades del suelo. Los propiedades obtenidas del suelo, que según la base de datos GRAFCAN se clasifica como arenoso, son:

Tabla 1: Propiedades del terreno

Parámetro	Notación	Valor
Velocidad de propagación de las ondas	V_s ($\frac{m}{s}$)	100
Densidad	ρ_s ($\frac{kg}{m^3}$)	2000
Coef. De Poisson	ν_s	0,49
Peso específico unitario sumergido	γ' ($\frac{kN}{m^3}$)	9000
Peso específico	γ ($\frac{kN}{m^3}$)	19,62
Módulo de Young	E_s (MPa)	59,6
Ángulo de rozamiento de interno	ϕ (o)	28

Una vez definido el emplazamiento del aerogenerador, se recopilan las condiciones ambientales del lugar con el objetivo de poder analizar qué aerogenerador es el más adecuado de entre los distintos modelos evaluados, a partir de la eficiencia energética y la viabilidad económica estimadas. En este estudio, se consideran tres aerogeneradores de referencia con capacidades de 5, 10 y 15 MW. El modelo de 5 MW es conocido como NREL-5MW, el de 10 MW como IEA-10.0-198-RWT y el de 15 MW como IEA-15-240-RWT.

En primer lugar, se evalúa la eficiencia energética de los distintos modelos. Para ello, la metodología empleada se basa en un análisis estadístico de los datos de viento locales, utilizando la distribución de Weibull por su capacidad de incorporar dos parámetros esenciales: la velocidad media del viento y el factor de forma k . Esto facilita una representación más precisa de las variaciones en los perfiles de viento. Además, los criterios clave para la elección

del aerogenerador incluirán la cantidad de energía generada, el factor de capacidad y las horas equivalentes de funcionamiento. De los resultados obtenidos se muestra que el aerogenerador de 15 MW es la mejor opción en términos de producción energética, lo cual era previsible por las curvas de potencia de cada aerogenerador. Los aerogeneradores de 10 y 15 MW destacan por su rendimiento, con el de 10 MW superando ligeramente al de 15 MW en menos del 5% en horas equivalentes y factor de capacidad. Sin embargo, el de 5 MW resulta ser el menos adecuado para el lugar en cuestión, ya que genera menos energía y tiene los valores más bajos en términos de horas equivalentes y factor de capacidad.

En cuanto al análisis económico de aerogeneradores, ha de determinarse cuál es más rentable durante un periodo de 20 años, estimando los coste del proyecto, los ingresos asociados al mismo y haciendo uso de indicadores de la rentabilidad de la inversión tales como la Tasa Interna de Retorno (TIR) o el período de retorno. Los resultados obtenidos muestran que la rentabilidad de los proyectos del aerogenerador de 10 MW y el de 15 MW es muy similar, siendo levemente superior el de 15 MW.

Tras el estudio, se obtienen que los aerogeneradores de 10 y 15 MW son los óptimos para este proyecto, y además con resultados similares de rendimiento energético y viabilidad económica. Sin embargo, debido a que el de 15 MW es capaz de generar una mayor cantidad de energía anual será el escogido para este proyecto.

- Diseño de la cimentación

El diseño de la base de un aerogenerador se divide en dos fases principales para cumplir con los Estados Límites establecidos. La primera fase, el predimensionado, es un proceso iterativo que define las dimensiones iniciales del monopilote, enfocándose en su diámetro, su espesor y la longitud enterrada, ya que son los factores críticos que afectan a la rigidez del conjunto, las frecuencias naturales y la estabilidad del monopilote. Además, se deben estimar otros parámetros tales como la altura sobre el nivel del suelo y el diámetro de la subestructura. El diseño comienza con un diámetro que asegura que el monopilote pueda soportar la carga máxima de viento sin sufrir deformaciones plásticas, basándose en una metodología específica para calcular estos parámetros, a partir del cual comienza un proceso iterativo de cálculo con el que determinar las dimensiones finales. El modelo final presentará las dimensiones que

satisfagan todos los Estados Límites que, en el caso particular de este proyecto, son:

Tabla 2: Dimensiones finales del monopilote del aerogenerador de 15 MW

Parámetro	Valor
Diámetro (D_p)	10,0 m
Espesor (t_p)	25,5 cm
Longitud enterrada (L_p)	86,15 m
Longitud subestructura (L_s)	52.15 m
Longitud total del pilote (L_{pt})	138,3 m

- Estudio comparativo de los modelos numéricos

El estudio comparativo de los modelos numéricos se realiza con tres configuraciones distintas del aerogenerador de 15 MW escogido para este proyecto. En primer lugar, se analiza el aerogenerador con un monopilote adaptado a la profundidad del sitio y basado en el modelo de referencia IEA-15MW-RWT de la NREL. En segundo lugar, se analiza un monopilote en base fija diseñado específicamente para las características del emplazamiento de acuerdo a la normativa de aplicación y estándares de referencia. Como tercer caso de estudio, se evalúa los fenómenos asociados a la interacción suelo-estructura en la cimentación diseñada, utilizando las propiedades del suelo del lugar de instalación. Para comparar el modelo simplificado de bajo coste computacional con el software OpenFast, se analizarán variables como frecuencias naturales, esfuerzos cortantes y flectores y desplazamientos y aceleraciones del aerogenerador. Se estudian cuatro de los cinco escenarios de carga anteriormente nombrados, aquellos en los que viento y oleaje inciden en el mismo plano. Este estudio es crucial para optimizar el diseño y la funcionalidad de los aerogeneradores en condiciones reales.

El análisis de las frecuencias naturales constituye el primer paso para comparar los dos modelos de estudio. Estas frecuencias, que son características intrínsecas del sistema y dependen de factores como la rigidez y la masa, permiten determinar si los sistemas modelados son similares y, por ende, comparables. Los resultados extraídos del análisis de los modelos numéricos muestra que, aunque existan diferencias importantes en el modelado de la geometría, ambos alcanzan una reproducción similar del problema como se comprueba en el estudio de las

frecuencias naturales del sistema.

En cuanto a los esfuerzos cortantes y flectores obtenidos en ambos modelos, se observa como el modelo simplificado presenta un carácter conservador de los efectos relacionados con el campo de viento del emplazamiento, tendiendo a sobredimensionarlo; mientras que en el modelado de la carga del oleaje tienden a infradimensionarlos. Además, los efectos dinámicos presentes (efectos iniciales, amortiguamiento aeroelástico o de amortiguamiento hidrodinámico, entre otros) afectan a otras variables como desplazamientos y aceleraciones, obteniendo resultados de alta desviación entre OpenFast y el modelo simplificado. También, se observa como la rigidez del cálculo provoca leves variaciones en los esfuerzos de un sistema isóstatico como el modelo simplificado (variación producida exclusivamente por la modificación del factor de amplificación dinámico al cambiar la frecuencia); mientras que en un sistema con efectos dinámicos, como ocurre con OpenFast, sí existen importantes variaciones. No obstante, dicha rigidez tiene una influencia significativa en los desplazamientos y aceleraciones en ambos modelos.

Por último, la incorporación de fenómenos de interacción suelo-estructura provoca diferencias significativas en los resultados respectos a los sistema de base fija. Sin embargo, el efecto de este fenómeno no afecta por igual a ambos modelos ni produce la misma variación de la respuesta.

- Conclusiones y propuestas de mejora

En conclusión, los diferentes modelos numéricos estudiados (OpenFast y el modelo simplificado de elementos finitos) no deben contemplarse excluyentes uno del otro en su aplicación. En etapas iniciales de diseño estructural de aerogeneradores, el modelo simplificado constituye una herramienta adecuada con la que comenzar a abordar el problema realizando un primer análisis haciendo uso de pocos recursos computacionales. Su carácter simplificado aporta, además, menor complejidad en el tratamiento y procesado de datos y una menor cantidad de tiempo empleado. No obstante, para un análisis estructural pormenorizado en etapas posteriores, OpenFast constituye una herramienta amplia y de mayor definición que permite estudiar el problema de maner más profunda.

Las propuestas de mejora se enfocarán al desarrollo y perfeccionamiento del modelo

simplificado en aras de conseguir una estimación más precisa del problema con dicho modelo. Para ello, se propone definir adecuadamente el carácter dinámico del problema, incorporar modelos más precisos de viento y oleaje o incorporar la posibilidad de estudio de cargas sísmicas.

Desde el punto de vista de la materialización del proyecto de energía eólica abordado en este trabajo se propone ampliar el alcance del mismo. Ello se abordaría incorporando el sistema eléctrico del aerogenerador, analizando el impacto ambiental del proyecto, estudiando efectos de corrosión en las estructura para aumentar su vida útil o realizar estudios pormenorizados de la capacidad energética del lugar en que instalarlo, entre otros. El objetivo de ello radica en favorecer la transición a energías renovables en el archipiélago, con la posibilidad de lograr asociaciones con empresas del sector que promuevan esta iniciativa.

Abstract

- **Title:** Calculation of the support structure for offshore wind turbines in the Canary Islands using models of varying complexity
- **Author:** Antonio José Romero Monzón
- **Supervisors:** Guillermo Manuel Álamo Meneses y Carlos Romero Sánchez
- **University degree:** Mechanical Engineering Degree
- **File No.:** 4042-2023-0007

- Background

In the last decades, offshore wind energy has experienced significant advancements due to the necessity of alternative energy sources in the transition from fossil fuels to renewable energies. This can be possible due to the more favorable conditions offered by the marine environment compared to land. Nevertheless, to ensure the efficiency of this technology, it is crucial to analyze how structures respond to environmental factors such as wind and waves. However, this analysis is complex due to the variety of phenomena involved, including aeroelastic effects, fluid-structure or soil-structure interaction; as well as the proper modeling of the turbine control system and the uncertainty associated with certain parameters. All these factors are decisive in the structural response and, therefore, have a direct impact on the design of offshore wind systems.

Regarding the current state of offshore wind energy, China leads its generation, repre-

senting almost half of the global production, followed by European countries such as the United Kingdom and Germany. In Europe, Germany leads the total production of wind energy, both on land and at sea, with Spain in a prominent position, ranking as the fifth-largest exporter of wind turbines. Moreover, during the year 2023, wind energy constituted the second source of electricity in Spain, only surpassed by combined cycle plants and contributing to the reduction of electricity prices.

Regarding the wind turbines, the foundation is a crucial element in their design, as it is responsible for transferring the loads from the wind turbine to the ground and depends on both the specifications of the wind turbine and the load-bearing capacity of the terrain. Moreover, additional challenges are present in the marine environment, such as chloride corrosion or the complexities in their installation. The foundations of offshore wind turbines are divided into two main categories: on the one hand, foundations fixed to the seabed, and on the other hand, those with floating supports usually anchored with chains.

In this particular work, fixed monopile foundations will be analyzed, which consist of tubular steel structures used to anchor the towers of the wind turbines to the seabed. Although they can be used up to 40 meters deep, their use is more common in shallower waters and it is the most widespread type of foundation in the offshore wind industry due to its versatility. They present advantages such as their effectiveness in sandy or clayey soils without requiring prior preparation of the terrain or its simple design. However, their disadvantages include the high costs and risks associated with installation and transport, as well as the need for heavy machinery for their placement, which can negatively affect marine life. In terms of their geometry, the monopiles are composed of two distinct parts: the monopile itself and the transition piece.

- Actions on the structure

The support structure of a wind turbine must be designed to withstand the most adverse conditions without reaching the various Limit States (LS). On the one hand, the Ultimate Limit States (ULS) refer to the structure's capacity to support loads without collapsing, ensuring both the soil resistance and that of the pile. On the other hand, the Service Limit States (SLS) guarantee the correct functioning of the structure, controlling deformations and rotations within

certain limits. Finally, the Fatigue Limit States (FLS) prevent structural failure due to cyclic loads.

From the different scenarios defined by the applicable standards and recommendations, five of them are studies as the most representative or unfavourable ones. The first, E-1, describes normal operating conditions of the wind turbine with aligned wind and wave, with wind at nominal speed and extreme wave forecast. Scenario E-2 addresses an extreme wave scenario at 50 years, with aligned wind and waves, but with wind at nominal speed and extreme turbulence. Scenario E-3 focuses on extreme wind loads, with extreme operational turbulence forecasted at 50 years and with extreme waves at a 1-year return period. For its part, scenario E-4 considers the cut-out wind speed and extreme operational turbulence forecasted at 50 years, with extreme wave conditions at 50 years. Finally, E-5 is defined with the same wind and wave conditions as E-2, but considering them misaligned at 90°.

Regarding the states of wind load, they are classified into four main categories. State U-1 refers to wind conditions with normal turbulence, where the wind speed is nominal and the turbulence conforms to the Normal Turbulence Model (NTM). State U-2 addresses extreme turbulence, maintaining nominal wind speed but with an extreme turbulence model (ETM). In state U-3, operational extreme turbulence at nominal speed is considered, impacting the rotor so fast that the blade control system cannot react in time to mitigate its effect. Finally, state U-4 is defined with operational extreme turbulence and wind turbine cut-out speed, where the wind speed changes so abruptly that the wind turbine cannot stop immediately.

Regarding the states of wave load, four categories are defined based on the height and frequency of the waves during certain periods. W-1 and W-2 refer to extreme waves within a return period of 1 year, with W-1 based on the average significant height and W-2 on the maximum recorded height. On the other hand, W-3 and W-4 focus on a 50-year period, where W-3 is based on the average significant height and W-4 on the maximum height.

Once the load states are defined, the forces acting on the structure of an offshore wind turbine can be established, classifying them into static and dynamic. On the one hand, static loads result from the weight of the structural components and remain constant after installation. On the other hand, dynamic loads, which vary over time, are induced by wind, waves, and the movement of the blades. Specifically, the wind generates cyclic loads in the nacelle due to

turbulence; waves exert lateral forces on the substructure, influenced by environmental conditions and water depth; and the rotation of the blades, along with the imbalance of the nacelle and aerodynamic instability, causes lateral forces and overturning moments on the foundation. Moreover, these are related to the rotor's rotation frequency, known as 1P, and vary according to the operating speed of the wind turbine. Additionally, the rotation of the blades creates a phenomenon known as the shadow effect, which is known as 2P or 3P, depending on the number of blades of the wind turbine, causing pulsating loads on the structure due to the action of the wind.

- Analysis of the response

Dynamic analysis of structures is crucial when facing fluctuating loads. For this, there are two main approaches to this study: time-domain analysis, which considers the variations of the loads over time, and frequency-domain analysis, focused on how structures respond to different load frequencies. Both methodologies have their own applications, benefits, and limitations, and are essential for understanding and optimizing structural design and safety.

Time-domain analysis of structures involves studying how they dynamically respond to loads that change over time. This study is based on a matrix model, expressed by the equation:

$$[M] \cdot \ddot{u}(t) + [C] \cdot \dot{u}(t) + [K] \cdot u(t) = f(t) \quad (1)$$

being M , C , and K the mass, damping, and stiffness matrices, $u(t)$, $\dot{u}(t)$ and $\ddot{u}(t)$ the nodal displacement vector and its first and second time derivatives ; and $f(t)$ the nodal force vector.

Solving this equation allows obtaining the values of displacement, velocity, and acceleration at the nodes at each time instant. A static case is a special type of this analysis where mass and damping forces are not considered. Calculating the temporal response is complex and requires more computation time due to the need to solve a system of differential equations.

On the other hand, frequency domain analysis in structural systems is based on the premise that the applied loads are periodic and can be decomposed into harmonic waves with specific frequencies and amplitudes, defined by Fourier series. This approach allows examining

the structural response to each frequency individually and then integrating them to understand the global response of the system. It is of special interest in those cases with a high computational cost for calculation in the time domain; as well as in problems inherently defined in the frequency domain.

The choice of the study method depends on the type of problem, its complexity, and the desired level of precision. On the one hand, it should be noted that the frequency domain is preferable for linear, stationary, and periodic problems due to its lower computational cost; as well as in problems that are easily defined in the frequency domain. On the other hand, the application of the time domain is more suitable for nonlinear, transient, and random problems, and can include effects such as material plasticity or fatigue.

In the development of this work, the structural response of the foundation of an offshore wind turbine located on the coast of Gran Canaria will be analyzed, using the OpenFast software for the time domain and a simplified finite element model for the frequency domain.

On the one hand, OpenFast is an open-source software developed in Fortran 95, used for designing and controlling both terrestrial and marine wind turbines. It is defined as a numerical model that extends the capabilities of the FAST v8 code, analyzing turbines and wind farms through different modules that define and simulate aerodynamic, hydrodynamic, elastic, and structural characteristics. These modules interact through a link code file, while the simulation configuration is established in a FAST file with a .fst extension. Being open-source, OpenFast allows users to access and modify its source code, which facilitates its continuous evolution through modifications and improvements stored on GitHub repository. For this specific study, version v3.0.0 was used, available on the website of the Division of Continuous Media and Structural Theory.

On the other hand, for the elaboration of this study, a simplified calculation model has been developed using the finite element method to represent the geometry of the structure. This model takes into account the different parts of a wind turbine and the specific conditions of the marine environment where it is located with a two-dimensional approach to simulate the lateral behavior of the structure. That is, the tower and the monopile of the wind turbine are modeled with Bernoulli beam-type finite elements, which have two nodes and two degrees of freedom each (lateral displacement and rotation). The conical geometry of the tower is reproduced by using

enough constant-diameter elements. The uppermost element has the smallest cross-section, while the monopile is modeled with constant-section elements due to its cylindrical shape

Regarding the foundation modeling, two different cases are studied. The first is a fixed-base model, which assumes that the wind turbine is embedded in the seabed, while the second approach considers the soil-structure interaction, using impedances calculated in the frequency domain through finite element and boundary methods, based on the specific characteristics of the terrain where the foundation is installed.

- Problem definition

The selection of the location for offshore wind turbines is crucial for the viability of these projects. In this regard, the coasts of the Canary Islands offer great potential for the development of wind energy that could meet the high electrical demand of the islands, reducing dependence on fossil fuels. However, the selection of the optimal location for a wind turbine depends on key factors such as environmental zoning, bathymetry, and the availability of wind resources. Also, it is essential to conduct an environmental impact study to assess potential negative effects, such as the alteration of local fauna and flora or the social impact due to visibility and noise. Nevertheless, such a study is beyond the scope of the present work.

After evaluating the factors for the selection of the wind turbine, it is determined that the ideal location for the wind turbine of this project is in the southeast of Gran Canaria for various reasons. Firstly, it is suitable due to its capacity to support wind turbines with water depths of less than 50 meters and for having a significant wind resource, both in wind speed and power density, resulting in high energy performance. Furthermore, a specific point within this area has been selected that holds great potential for research, development, and innovation activities..

The definition of soil characteristics is crucial for wind turbine installation, as it directly impacts their structural stability. Although a comprehensive geotechnical study falls beyond the scope of a Mechanical Engineering degree, indicative data can be collected to simulate soil properties. The obtained soil properties, corresponding to sandy soils, include:

Table 1: Soil properties

Parameter	Symbol	Value
Velocity of wave propagation	V_s ($\frac{m}{s}$)	100
Density	ρ_s ($\frac{kg}{m^3}$)	2000
Poisson's ratio	ν_s	0,49
Submerged unit weight of soil	$\gamma'(\frac{kN}{m^3})$	9000
Specific weight	γ ($\frac{kN}{m^3}$)	19,62
Young's modulus	E_s (MPa)	59,6
Internal friction angle	ϕ (o)	28

Once the location of the wind turbine has been defined, the environmental conditions of the site are collected with the aim of analyzing which wind turbine is the most suitable among the different models evaluated, based on estimated energy efficiency and economic viability. In this study, three reference wind turbines with capacities of 5, 10, and 15 MW are considered. The 5 MW model is known as NREL-5MW, the 10 MW as IEA-10.0-198-RWT, and the 15 MW as IEA-15-240-RWT.

Firstly, the energy efficiency of the different models is evaluated. For this, the methodology used is based on a statistical analysis of local wind data, using the Weibull distribution for its ability to incorporate two essential parameters: the average wind speed and the shape factor. This facilitates a more accurate representation of the variations in wind profiles. In addition, the key criteria for choosing the wind turbine will include the amount of energy generated, the capacity factor, and the equivalent operating hours. From the results obtained, it is shown that the 15 MW wind turbine is the most suited in terms of energy production, which was expected by the power curves of each wind turbine. The 10 and 15 MW wind turbines stand out for their performance, with the 10 MW slightly surpassing the 15 MW by less than 5 % in equivalent hours and capacity factor. However, the 5 MW turns out to be the least suitable for the location in question, as it generates less energy and has the lowest values in terms of equivalent hours and capacity factor.

Regarding the economic analysis of wind turbines, it must be determined which is more profitable over a 20-year period, estimating the costs of the project, the associated revenues,

and using indicators of investment profitability such as the Internal Rate of Return (IRR) or the payback period. The results show that the profitability of the 10 MW and 15 MW wind turbine projects is very similar, with the 15 MW one being slightly higher.

After the study, it is concluded that the 10 MW and 15 MW wind turbines are the optimal choices for this project, also presenting similar results in terms of energy performance and economic viability. However, since the 15 MW turbine is capable of generating a greater amount of annual energy, it will be chosen for this project.

- Foundation design

The design of the base of a wind turbine is divided into two main phases to comply with the established Limit States. The first phase, the pre-sizing, is an iterative process that defines the initial dimensions of the monopile, focusing on its diameter, thickness, and buried length, as these are the critical factors affecting the rigidity of the assembly, the natural frequencies, and the stability of the monopile. In addition, other parameters such as the height above ground level and the diameter of the substructure must be estimated. The second phase involves design and it begins with a diameter that ensures the monopile can withstand the maximum wind load without undergoing plastic deformations, based on a specific methodology to calculate these parameters, from which an iterative calculation process begins to determine the final dimensions. The final model will present dimensions that satisfy all the Limit States which, in the particular case of this project, are:

Table 2: Monopile designed

Parameter	Valor
Diameter (D_p)	10,0 m
Thickness (t_p)	25,5 cm
Pile embedded length (L_p)	86,15 m
Substructure length (L_s)	52,15 m
Total pile length (L_{pt})	138,3 m

- Comparative study

The comparative study of the numerical models is carried out with three different configurations of the 15 MW wind turbine chosen for this project. Firstly, the wind turbine with a monopile adapted to the site depth and based on the NREL's IEA-15MW-RWT reference model is analyzed. Secondly, a fixed-base monopile specifically designed for the site's characteristics according to applicable regulations and reference standards is analyzed. As a third case study, the phenomena associated with soil-structure interaction in the designed foundation are evaluated, using the soil properties of the installation site. To compare the low computational cost simplified model with the OpenFast software, variables such as natural frequencies, shear and bending stresses, and displacements and accelerations of the wind turbine will be analyzed. Four of the five previously named load scenarios are studied, those in which wind and wave impact on the same plane. This study is crucial for optimizing the design and functionality of wind turbines under real conditions.

The analysis of natural frequencies constitutes the first step in comparing the two study models. These frequencies, which are intrinsic characteristics of the system and depend on factors such as stiffness and mass, allow determining if the modeled systems are similar and, therefore, comparable. The results extracted from the analysis of the numerical models show that, despite the significant differences in geometry modeling, both achieve a similar reproduction of the problem, as evidenced by the study of natural frequencies in the system.

Regarding the shear forces and bending moments obtained in both models, it is observed that the simplified model tends to be conservative in accounting for wind effects at the site, leading to an overestimation of their load values. On the other hand, in modeling wave loads, it tends to underestimate them. Additionally, the dynamic effects (such as inertial effects, aeroelastic damping, or hydrodynamic damping) impact other variables like displacements and accelerations, resulting in significant deviations between OpenFast and the simplified model. Furthermore, the stiffness of the calculation causes slight variations in the forces for an isostatic system like the simplified model (variations are exclusively produced due to modifying the dynamic amplification factor by changing the system fundamental frequency). In contrast, in a model with dynamic effects, such as OpenFast, there are more substantial variations. However, this stiffness increment significantly influences displacements and accelerations in both models.

Lastly, incorporating soil-structure interaction phenomena leads to significant differences in the results compared to fixed-base systems. However, the effect of this phenomenon is not uniform across both models, resulting in varying responses.

- Conclusions and proposals

To sum up, the different numerical models studied (OpenFast and the simplified finite element model) should not be considered mutually exclusive in their application. In the initial stages of structural design for wind turbines, the simplified model is an appropriate tool to begin addressing the problem, using minimal computational resources. Its simplified nature also reduces complexity in data processing and requires less time. However, for detailed structural analysis in later stages, OpenFast provides a broader and more detailed approach, allowing for a deeper study of the problem.

Proposed improvements will focus on developing and refining the simplified model to achieve a more accurate estimation of the problem. To do so, it is suggested to adequately define the dynamic nature of the problem, incorporate more precise wind and wave models, or include the possibility of studying seismic loads.

From the perspective of implementing the wind energy project discussed in this work, there are several proposals to expand its scope. This could involve incorporating the electrical system of the wind turbine, analyzing the environmental impact of the project, studying corrosion effects on the structure to increase its lifespan, or conducting detailed assessments of the energy capacity at the installation site, among other considerations. The goal is to promote the transition to renewable energy sources in the archipelago, with the possibility of forming partnerships with sector companies that support this initiative.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Objeto	1
1.2. Alcance	2
1.3. Antecedentes	2
1.4. Normativa de aplicación	3
1.4.1. Normas de obligado cumplimiento	3
1.4.2. Estándares recomendados	4
1.5. Estado de la energía eólica offshore en la actualidad	5
1.6. Aerogeneradores	7
1.6.1. Partes	7
1.6.2. Tipos de aerogeneradores eólicos	9
1.6.3. Sistemas de producción eoloeléctrica	10
1.6.4. Aspectos fundamentales	11
1.7. Cimentación	13
1.7.1. Tipología de cimentaciones	14
1.7.1.1. Cimentaciones fijas	15
1.7.1.2. Cimentaciones flotantes	21
1.8. Cimentación objeto de estudio	22
2. Metodología de estudio	23
2.1. Estado de cargas	23
2.2. Acciones sobre la estructura	28
2.3. Análisis de la respuesta a excitaciones	30

2.3.1. Estudio en dominio del tiempo	30
2.3.2. Estudio en dominio de la frecuencia	32
2.4. Modelos numéricos de estudio	33
2.4.1. OpenFast	34
2.4.1.1. ElastoDyn	35
2.4.1.2. HydroDyn	38
2.4.1.3. SubDyn	40
2.4.1.4. AeroDyn	44
2.4.1.5. InflowWind	44
2.4.1.6. ServoDyn	45
2.4.1.7. Otros módulos	45
2.4.1.8. Procesadores de datos	45
2.4.1.8.1. TurbSim	46
2.4.1.8.2. BModes	46
2.4.2. Modelo simplificado de elementos finitos	47
2.4.2.1. Modelado de la superestructura	47
2.4.2.1.1. Interacción fluido-estructura	50
2.4.2.2. Modelado de la cimentación	51
2.4.2.3. Cargas sobre la estructura	52
2.4.2.3.1. Cargas permanentes debido al peso propio	52
2.4.2.3.2. Cargas variables	54
2.4.2.4. Ensamblaje y resolución del sistema	69
2.4.2.4.1. Frecuencias naturales del sistema y modos de vibración	71
2.4.2.4.2. Desplazamientos y giros	73
2.4.2.4.3. Aceleraciones	73
2.4.2.4.4. Esfuerzos internos	74
2.4.2.5. Rutina de cálculo	74
2.4.3. Efectos de interacción suelo-estructura	76
2.4.4. Diferencias entre modelos	77
3. Definición del problema de estudio	81
3.1. Emplazamiento del aerogenerador	81

3.1.1. Factores para la selección de la ubicación	82
3.1.2. Ubicación escogida	86
3.1.3. Propiedades del terreno	87
3.1.4. Características ambientales	89
3.1.4.1. Viento	90
3.1.4.2. Oleaje	95
3.1.4.3. Corrientes marinas	99
3.2. Elección del aerogenerador	100
3.2.1. Aerogeneradores de referencia	100
3.2.2. Criterio de producción energética	102
3.2.2.1. Producción de energía anual	103
3.2.2.2. Horas equivalentes y factor de capacidad	107
3.2.2.3. Conclusiones	109
3.2.3. Criterio económico	110
3.2.3.1. Conclusiones	114
3.2.4. Aerogenerador seleccionado	114
4. Criterios de diseño	115
4.1. Predimensionado de la estructura de soporte	115
4.1.1. Diámetro del monopilote	115
4.1.2. Espesor del monopilote	117
4.1.3. Longitud enterrada del pilote	117
4.1.4. Altura del monopilote sobre la línea de barro	118
4.1.5. Diámetro de la subestructura	119
4.2. Comprobaciones	119
4.2.1. Estados Límites de Servicio (ELS)	119
4.2.1.1. Frecuencias naturales del sistema	119
4.2.1.2. Deformaciones	120
4.2.2. Estados Límites Últimos (ELU)	121
4.2.2.1. Estimación de la capacidad última del terreno	121
4.2.2.2. Plastificación	122
4.2.2.3. Inestabilidad elástica	123

4.2.2.3.1. Secciones de clase 1, 2 y 3	124
4.2.2.3.2. Secciones de clase 4	126
4.2.2.3.3. Comprobación del pandeo local	129
4.2.2.3.4. Comprobación del pandeo global	130
4.2.3. Estados Límite de Fatiga (ELF)	132
4.3. Flujo del proceso de diseño	134
5. Diseño del monopilote	135
5.1. Cargas obtenidas	135
5.1.1. Cargas de viento	135
5.1.2. Cargas de las olas	136
5.1.3. Cargas de las corrientes marinas	138
5.1.4. Carga vertical	138
5.1.5. Cargas para el dimensionado del pilote	138
5.2. Estados Límites	140
5.2.1. Estados Límites de Servicio	140
5.2.2. Estados Límites Últimos	141
5.2.3. Estado Límite de Fatiga	142
5.2.4. Resumen de las comprobaciones	142
5.3. Dimensiones finales del monopilote	143
6. Comparación de modelos	145
6.1. Parámetros definidos en OpenFast	146
6.2. Frecuencia natural del conjunto	148
6.2.1. Caso en base fija sin dimensionar	148
6.2.2. Caso en base fija dimensionado	149
6.2.3. Caso en base flexible dimensionado	149
6.3. Respuesta ante los escenarios de carga	150
6.3.1. Caso en base fija sin dimensionar	150
6.3.1.1. Comprobaciones de Estados Límites	156
6.3.2. Caso en base fija dimensionado	158
6.3.3. Caso en base flexible dimensionado	163
6.4. Respuesta ante cargas exclusivas de viento u oleaje en la estructura	167

6.5. Resumen comparativo	172
7. Conclusiones y propuestas de mejora	179
7.1. Evaluación de los modelos numéricos	180
7.2. Aplicación de los modelos numéricos	181
7.3. Propuestas de mejora	182
I. Fundamentos teóricos	187
I.1. Elastodinámica lineal	187
I.2. Análisis por el Método de los Elementos Finitos	189
I.2.1. Matriz de rigidez	191
I.2.1.1. Matriz elemental de rigidez	198
I.2.2. Matriz de masa	199
I.3. Estimación del amortiguamiento	200
II. Datos para la selección del aerogenerador	205
II.1. Curvas de potencia y cálculo energético	206
II.2. Distribución de Weibull mensual para velocidad de viento	219
III. Estudio de convergencia	223
IV. Planos del proyecto	227

Índice de figuras

1.1. Generación de energía eólica offshore a nivel mundial (Fuente: [1])	5
1.2. Generación de energía eólica total a nivel europeo (Fuente:[2])	6
1.3. Generación de energía en España (Fuente:[3])	7
1.4. Representación de las partes de un aerogenerador(adaptado de [4])	8
1.5. Evolución de la altura de los aerogeneradores (Fuente: [5])	13
1.6. Tipos de cimentaciones de aerogeneradores (Fuente: [6])	14
1.7. Selección de la cimentación a emplear (adaptado de [7])	15
1.8. Cimentaciones fijas (Fuente: [8])	15
1.9. Monopilote (Fuente: [7])	16
1.10. Jacket (Fuente: [7])	17
1.11. Estructura de apoyo por gravedad (Fuente: [7])	18
1.12. Estructura Trípode (Fuente: [7])	19
1.13. Estructura tripilote (Fuente: [9])	20
1.14. Cimentaciones flotantes (Fuente: [10])	21
2.1. Estados Límites Últimos (Fuente: [11])	24
2.2. Rotación de la estructura (adaptado de [11])	24
2.3. Perfil de viento incidente (adaptado de [12])	29
2.4. Cargas actuantes sobre un aerogenerador offshore (adaptado de [13])	30
2.5. Relación entre los distintos módulos de OpenFast (Fuente: adaptado de [14]) . .	35
2.6. Representación de los sistemas de referencia y ejes considerados para la góndola y la torre (Fuente: [15])	37
2.7. Modelos de corrientes marinas en HydroDyn (adaptado de [14])	39
2.8. Modelo estructural de un aerogenerador marino (adaptado de [16])	47

2.9. Elemento finito barra de Bernoulli empleado (adaptado de [17])	48
2.10. Espectro de viento de Kaimal (adaptado de [18])	56
2.11. Factor de amplificación de estela (Fuente: [19])	66
2.12. Flujo de trabajo del modelo simplificado	75
2.13. Modelado de la cimentación en el modelo simplificado (adaptado de [16])	76
2.14. Representación esquemática de los elementos LPM (Fuente: [20])	78
2.15. Modelos para la interacción suelo-estructura en impendencias lateral, cruzada y rotacional acotado al rango de frecuencias de validez entre modelos	79
3.1. Zonas diferenciadas en el POEM (Fuente: [21])	83
3.2. Isóbatas en la isla de Gran Canaria (Fuente: [21])	84
3.3. Velocidad del viento (Fuente: [21])	85
3.4. Densidad de potencia del viento (Fuente: [21])	85
3.5. Ubicación escogida (Fuente: [21])	86
3.6. Tipología de terreno de la ubicación escogida (Fuente: [22])	88
3.7. Puntos SIMAR (adaptado de [23])	91
3.8. Velocidad del viento media mensual SIMAR 4036006 (Fuente: [23])	91
3.9. Velocidad del viento media mensual SIMAR 4037007 (Fuente: [23])	92
3.10. Velocidad del viento media mensual SIMAR 4038006 (Fuente: [23])	92
3.11. Rosas de viento para cada punto SIMAR estudiado (adaptado de [23])	95
3.12. Aerogeneradores de referencia (adaptado de [24])	101
3.13. Curvas de potencia (Fuente: datos extraídos de [25])	102
3.14. Gráfico comparativo de los aerogeneradores de referencia	110
4.1. Flujo del programa para el diseño del monopilote (adaptado de [11])	134
6.1. Respuesta en tiempo para los diferentes escenarios de carga para el aerogenerador de 15 MW en base fija sin dimensionar	150
6.2. Envolventes de esfuerzos de los escenarios de carga para el aerogenerador de 15 MW en base fija sin dimensionar	151
6.3. Comparación de desplazamientos y aceleraciones de los escenarios de carga para el aerogenerador de 15 MW en base fija sin dimensionar	153

6.4. Respuesta en tiempo para los diferentes escenarios de carga para el aerogenerador de 15 MW en base fija dimensionado	159
6.5. Envolventes de esfuerzos de los escenarios de carga para el aerogenerador de 15 MW en base fija dimensionado	160
6.6. Comparación de desplazamientos y aceleraciones de los escenarios de carga para el aerogenerador de 15 MW en base fija dimensionada	162
6.7. Respuesta en tiempo para los diferentes escenarios de carga para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionada	164
6.8. Envolventes de esfuerzos de los escenarios de carga para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionada	164
6.9. Comparación de desplazamientos y aceleraciones de los escenarios de carga para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionada	166
6.10. Respuesta en tiempo del aerogenerador para las diferentes solicitudes de viento u oleaje para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionado	168
6.11. Envolventes de esfuerzos frente a solicitudes exclusivas de viento u oleaje	169
6.12. Comparación de desplazamientos y aceleraciones frente a solicitudes exclusivas de viento u oleaje	170
II.1. Distribución de Weibull del viento durante el año 2023	219
III.1. Estudio de convergencia para el modelo simplificado en base flexible dimensionada	224
III.2. Estudio de convergencia de la frecuencia fundamental para el modelo simplificado en base flexible dimensionada	224

Índice de tablas

2.1. Hipótesis de carga	27
2.2. Diferencias entre los modelos numéricos de estudio	77
3.1. Datos del emplazamiento escogido	87
3.2. Propiedades del terreno	89
3.3. Coordenadas de los puntos SIMAR empleados para obtener la velocidad del viento.	91
3.4. Velocidad media del viento (Fuente: [23])	93
3.5. Velocidad media del viento para cada aerogenerador de estudio	94
3.6. Parámetros de la distribución de Weibull (Fuente: [23])	98
3.7. Alturas y periodos del oleaje en cada punto SIMAR	98
3.8. Alturas y periodos del oleaje en la ubicación escogida	98
3.9. Nivel del mar mensual del año 2011	99
3.10. Velocidad de la corriente marina en 2023 (Fuente: [23])	100
3.11. Datos de los aerogeneradores de referencia (Fuente: [24])	101
3.12. Propiedades del acero de cada aerogenerador.(Fuente: [24])	102
3.13. Valores del factor de forma	104
3.14. Valores del factor de escala	105
3.15. Energía producida en el año 2023	107
3.16. Horas equivalente y factor de capacidad de los aerogeneradores de referencia	109
3.17. Precio de generación de energía mensual del año 2023. (Fuente: [26])	111
3.18. Costes de la potencia nominal, y el acero, transporte y manufactura de la cimentación	112
3.19. Costes totales de la cimentación y del conjunto aerogenerador-cimentación	112
3.20. Ingresos obtenidos con la generación de energía eléctrica	113

3.21. Flujo de caja obtenido	113
3.22. Rentabilidad de la inversión	114
4.1. Clases de secciones definidas en el Eurocódigo 3 Parte 1-1. (Fuente: [27])	123
5.1. Cargas de viento para el aerogenerador de 15MW	136
5.2. Cargas de olas para el aerogenerador de 15MW	137
5.3. Cargas de las corrientes marinas para el aerogenerador de 15MW	138
5.4. Carga vertical para el aerogenerador de 15MW	138
5.5. Cargas para el dimensionado del pilote del aerogenerador de 15MW	139
5.6. Rigidicess del terreno para el dimensionado del aerogenerador de 15MW	140
5.7. Comprobación de las frecuencias naturales del aerogenerador de 15 MW	140
5.8. Comprobación de las deformaciones del aerogenerador de 15 MW	141
5.9. Comprobación de la capacidad última del terreno para el aerogenerador de 15 MW	141
5.10. Comprobación de la plastificación del material para el aerogenerador de 15 MW	141
5.11. Comprobación de la inestabilidad elástica del aerogenerador de 15 MW	142
5.12. Comprobación del Estado Límite de fatiga del aerogenerador de 15 MW	142
5.13. Resumen de las comprobaciones de Estados Límites del aerogenerador de 15 MW	143
5.14. Dimensiones finales del monopilote del aerogenerador de 15 MW	143
6.1. Frecuencias naturales del modelo en base fija sin dimensionar para el aerogenerador de 15MW	148
6.2. Frecuencias naturales del modelo en base fija dimensionado para el aerogenerador de 15MW	149
6.3. Frecuencias naturales del modelo en base flexible dimensionada para el aerogenerador de 15MW	149
6.4. Esfuerzos en la base del monopilote para el aerogenerador de 15 MW en base fija sin dimensionar	152
6.5. Esfuerzos en el rotor para el aerogenerador de 15 MW en base fija sin dimensionar	153
6.6. Desplazamientos en puntos de interés para el aerogenerador de 15 MW en base fija sin dimensionar	155
6.7. Aceleraciones en puntos de interés para el aerogenerador de 15 MW en base fija sin dimensionar	155

6.8. Comprobación de frecuencias entre ambos modelos para el aerogenerador de 15 MW sin dimensionar	156
6.9. Comprobación de la capacidad última del terreno entre ambos modelos para el aerogenerador de 15 MW sin dimensionar	157
6.10. Comprobación de plastificación entre ambos modelos para el aerogenerador de 15 MW sin dimensionar	157
6.11. Comprobación de inestabilidad elástica entre ambos modelos para el aerogenerador de 15 MW sin dimensionar	157
6.12. Comprobación de Estado Límite de fatiga entre ambos modelos para el aerogenerador de 15 MW sin dimensionar	158
6.13. Resumen comparativo de Estados Límites entre ambos modelos para el aerogenerador de 15 MW sin dimensionar	158
6.14. Esfuerzos en el rotor para el aerogenerador de 15 MW en base fija dimensionada	160
6.15. Esfuerzos en la base del monopilote para el aerogenerador de 15 MW en base fija dimensionada	161
6.16. Desplazamientos en puntos de interés para el aerogenerador de 15 MW en base fija dimensionada	162
6.17. Aceleraciones en puntos de interés para el aerogenerador de 15 MW en base fija dimensionada	163
6.18. Esfuerzos en la base del monopilote para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionada	165
6.19. Esfuerzos en el rotor para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionada	165
6.20. Aceleraciones en puntos de interés para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionada	166
6.21. Desplazamientos en puntos de interés para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionada	167
6.22. Esfuerzos cortantes y flectores en la base del monopilote frente a solicitudes exclusivas de viento u oleaje	170
6.23. Desplazamientos en puntos de interés ante viento u oleaje para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionado	171
6.24. Aceleraciones en puntos de interés ante viento u oleaje para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionado	172

6.25. Comparación de las frecuencias naturales entre los casos estudiados	173
6.26. Comparación de esfuerzos cortantes y flectores, desplazamientos y aceleraciones entre los casos estudiados de mayor y menor valor	173
6.27. Desviaciones porcentuales máximas y mínimas	175
6.28. Variación porcentual de los esfuerzos cortantes y flectores en la base del aerogenerador ante fenómenos de interacción suelo-estructura	176
6.29. Variación de los desplazamientos del rotor ante fenómenos de interacción suelo-estructura	176
6.30. Variación de las aceleraciones del rotor ante fenómenos de interacción suelo-estructura	176
6.31. Comparación de los resultados obtenidos	177
II.1. Valores de potencia para cada velocidad (Fuente: [25])	206
II.2. Distribución de velocidades de viento y energía generada para enero 2023	207
II.3. Distribución de velocidades de viento y energía generada para febrero 2023 . . .	208
II.4. Distribución de velocidades de viento y energía generada para marzo 2023	209
II.5. Distribución de velocidades de viento y energía generada para abril 2023	210
II.6. Distribución de velocidades de viento y energía generada para mayo 2023	211
II.7. Distribución de velocidades de viento y energía generada para junio 2023	212
II.8. Distribución de velocidades de viento y energía generada para julio 2023	213
II.9. Agosto 2023	214
II.10. Distribución de velocidades de viento y energía generada para septiembre 2023 .	215
II.11. Octubre 2023	216
II.12. Distribución de velocidades de viento y energía generada para noviembre 2023 .	217
II.13. Distribución de velocidades de viento y energía generada para diciembre 2023 .	218

Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES Y CIVILES

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

MEMORIA

CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA DE SOPORTE
PARA AEROGENERADORES MARINOS EN LAS
ISLAS CANARIAS MEDIANTE MODELOS DE
DISTINTA COMPLEJIDAD

Trabajo Fin de Grado

Autor: Antonio José Romero Monzón

Tutores: Guillermo Manuel Álamo Meneses y Carlos Romero Sánchez

Curso 2023/2024

CAPÍTULO 1

Introducción

1.1. Objeto

El objeto del presente Trabajo Fin de Grado es el análisis del impacto del modelo estructural empleado en el diseño de una estructura de soporte para aerogeneradores marinos. Dicho análisis se efectuará mediante un caso de estudio particular localizado en la costa de las Islas Canarias.

Respecto a las competencias establecidas en la orden ministerial (CIN-351-2009) que se desarrollarán en el Trabajo se encuentran:

- Conocimientos y capacidades para aplicar los fundamentos de la elasticidad y resistencia de materiales al comportamiento de sólidos reales.
- Conocimientos y capacidad para el cálculo y diseño de estructuras y construcciones industriales.
- Conocimientos y capacidades para aplicar las técnicas de ingeniería gráfica.
- Capacidad para la resolución de los problemas matemáticos que puedan plantearse en la ingeniería. Aptitud para aplicar los conocimientos sobre: álgebra lineal; geometría; geometría diferencial; cálculo diferencial e integral; ecuaciones diferenciales y en derivadas parciales; métodos numéricos; algorítmica numérica; estadística y optimización.
- Conocimientos básicos sobre el uso y programación de los ordenadores, sistemas operativos, bases de datos y programas informáticos con aplicación en ingeniería.

1.2. Alcance

El alcance de este Trabajo abordará la comparación entre dos modelos estructurales de distinta complejidad que pueden emplearse para el análisis de estructuras de soporte para aerogeneradores marinos cimentados sobre el lecho marino; en donde se pretende comprobar si los resultados y conclusiones obtenidos a través de modelos simplificado, compuestos por elementos finitos barra y masas concentradas, de bajo coste computacional, reproducen aquellos correspondientes a modelos más complejos, como el software OpenFast. El estudio se llevará a cabo comparando las respuestas en términos de variables de interés tales como esfuerzos, desplazamientos y aceleraciones para un caso concreto de aplicación en las costas canarias y se organizará en las siguientes etapas:

- Estudio del problema y de los conceptos específicos del mismo tales como: tipología estructural, cargas, efectos de interacción suelo-estructura, así como de la normativa y guías de diseño de aplicación.
- Estudio y, en su caso, adaptación, de las metodologías y programas de cálculo a emplear.
- Selección del caso de estudio, búsqueda de los datos necesarios para definir completamente el problema.
- Cálculo estructural del caso de estudio mediante las dos metodologías de distinta complejidad y posterior análisis de los resultados más relevantes para verificar los requisitos establecidos por la normativa de referencia.
- Elaboración de las conclusiones del trabajo a partir de los resultados obtenidos

1.3. Antecedentes

En la última década, la tecnología eólica marina ha experimentado un enorme desarrollo como consecuencia de la imperante necesidad de la sociedad actual de encontrar nuevas fuentes energéticas que permitan la transición de los tradicionales combustibles fósiles a las energías renovables; y motivado principalmente por las mejores condiciones de viento, espacio e impacto frente a la alternativa terrestre.

Un adecuado análisis de la respuesta estructural ante las solicitudes ambientales,

como son las producidas por el viento o el oleaje, entre otros, es fundamental para garantizar un uso eficiente de esta tecnología. No obstante, es un problema de un alto grado de complejidad debido a los distintos fenómenos involucrados, tales como efectos aeroelásticos o de interacción agua-estructura o suelo-estructura, el correcto modelado del sistema de control de la turbina o la incertidumbre en algunos parámetros necesarios para definir el problema. Todos estos aspectos afectan a la respuesta estructural y, por tanto, pueden influir directamente sobre el diseño de estos sistemas.

1.4. Normativa de aplicación

La normativa por la cual se rigen los proyectos de emplazamiento y diseño de aerogeneradores se puede dividir en dos grupos. Por un lado, las normas que son de obligado cumplimiento; mientras que, por otro lado, se encuentran aquellos estándares o recomendaciones que, si bien no son de obligada aplicación, se emplean como referencia a la hora de realizar el cálculo y diseño de estos elementos.

En los siguientes subapartados se listarán las más relevantes de cada grupo.

1.4.1. Normas de obligado cumplimiento

- Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos
- Ley 2/2013, de 29 de mayo, de protección y uso sostenible del litoral y de modificación de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas
- Resolución de 30 de abril de 2009, de la Subsecretaría, por la que se dispone la publicación de la Resolución conjunta de la Secretaría General de Energía y de la Secretaría General del Mar, por la que se aprueba el estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos.
- Real Decreto 150/2023, de 28 de febrero, por el que se aprueban los planes de ordenación del espacio marítimo de las cinco demarcaciones marinas españolas.
- Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- Real Decreto 363/2017, de 8 de abril, por el que se establece un marco para la ordenación del espacio marítimo.
- Real Decreto 1485/2012, de 29 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, para adaptarlo a la nueva denominación y estructura de los departamentos ministeriales.

1.4.2. Estándares recomendados

- IEC 61400-1:2020: Wind turbines. Part 1: Design requirements (2020).
- API RP 2A-WSD: Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms: Working Stress Design (2007).
- DNVGL-OS-B101: Metallic materials (2015).
- DNVGL-ST-0126: Support structures for wind turbines (2016).
- DNVGL-ST-0437: Loads and site conditions for wind turbines (2016).

- DNVGL-RP-C203: Fatigue design of offshore steel structures (2016).
- DNVGL-RP-C202: Buckling strength of shells (2017).
- DNVGL-RP-C205: Environmental conditions and environmental loads (2017).

1.5. Estado de la energía eólica offshore en la actualidad

La generación de energía eléctrica a partir de la energía eólica offshore en la actualidad se concentra principalmente en China, en donde las estadísticas del año 2022, representadas en la Figura 1.1, muestran que acumulan en torno a un 48 % de la energía eólica offshore mundial, seguido de países europeos como el Reino Unido o Alemania en mayor medida. Este último, además, lidera la producción de energía eólica total; es decir tanto onshore como offshore, en el continente europeo como se muestra en la gráfica de la Figura 1.2, justo por delante de España.

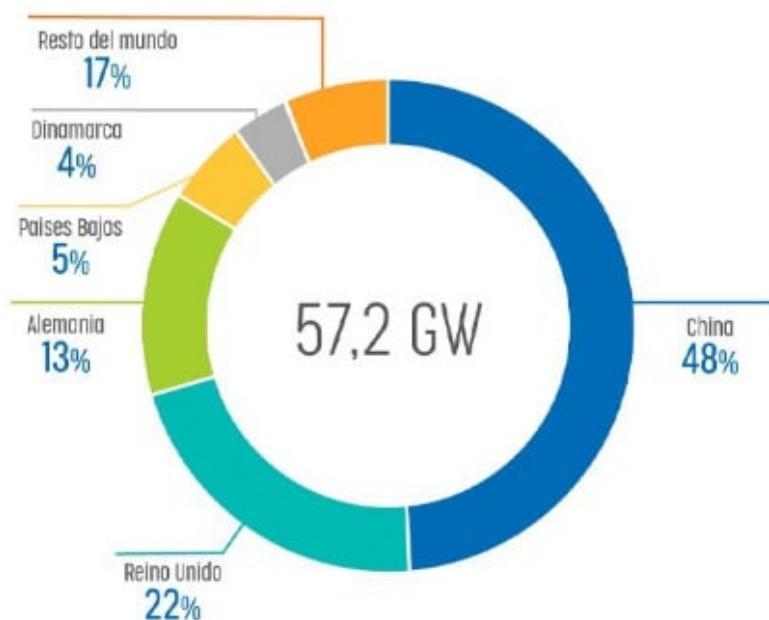


Figura 1.1: Generación de energía eólica offshore a nivel mundial (Fuente: [1])

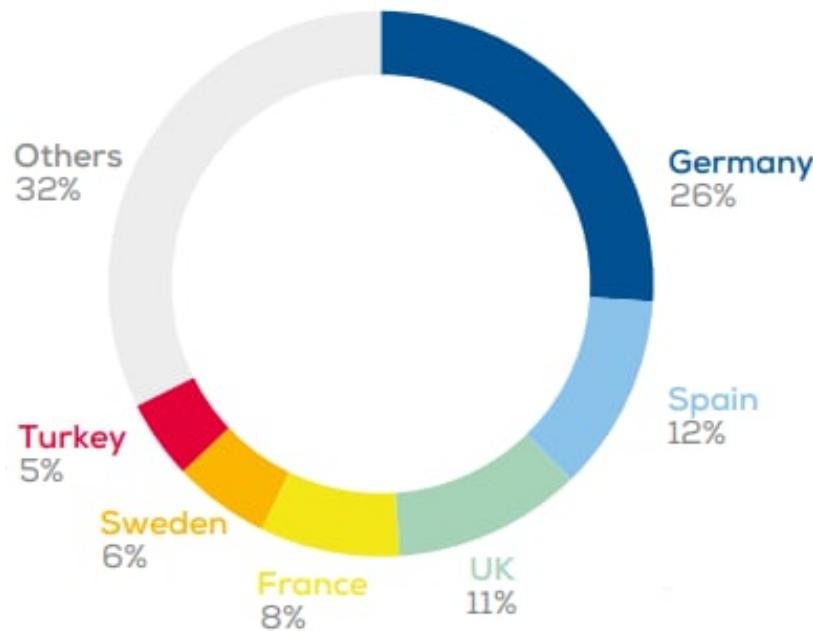


Figura 1.2: Generación de energía eólica total a nivel europeo (Fuente:[2])

La energía eólica en España acumula actualmente aproximadamente 30 GW de potencia total acumulada y se sitúa como la segunda fuente de producción de energía eléctrica en el país durante el año 2023, solo superado por la generación de energía producida mediante ciclo combinado, tal y como se puede apreciar en la Figura 1.3. Además, durante este último año el crecimiento de la energía eólica a nivel nacional ha experimentado un notable crecimiento aumentando 1640 MW la potencia instalada y cubriendo el 24 % de la demanda energética del país [3].

En el ámbito económico, cabe destacar el impacto que la energía eólica supone. Desde el punto de vista de ingresos, por un lado, produce una aportación de 5.896 millones de euros al Producto Interior Bruto (PIB) del país, suponiendo un 0,5 % del PIB nacional; así como por otro lado, durante el último año generó en torno a 39.015 puestos de trabajo, que constituye un aumento del 14 % frente al año anterior. También, es de especial mención que actualmente España es el quinto exportador de aerogeneradores del mundo, lo cual supone unos ingresos de en torno a 2.512 millones de euros en este sector [3].

Desde el enfoque de los coste, el dato más importante a destacar es la reducción del precio que la energía eólica produjo sobre el precio de la energía eléctrica del último año, en

donde se estima que para un consumidor medio con consumo de 579 MWh y tarifa AT1 genera un ahorro anual de aproximadamente 7.358 euros [3].

A pesar de que los indicadores sitúan a España como referente de la energía eólica a nivel mundial, cabe destacar que esta energía se produce principalmente con energía eólica onshore, no aprovechando en su totalidad el recurso eólico disponible en el mar. Actualmente, el único aerogenerador offshore instalado en el país se encuentra en próximo a la costa de Gran Canaria [28].

El potencial de la eólica offshore radica principalmente en que logra un mayor aprovechamiento del recurso eólico que en tierra, a pesar de que hasta ahora no se haya profundizado en ella debido a las limitaciones técnicas y económicas que conlleva.

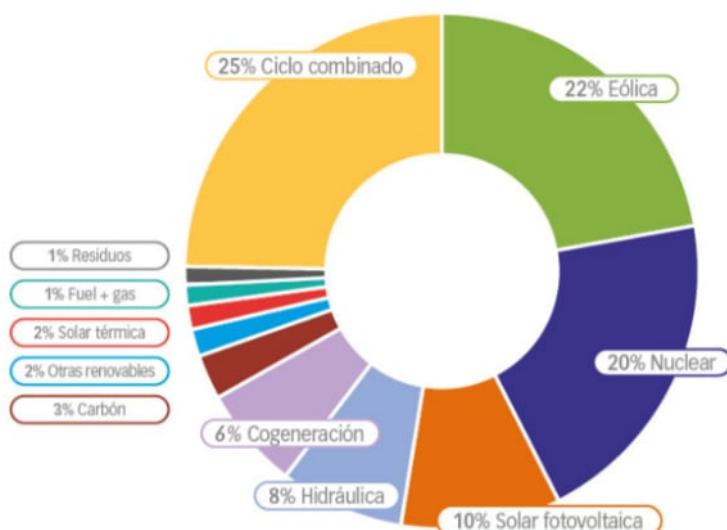


Figura 1.3: Generación de energía en España (Fuente:[3])

1.6. Aerogeneradores

1.6.1. Partes

Las partes más representativas de un aerogenerador común se muestran en la Figura 1.4, en donde se tiene que el viento incide sobre el rotor, compuesto de las palas y el eje. A continuación, la energía cinética de rotación de las palas se transmite mediante una caja de engranajes hacia el generador para su transformación en energía eléctrica. Estos elementos

junto a la parte de control (compuesta por sensores, amplificadores y microprocesadores, entre otros elementos) que gestiona el funcionamiento del sistema constituyen la góndola. Luego, se encuentra el sistema de orientación que sitúa las palas frente al viento o en dirección opuesta. Por último, la unión entre la góndola y la cimentación se efectúa mediante la torre del aerogenerador.

La cimentación de los aerogeneradores es un elemento de especial importancia. Por ello, en el apartado 1.7 se describirán en mayor profundidad.

Respecto al balanceado del sistema eléctrico, aunque no sea una parte propiamente dicha del aerogenerador, se trata de un elemento relevante puesto que está compuesto por todos aquellos elementos como cables, transformadores o condensadores, que permiten el tratamiento de la energía eléctrica generada para su posterior distribución.

Las partes aquí descritas y representadas constituyen un esquema genérico de la estructura de los aerogeneradores. No obstante, cabe destacar que pueden presentar variaciones atendiendo a las distintas tipologías de aerogeneradores existentes.

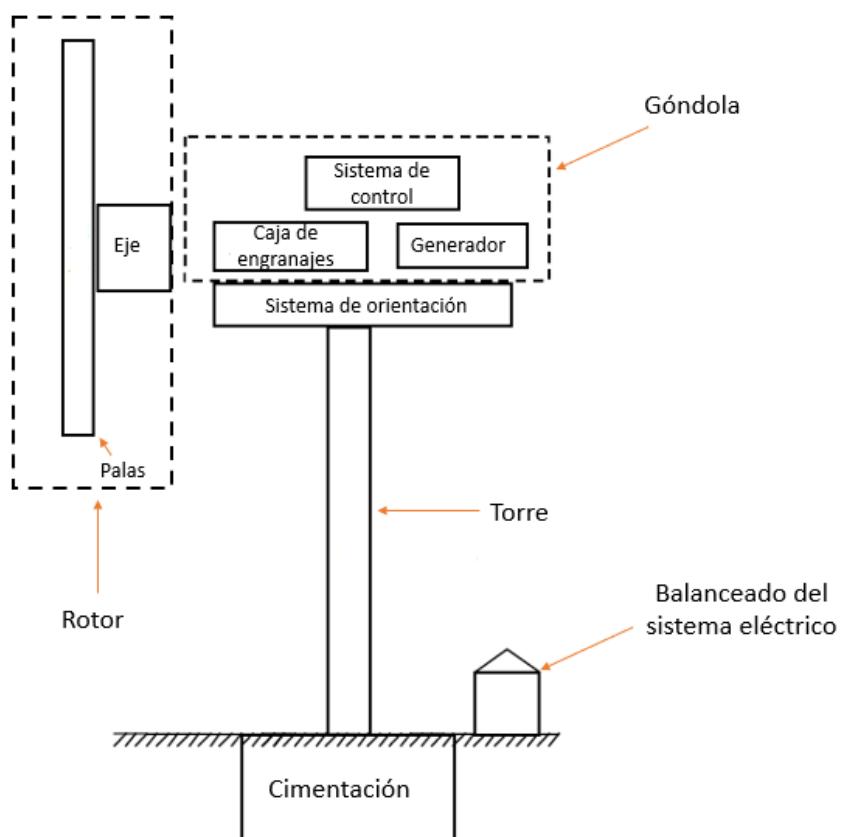


Figura 1.4: Representación de las partes de un aerogenerador(adaptado de [4])

1.6.2. Tipos de aerogeneradores eólicos

Los aerogeneradores eólicos pueden clasificarse en distintas categorías atendiendo a diversos factores. En este trabajo, se seguirán los criterios de clasificación explicados en [29], que se pueden enumerar como:

1. Disposición del eje de giro

- a) Eje horizontal: es la disposición más comúnmente empleada
- b) Eje vertical

2. Número de palas

- a) Monopalas y bipalas
- b) Tripalas: es la más extendida para la generación de energía eléctrica
- c) Multipala: puede disponer de 16 a 24 palas y su aplicación se reduce al bombeo de agua para la generación de electricidad.

3. Velocidad del rotor

- a) Velocidad constante
- b) Velocidad variable o semivariable
- c) Dos velocidades

4. Control y regulación de la turbina

- a) Control por pérdida aerodinámica
- b) Control por pérdida activa aerodinámica
- c) Control por variación del ángulo del paso de pala

5. Generador eléctrico

- a) Generador asincrónico con rotor en jaula de ardilla
- b) Generador asincrónico con rotor bobinado doblemente alimentado

- c) Generador síncrono multipolo

6. Emplazamiento

- a) Aerogeneradores emplazados en tierra (denominados *Onshore*)
- b) Aerogeneradores emplazados en lecho marino (denominados *Offshore*)

7. Tipo de viento

- a) Aerogeneradores para viento de clase I.
- b) Aerogeneradores para viento de clase II.
- c) Aerogeneradores para viento de clase III.

8. Interconexión con la red eléctrica

- a) Sistemas eólicos aislados o 'en isla', con o sin energía auxiliar
- b) Sistemas eólicos interconectados con la red eléctrica

9. Potencia nominal

- a) Microturbinas eólicas (potencia inferior a 5 kW)
- b) Miniturbinas eólicas (potencia aproximadamente entre 5 y 100 kW)
- c) Turbinas de media y gran potencia (potencia comprendida entre 100 y 1000 kW)
- d) Turbinas multimegavatios (potencias superiores a 1000 kW)

1.6.3. **Sistemas de producción eoloeléctrica**

Los sistemas de producción se dividen en dos sistemas principalmente:

- Sistemas aislados o 'en isla'

Suele emplearse en sistemas de pequeños aerogeneradores para atender a la demanda eléctrica de núcleos aislados. No se encuentran interconectados directamente con la red eléctrica por lo que requieren de sistema auxiliares de almacenamiento de energía, tales

como baterías eléctricas. Además, suelen poseer generador eléctrico síncrono accionado directamente por la turbina eólica sin necesidad de uso de caja de engranajes.

■ Parques eólicos

Los parques eólicos actúan de forma similar a una central eléctrica y están formadas por un conjunto de aerogeneradores para la producción de energía eléctrica, la cual se envía posteriormente a la red eléctrica.

Respecto a los parques eólicos offshore cabe destacar que presenta una inversión superior a los ubicados en tierra, a pesar de que los avances tecnológicos permiten una paulatina reducción de dicha inversión. Sin embargo, el potencial que presentan frente a los terrestres es mucho mayor; ya que la capacidad de producción en conjunto es notablemente superior por la mayor regularidad del recurso eólico en alta mar.

1.6.4. Aspectos fundamentales

■ Principio de funcionamiento de la turbina eólica

El principio de funcionamiento que rige a las turbinas eólicas es el principio de la fuerza de sustentación que se desarrolla en las palas debido a su diseño aerodinámico; en donde el rendimiento máximo de conversión de la energía cinética del viento a energía mecánica en el eje del rotor viene determinado por el límite de Betz.

El límite de Betz establece que la máxima cantidad de energía que se puede extraer del viento respecto de su energía total es de aproximadamente el 59,3 %. En la actualidad, el diseño de las palas permite alcanzar rendimientos de conversión elevados, de en torno al 50 %.

■ Control de la rotación de la turbina eólica

El control de la rotación de la turbina eólica es un aspecto relevante para evitar posibles daños en el generador en los casos de vientos muy intensos; así como para permitir optimizar el rendimiento de la máquina y el control de la tensión y frecuencia de la energía eléctrica generada.

Las turbinas eólicas actuales suelen disponer de una velocidad mínima de funcionamiento,

por debajo de la cual no producirán energía; del mismo modo que disponen de una velocidad de corte del giro, generalmente de 25 m/s, a partir de la cual las palas se orientan paralelas a la dirección del viento para parar el giro y evitar posibles daños antes velocidades elevadas del viento.

■ Materiales empleados en las palas

La parte del aerogenerador más sensible a las cargas dinámicas y a la fatiga son las palas del rotor. En la actualidad, se elaboran mayormente a partir de resinas epoxy con refuerzos de fibra de vidrio y pueden alcanzar hasta un 20 % del coste total del aerogenerador.

■ Parámetros de funcionamiento

Los principales parámetros que definen el funcionamiento de un aerogenerador son la velocidades a las que trabaja (de arranque, nominal y de corte); así como otros factores relacionados con su rendimiento como su factor de capacidad, que relaciona la potencia que genera y la potencia nominal de que dispone durante un periodo de tiempo, o las horas equivalentes, que equivaldría al número de horas que el sistema trabajaría a potencia nominal.

■ Mejoras alcanzadas

Algunos de los avances conseguidos en las últimas décadas en relación a la energía eólica son:

- Desarrollo de aerogeneradores de velocidad variable
- Mejoras en la transmisión del par mecánico el eje del rotor y el generador
- Optimización del diseño estructural con la reducción del peso de la estructura y el aumento de la resistencia frente a cargas estáticas y dinámicas
- Desarrollo de sistemas de protección frente a posibles descargas atmosféricas como rayos, o frente a condiciones meteorológicas adversas como temperatura del ambiente o la corrosión del ambiente.
- Aumento del tamaño y la potencia nominal de la máquina (véase Figura 1.5)

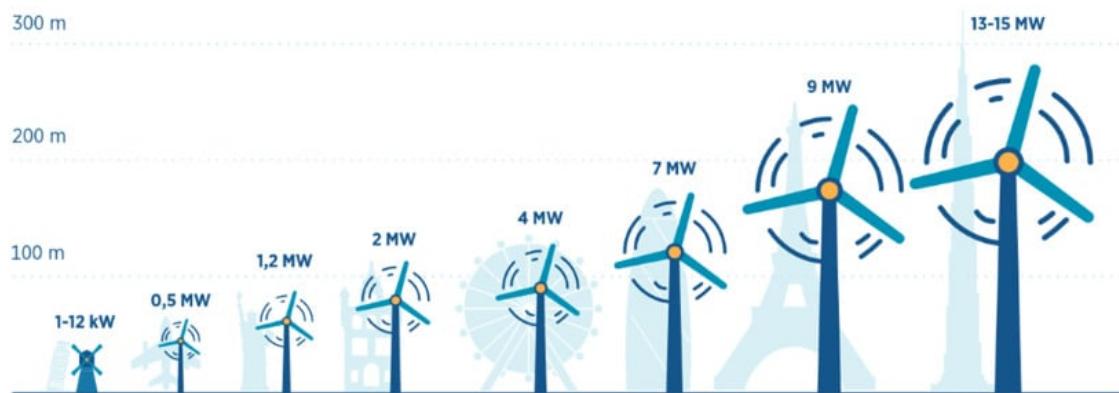


Figura 1.5: Evolución de la altura de los aerogeneradores (Fuente: [5])

- Mejoras en el diseño de la torre para facilitar su transporte y montaje
- Desarrollo del marco legal que regula la producción de energía eólica

1.7. Cimentación

Un aspecto fundamental en el diseño de los aerogeneradores es la cimentación empleada para transmitir las cargas al terreno sobre el que se encuentra, que dependerá de las características de dicho aerogenerador, así como de las condiciones portantes del terreno. Además, en el caso de los cimentados en lecho marino, los offshore, ha de tenerse en cuenta los efectos que el mar tiene sobre ella y que afectan a su durabilidad, tales como la corrosión inducida por cloruros marino, o al montaje de los mismo.

Respecto a los aerogeneradores offshore, objeto de este trabajo, cabe mencionar que hay principalmente dos grupos. Por un lado, los que poseen una cimentación fijada al lecho marino; mientras que, por otro lado, se encuentran las que poseen soportes flotantes, que suelen anclarse mediante cadenas al fondo marino.

Las diferentes cimentaciones anteriormente mencionadas se muestran representadas en la Figura 1.6.



Figura 1.6: Tipos de cimentaciones de aerogeneradores (Fuente: [6])

A continuación, se expondrá las características más relevantes de las diferentes tipologías de cimentaciones de los aerogeneradores cimentados en lecho marino.

1.7.1. Tipología de cimentaciones

La tipología de cimentación a emplear en un aerogenerador depende de diversos factores, los cuales se representan esquemáticamente en la Figura 1.7. Por un lado, es necesario tener en cuenta las condiciones ligadas al lugar en el que se vaya a instalar el aerogenerador, tales como la profundidad de la zona, la capacidad portante del terreno o las solicitudes sobre la estructura. Por otro lado, habrá que considerar aspectos como los costos asociados a la fabricación y el mantenimiento de la estructura; así como la dificultad de instalación que conlleva y que irá sujeta al emplazamiento seleccionado.

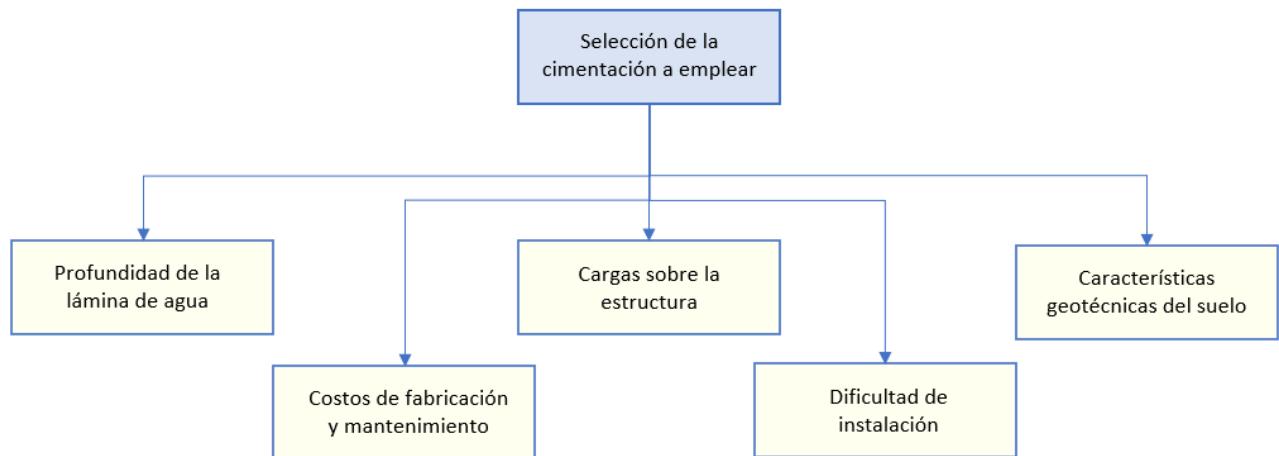


Figura 1.7: Selección de la cimentación a emplear (adaptado de [7])

1.7.1.1. Cimentaciones fijas

Las cimentaciones fijas más comúnmente usadas son los monopilotes, trípodes, estructuras tipo Jackets, soportes tripilotes, y las de apoyo por gravedad, que se pueden apreciar de izquierda a derecha en la Figura 1.8.

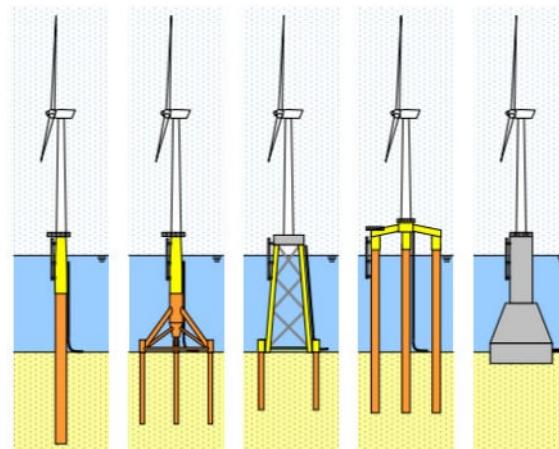


Figura 1.8: Cimentaciones fijas (Fuente: [8])

■ Estructuras de soporte monopilotadas

Los monopilotes consisten en tubos de aceros, generalmente de entre cuatro y diez metros de diámetro, que sujetan a la torre del aerogenerador mediante su introducción en el lecho marino, y que pueden ser usados hasta 40 metros de profundidad de agua aunque

comúnmente se emplea para profundidades menores. Además, es el tipo de cimentación más implantado, encontrándose hasta en aproximadamente en el 81% de los parques eólicos offshore actuales [30], debido a la versatilidad que presentan.

Entre sus ventajas destacan el hecho de presentar un buen comportamiento en terrenos arenosos o arcillosos, sin necesidad de acondicionar el terreno; así como presentar un diseño simple. Sin embargo, entre sus desventajas cabe destacar los costes y el riesgo asociados a su instalación y transporte, en donde además es necesario el empleo de maquinaria pesada para su hinca. Ello, a su vez, genera un impacto negativo sobre la fauna marina.

Respecto a la geometría de los monopilotes, representada en la Figura 1.9, se puede apreciar como dispone de dos partes claramente diferencias: el monopilote en sí y la pieza de transición que permite acoplar torre y subestructura.

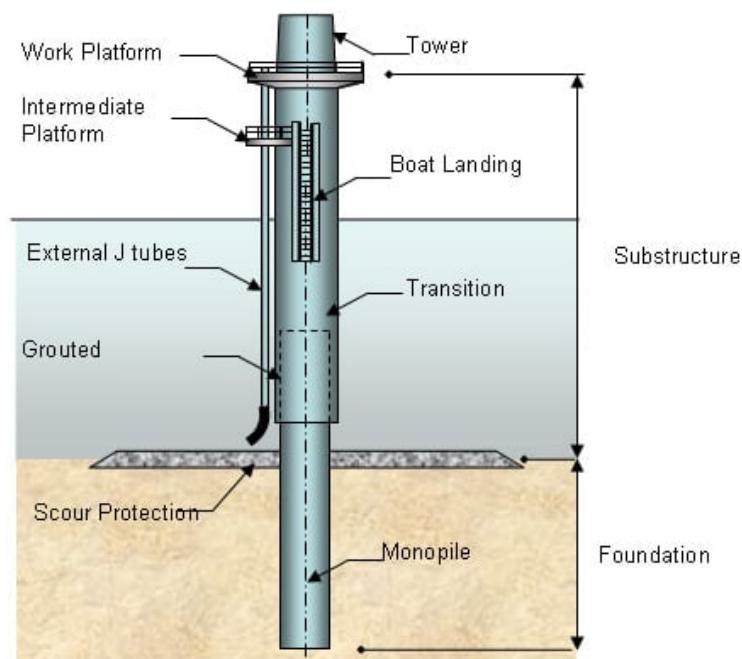


Figura 1.9: Monopilote (Fuente: [7])

▪ Estructuras de soporte Jacket

Las estructuras de soporte Jacket, como la representada en la Figura 1.10, suelen estar compuestas por tres o cuatro patas que actúan como punto de anclaje al suelo, mediante monopilotes o vasos de succión, que soportan a la estructura principal compuesta por barras arriostradas en celosía. En general, los de cuatro puntos de apoyo transmiten mejor las cargas al terreno, aunque suele ser más común el de tres puntos de apoyo debido a la menor cantidad de material que es necesario usar [8].

Una de las ventajas que posee este tipo de cimentación es que las barras trabajan sometidas principalmente a esfuerzos axiles, lo cual permite una alta eficiencia en el material, que a su vez se traduce en un menor peso de la estructura. Sin embargo, entre las desventajas cabe destacar la complejidad que conlleva su ejecución debido a la cantidad de uniones que posee; así como el mantenimiento que requiere [17].

El rango de profundidades en que se puede aplicar alcanza los 60 metros de profundidad y es aplicable a todo tipo de suelos, excepto si éstos son rocosos [30].

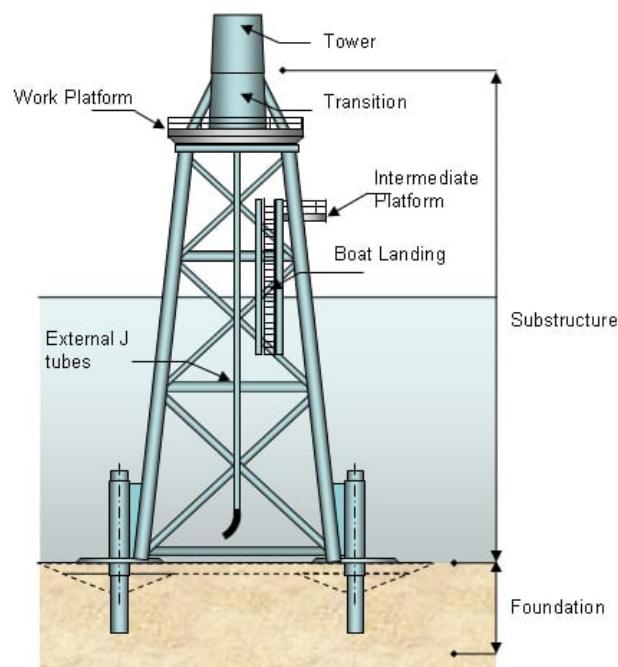


Figura 1.10: Jacket (Fuente: [7])

- **Estructuras de apoyo por gravedad**

Las estructuras de apoyo por gravedad basan su estabilidad en la acción gravitatoria que actúa sobre su elevada masa. Suelen realizarse a base de hormigón, debido al menor coste que presentan respecto al uso del acero; así como por su mejor comportamiento frente a la corrosión inducida por el medio marino [31].

En la Figura 1.11 se puede observar como disponen de una amplia base, que contribuye a un buen comportamiento frente a cargas laterales. Del mismo, se trata de un tipo de cimentación bastante adecuado para pequeñas profundidades, de como máximo 30 metros, en terrenos que previamente hayan sido acondicionados. No obstante, cabe destacar que esta solución depende en gran medida de la capacidad portante que posea el suelo sobre el que se vaya a ubicar [17].

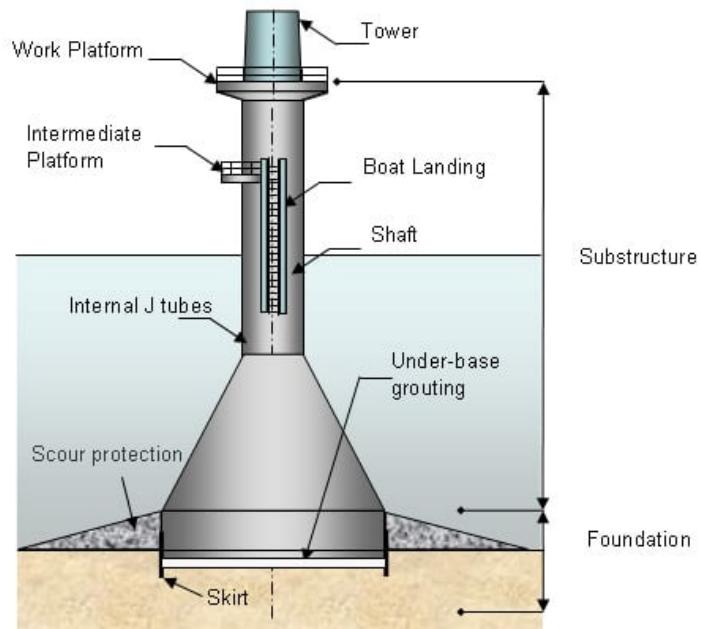


Figura 1.11: Estructura de apoyo por gravedad (Fuente: [7])

▪ Estructuras Trípode

La cimentación en trípode como la de la Figura 1.12 dispone de tres puntos de anclaje al lecho marino, que pueden ser pilotes o vasos de succión, que se encuentran conectados entre sí y fijadas a la columna central que constituye la torre del aerogenerador.

Este tipo de cimentación permite un reparto de cargas al terreno más eficiente, que a su vez contribuye a una mejor estabilidad del conjunto. Además, como aspecto positivo se tiene que la erosión no tiene una incidencia considerable sobre la vida útil de la misma [31].

En comparación con otros tipos de cimentaciones cabe destacar que presenta un mayor costo que las cimentaciones monopilotadas, debido a que poseen una geometría más compleja que aumenta los costos de fabricación y mantenimiento. No obstante, dichos costos son menores en comparación a las estructuras de tipo Jacket [32]. Además, las profundidades en que se instalan suelen ser mayores a las empleadas en monopilotes, pudiendo alcanzar hasta 50 metros de profundidad. También, no es necesario el acondicionamiento del terreno antes de su instalación y es especialmente adecuado para su uso en suelos compuestos por arcillas rígidas o arenas de media a alta densidad [33].

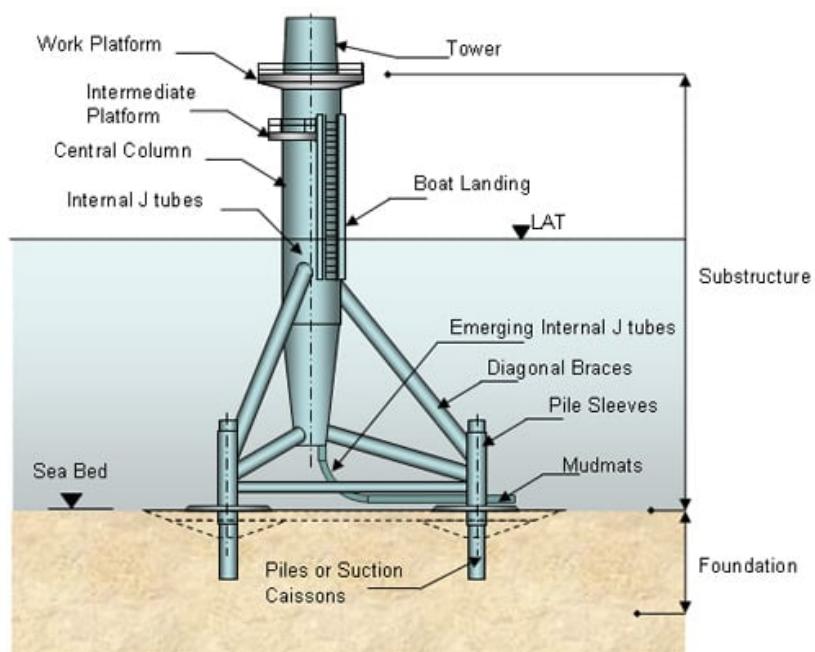


Figura 1.12: Estructura Trípode (Fuente: [7])

■ Estructuras de soporte tripilote

Las estructuras de soporte tripilote son bastante similares a las trípode, tal y como se aprecia en la Figura 1.13. En dicha imagen se puede observar como los tres pilotes sobre los que se cimenta la estructura convergen en una pieza triangular que enlaza con la torre del aerogenerador.

El uso de este tipo de cimentación abarca profundidades de agua comprendidas entre los 25 y 50 metros, y dispone la ventaja de garantizar una reparto eficiente de las cargas al terreno, que a su vez contribuye a menores diámetros de los tres pilotes empleados, con su consecuente reducción de la cantidad de material empleado que repercute en un menor costo de la estructura [9].



Figura 1.13: Estructura tripilote (Fuente: [9])

1.7.1.2. Cimentaciones flotantes

Las principales tipologías de cimentaciones flotantes se representan en la Figura 1.14, y son principalmente cuatro: tipo Barge, tipo Spar, tipo Semi-sumergible y tipo plataforma tensionada (TLP, *Tension Leg Platform*).

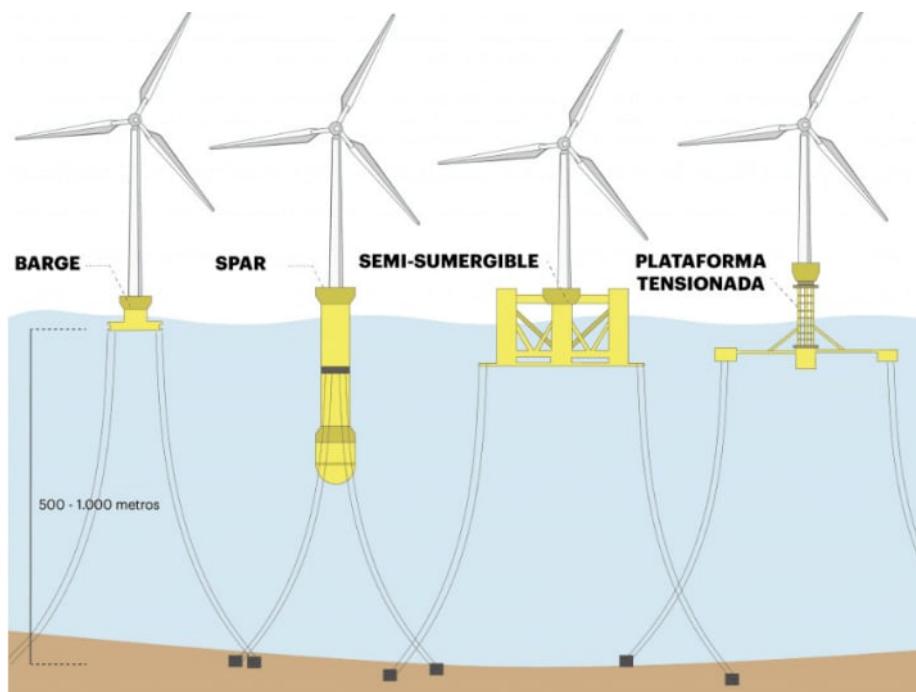


Figura 1.14: Cimentaciones flotantes (Fuente: [10])

A continuación, se expondrán brevemente las características de cada una:

- **Barge**

La característica más importante de las cimentaciones flotantes tipo Barge es que están compuestas por plataformas de gran tamaño que permiten aumentar la flotabilidad y estabilidad de la misma, que se anclan al suelo mediante el uso de diversas catenarias [34].

- **Spar**

Las cimentaciones flotantes tipo Spar están compuestas por un cilindro lastrado, con el objetivo de conseguir que el centro de gravedad del mismo se encuentre debajo del de flotación y dotar así de mayor estabilidad al conjunto. Además, el anclaje al suelo se

realiza mediante el uso de catenarias [34].

Generalmente, la estructura cilíndrica se compone de acero o de hormigón, y el lastre se realiza añadiendo arena o agua. Por último, suelen aplicarse a partir de 100 de profundidad del lecho marino [30], aunque todavía se trata de un tipo de cimentación en fase desarrollo.

■ Semi-sumergible

Las estructuras semi-sumergible o tipo semi-sumergible están compuestas por tres columnas que se unen entre sí mediante una serie de brazos (véase Figura 1.14). Estas columnas son las que dotan al conjunto de la estabilidad hidrostática necesaria para mantener el equilibrio, y se fijan al suelo mediante el uso de tensores.

Un aspecto a destacar de este tipo de cimentación flotante es que su uso no es adecuado en zonas que presenten un fuerte oleaje o unas condiciones climáticas extremas, puesto que el movimiento que presentaría el conjunto impediría un buen funcionamiento del aerogenerador [30].

■ Plataforma tensionada (*Tension Leg Platform, TLP*)

Estas estructuras están compuestas por una plataforma que dispone de una gran columna central y una serie de brazos que se conectan a una serie de tensores que garantizan la estabilidad del conjunto.

Los tensores empleados suelen ser generalmente de acero de alta resistencia y macizos. La cantidad habitual es de dos o tres cables anclados a cada pata de la base y siempre se encuentran tensionados. No obstante, el aspecto más desfavorable de este tipo de cimentación flotante es que el sistema de anclaje que posee es complejo y no es apto para todos tipo de fondo marino [30].

1.8. Cimentación objeto de estudio

Las cimentaciones fijas, concretamente las monopilotadas, son las más extendidas en la actualidad, tal y como se comentó anteriormente. Por ello, y debido a que su geometría presenta una mayor simplicidad que las otras descritas, el estudio comparativo objeto de este trabajo se realizará con estructuras monopilotadas.

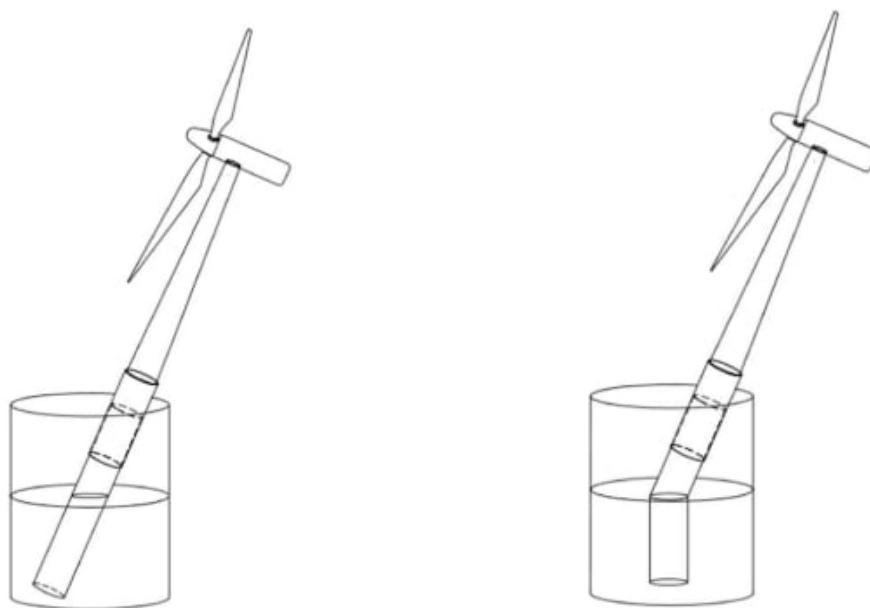
CAPÍTULO 2

Metodología de estudio

2.1. Estado de cargas

El estado de cargas al que puede estar sometida la estructura de soporte de un aerogenerador presenta múltiples casuísticas de difícil análisis. No obstante, no es necesario conocerlas todas ellas, puesto que el dimensionado de la estructura debe responder a aquellos más desfavorables o perjudiciales, con la máxima de verificar que no se alcanzará ningún Estado Límite (EL), entendiendo como tal a aquellos estados a partir del cual la estructura no cumplirá las funciones para las que se proyectó. Los Estados Límites (EL) a analizar en este trabajo son:

- **Estados Límite Últimos (ELU):** establece los requisitos a satisfacer relativos a la capacidad portante de la estructura, para evitar que se produzca el colapso total o parcial de la misma. En este caso, hay dos aspectos a comprobar: por un lado, que la capacidad portante del terreno sea la suficiente para soportar los esfuerzos que se le transmiten y evitar su fallo (ejemplificado en la Figura 2.1a); mientras que por otro lado, se debe de garantizar que la capacidad resistente del pilote es la suficiente para evitar su plastificación (ejemplificado en la Figura 2.1b).
- **Estados Límite de Servicio (ELS):** establece los requisitos a satisfacer para conseguir un correcto funcionamiento del sistema, tales como deformaciones o giros producidos (ejemplificado en la Figura 2.2). Para un proyecto de aerogeneradores, se deberá verificar que estos valores no sobrepasen los establecidos como límites en la norma DNV-OS-J101 [19]). En este aspecto, la última sección del monopilote en la línea de barro es la más crítica de la estructura y, por ello, la de análisis.



(a) Fallo por exceder la capacidad del suelo (b) Fallo por plastificación del pilote

Figura 2.1: Estados Límites Últimos (Fuente: [11])



Figura 2.2: Rotación de la estructura (adaptado de [11])

- **Estados Límite de Fatiga (ELF):** establece los requisitos a satisfacer para evitar el colapso de la estructura debido la acción de cargas cíclicas. Generalmente, para un

proyecto de aerogeneradores se establece una vida útil de 50 años para la estructura.

En las normas y estándares recomendados de aplicación en un proyecto de aerogeneradores cimentados en lecho marino se describen múltiples casos de cargas. Sin embargo, para el desarrollo de este trabajo, por su simplicidad y concreción, se emplearán los cinco escenarios representativos de carga para el diseño de aerogeneradores monopilotados que se describe en [11]. Dichos escenarios de carga están compuestos por una combinación de cuatro estados de carga de viento y otros tantos de oleaje.

A continuación, se describirá brevemente las características más significativas de cada escenario de carga:

■ **Condiciones de operación normal (E-1)**

Considera que los fenómenos de viento y oleaje inciden en la misma dirección, en donde el viento actúa a velocidad nominal y turbulencia normal (U-1); mientras que para el oleaje se considera un estado extremo del mar previsto en 1 año (W-1).

■ **Escenario extremo de carga de ola (E-2)**

En este segundo escenario también se establece que el viento y el oleaje inciden en la misma dirección, pero con un viento en régimen de velocidad nominal y turbulencia extrema (U-2), y un estado de oleaje de ola extrema prevista para 50 años (W-4).

■ **Escenario extremo de carga de viento (E-3)**

Este escenario también supone viento y oleaje incidentes en la misma dirección, en donde el viento actúa a velocidad nominal y se considera que se produce la máxima ráfaga de viento previsible en 50 años (U-3); junto con un estado de oleaje de ola extrema prevista en 1 año (W-2).

■ **Escenario de velocidad de corte del viento y ráfaga extrema de operación (E-4)**

En este caso el escenario de viento que actúa se considera actuando a la velocidad de corte del aerogenerador con la máxima ráfaga de viento prevista en 50 años (U-4), además de unas condiciones de oleaje de ola extrema prevista en 50 años (W-4). En este escenario se supone nuevamente que el viento y el oleaje actúan en la misma dirección.

■ Escenario de viento y de ola desalineado (E-5)

El quinto y último escenario es el único que considera desalineación entre el viento y el oleaje, de 90º. En este caso, el viento incide a velocidad nominal y con turbulencia extrema (U-2), y se establece un oleaje con ola extrema prevista para 50 años (W-4)

Los estados de cargas mencionados para cada escenario, denominados U para el viento y W para el oleaje, presentan las siguientes características:

1. Estados de carga de viento (U-X)

- **U-1 (Turbulencia normal):** se considera un escenario de viento actuando a velocidad nominal (U_R) y con turbulencia normal (NTM, *Normal Turbulence Model*)
- **U-2 (Turbulencia extrema):** se considera escenario de viento incidente a velocidad nominal (U_R) y con turbulencia extrema (ETM, *Extreme Turbulence Model*)
- **U-3 (Ráfaga extrema en el caso de velocidad nominal del viento):** se supone escenario de viento actuando a velocidad nominal (U_R) y con ráfaga extrema de operación (EOG, *Extreme Operating Gust*) en 50 años con velocidad nominal que golpea el rotor. Se considera que la velocidad de la ráfaga es lo suficientemente rápida como para que no se pueda mitigar su efecto, debido a que no hay tiempo suficiente para la activación del sistema de control del ángulo de las palas.
- **U-4 (Ráfaga extrema en el caso de corte):** la velocidad de actuación del viento considerada es la de corte del aerogenerador (U_{out}) y con ráfaga extrema de operación en 50 años (EOG, *Extreme Operating Gust*) que golpea el rotor. Como el cambio de velocidad del viento se supone repentino, se considera que el aerogenerador no se puede detener en ese instante.

2. Estados de carga de oleaje (W-X)

- **W-1 (Estado extremo del mar en el periodo de un año, ESS_1):** la ola considerada es de altura equivalente a la altura significativa de la ola que se registra en un año ($H_{S,1}$).
- **W-2 (Altura extrema de la ola en el periodo de un año, EWH_1):** la ola

considerada es de altura equivalente a la altura de la mayor ola que se registra en un año ($H_{Máx,1}$).

- **W-3 (Estado extremo del mar en el periodo de 50 años, ESS_{50}):** se establece una ola con altura equivalente a la altura de ola significativa que se registra en 50 años ($H_{S,50}$)
- **W-4 (Altura extrema de la ola en periodo de 50 años, EWH_{50}):** la altura equivalente de la ola considerada se corresponde con la altura de la mayor ola que se registra en 50 años ($H_{máx,50}$)

La síntesis de las distintas hipótesis de carga anteriormente explicadas se muestra en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Hipótesis de carga

Hipótesis	Modelo de viento	Modelo de oleaje	Alineación
E-1	U-1	W-1	Alineados
E-2	U-2	W-4	Alineados
E-3	U-3	W-2	Alineados
E-4	U-4	W-4	Alineados
E-5	U-2	W-4	Desalineación de 90º

Como consideraciones de especial mención de las hipótesis de carga establecidas cabe destacar que los escenarios de mayores velocidades de viento y olas extremas generalmente ocurren simultáneamente. No obstante, la mayor carga de viento a la que se ve sometido el aerogenerador no se produce con las mayores velocidades de viento, debido a la actuación del control de paso de pala. Ante velocidades de viento elevadas, que supere la nominal, se activa dicho control como medida de seguridad, con el objetivo de reducir el coeficiente de empuje al que se verían sometidas las palas y, por tanto, permitiendo reducir la carga.

Respecto a otras consideraciones adoptadas en las hipótesis de carga, cabe mencionar que se realizan suposiciones conservadoras tales como asumir la actuación de la carga extrema de viento en 50 años y la carga de ola extrema en 50 años simultáneas, cuando se trata de una situación con escasas probabilidades de ocurrir. Por ello, la propia norma DNV-OS-J101

[19] no exige evaluar conjuntamente estos casos de carga; aunque para el dimensionado de la cimentación suele ser una práctica habitual hacer uso de los escenarios E-2 y E-3 de cargas, por tratarse de escenarios bastante conservadores.

2.2. Acciones sobre la estructura

Las acciones presentes sobre la estructura de un aerogenerador cimentado sobre lecho marino puede dividirse en dos grupos. Por un lado, la carga estática o muerta y, por otro, cargas cíclicas o dinámicas. La carga estática presente es debida al peso propio de los elementos que componen la estructura y se caracterizan por actuar permanentemente tras finalizar el proceso de instalación del aerogenerador; mientras que las cargas dinámicas se producen debido a la acción del viento, el oleaje y el efecto provocado por el giro de las palas, y no se presentan de manera constante, sino que varían con el tiempo.

Respecto a las cargas dinámicas es de especial mención el efecto que produce cada una de las acciones:

- La velocidad y la intensidad de la turbulencia que presenta el viento actúa sobre las palas del aerogenerador, provocando así cargas cíclicas en la góndola.
- Las cargas debidas al oleaje tienen lugar en la subestructura provocando una fuerza lateral sobre la cimentación. El efecto de estas cargas de oleaje vendrá determinado por las condiciones ambientales tales, alturas y periodos de las olas; así como de la profundidad de agua considerada.
- El efecto del giro de las palas sumado al desequilibrio de la góndola y a la inestabilidad aerodinámica que presenten las palas produce una fuerza lateral y un momento de vuelco en la cimentación, cuya frecuencia esta asociada a la frecuencia de rotación del rotor. Generalmente, esta frecuencia se denomina 1P y depende del régimen de giro en el que opera el aerogenerador.
- El efecto del giro de las palas conlleva otro fenómeno asociado denominado *efecto sombra* y suele conocerse como 2P o 3P, dependiendo de si el aerogenerador posee dos palas o tres. En el caso de los aerogeneradores bipalas, la carga dinámica originada por el efecto sombra será de dos veces la frecuencia de rotación del aerogenerador, mientras que si es

tripala será tres veces la frecuencia de rotación del mismo. El principal efecto de este fenómeno radica en que durante el giro de las palas hay instantes en el que la acción del viento tiene lugar sobre toda la parte de la estructura que se encuentra por encima del nivel del mar; mientras que en otros, determinados por la frecuencia de giro, las palas del rotor apantallan el viento incidente, provocando así la aparición de cargas pulsantes.

Como representación del efecto sombra mencionado, en la Figura 2.3a se puede observar un viento genérico que actúa sobre el aerogenerador; mientras que en los instantes que en las palas cubren la torre el viento incidente sobre la parte descubierta de la torre sería el de la Figura 2.3b.

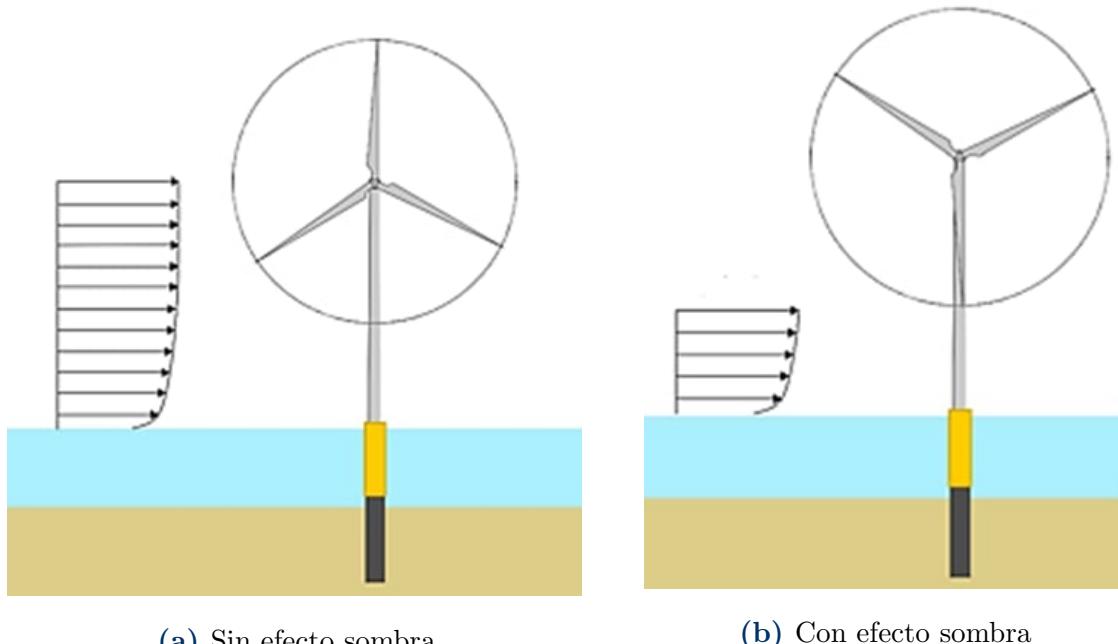


Figura 2.3: Perfil de viento incidente (adaptado de [12])

De manera general, se puede resumir el conjunto de cargas actuantes sobre la estructura de una manera genérica tal como se refleja en la Figura 2.4; en donde el peso propio no se dibuja por ser implícito a la estructura. Mientras que la fuerza debida al oleaje involucra tanto las producidas debido a las olas y corrientes propia del medio marino.



Figura 2.4: Cargas actuantes sobre un aerogenerador offshore (adaptado de [13])

2.3. Análisis de la respuesta a excitaciones

En el ámbito del cálculo y análisis de un sistema estructural es de especial relevancia el estudio del comportamiento dinámico que presentan las estructuras cuando están sometidas a cargas que varían en el tiempo. Para ello, pueden emplearse dos metodologías de estudio distintas: por un lado, el estudio del sistema en el dominio del tiempo, y, por otro; en el dominio de la frecuencia. A continuación, se expondrán los conceptos básicos acerca de cada una de ellas, así como sus aplicaciones, ventajas y desventajas.

2.3.1. Estudio en dominio del tiempo

El estudio en dominio del tiempo de una estructura consiste en el análisis de la respuesta dinámica que presenta frente a solicitudes que varían con el tiempo. El modelo por elementos

finitos que define dicha respuesta es el siguiente sistema de ecuaciones que puede escribirse de forma matricial como:

$$[M] \cdot \ddot{u} + [C] \cdot \dot{u} + [K] \cdot u = f(t) \quad (2.1)$$

En donde:

- M es la matriz cuadrada y simétrica de masa.
- C es la matriz cuadrada y simétrica de amortiguamiento.
- K es la matriz cuadrada y simétrica de rigidez.
- u representa el vector de desplazamiento nodales.
- \dot{u} es la derivada temporal primera del vector de desplazamiento nodales, el vector de velocidades en los nodos.
- \ddot{u} es la derivada temporal segunda del vector de desplazamiento nodales, el vector de aceleración en los nodos.
- $f(t)$ representa el vector de fuerzas nodales.

La resolución del sistema matricial anterior constituye la solución del sistema de elementos finitos para la obtención de los valores de desplazamiento, velocidad y aceleración en los nodos para cada instante de tiempo t . Cabe puntualizar que, un caso de estudio estático es una solución particular a este sistema, en donde las fuerzas de inercia y amortiguamiento son términos nulos.

La principal desventaja del estudio de un sistema estructural en el dominio del tiempo radica en que presenta una cierta complejidad al tratarse de un sistema de ecuaciones diferenciales. Ello traducido a sistemas informáticos de cálculo, provoca un mayor de tiempo de dicho cálculo para la obtención de la resolución del sistema. Además, existen diversos métodos para obtener la respuesta del sistema, cuya aplicación debe garantizar requisitos de convergencia y estabilidad.

2.3.2. Estudio en dominio de la frecuencia

El estudio en dominio de la frecuencia de un sistema estructural se realiza mediante la consideración de que las cargas aplicadas en el sistema son funciones periódicas, que pueden descomponerse cada una como una suma de ondas armónicas, en donde cada una posee una frecuencia y amplitud determinada. Matemáticamente se pueden definir mediante las denominadas series de Fourier.

El empleo del estudio en dominio de la frecuencia permite estudiar la respuesta estructural del sistema en cada frecuencia por separado, para posteriormente combinar dichas respuestas y obtener la respuesta del sistema en su conjunto.

El dominio de la frecuencia como método de análisis se usa principalmente en aquellos casos en los que al coste computacional asociado a emplear el estudio en dominio del tiempo es elevado; así como en aquellos otros casos que son propiamente abordados mediante el estudio en dominio de la frecuencia. Éstos pueden ser estructuras con amortiguamientos no proporcionales, que dependen de la frecuencia o el modo de vibración, o para aquellos casos en los que se desea conocer el espectro de respuestas en frecuencia de la estructura, entre otros.

Las principales ventajas que presenta el uso del estudio en dominio de la frecuencia radican en que reduce el problema de estudio a un conjunto de ecuaciones algebraicas lineales, lo que simplifica su estudio al no tener que hacer uso de ecuaciones diferenciales no lineales; así como permitir extraer información de propiedades dinámicas de la estructura, tales como pueden ser modos de vibración, frecuencias naturales del sistema, o coeficientes de amortiguamiento.

La suposición de considerar el problema como una suma de excitaciones armónicas se puede definir como un conjunto de ondas de forma sinusoidal o cosenoidal dependientes de la frecuencia. Sin embargo, la principal desventaja es que, al tratarse de una superposición de ondas, solamente es válido para problemas lineales en donde pueda aplicarse dicho principio de superposición.

La dependencia temporal de los parámetros se puede expresar, por tanto, en notación compleja como términos múltiplos de $e^{i\omega t}$ o $e^{-i\omega t}$; donde solo la parte real o la parte imaginaria tiene sentido físico. Por tanto, los vectores de desplazamientos nodales y de fuerzas nodales pueden expresarse de forma armónica y compleja de la manera mostrada en las ecuación 2.2;

en donde U onstituye la amplitud compleja de la respectiva onda de desplazamientos nodales.

$$u = U e^{i \omega t} \quad (2.2)$$

La expresión como onda sinusoidal o cosenoidal de los términos $e^{i \omega t}$ o $e^{-i \omega t}$ se muestra en las ecuaciones recogidas en 2.3.

$$\begin{aligned} e^{i \omega t} &= \cos(\omega t) + i \cdot \operatorname{sen}(\omega t) \\ e^{-i \omega t} &= \cos(-\omega t) + i \cdot \operatorname{sen}(-\omega t) = \cos(\omega t) - i \cdot \operatorname{sen}(\omega t) \end{aligned} \quad (2.3)$$

Las derivadas primera y segunda respecto del tiempo para la obtención de la velocidad y aceleración de los nodos respectivamente quedarían como se muestra en las ecuaciones 2.4 y 2.5.

$$\dot{u} = i \omega \cdot U e^{i \omega t} \quad (2.4)$$

$$\ddot{u} = -\omega^2 \cdot U e^{i \omega t} \quad (2.5)$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.2, 2.4 y 2.5 en la ecuación del dominio del tiempo 2.1 se obtiene la ecuación matricial en el dominio de la frecuencia (ecuación matricial 2.6, previa simplificación del término $e^{i \omega t}$ que se anula en ambos miembros de la ecuación).

$$([K] + i \omega [C] - \omega^2 [M]) \cdot U = F \quad (2.6)$$

2.4. Modelos numéricos de estudio

La información expuesta en el apartado anterior evidencia que la aplicación de uno u otro método de estudio está sujeto al tipo de problema a analizar y la complejidad que presente en cuanto geometría o condiciones de contorno y cargas; además del nivel de precisión que se pretenda obtener.

De manera general, el dominio de la frecuencia es más adecuado para problemas lineales, estacionarios y periódicos, a diferencia del dominio del tiempo, que se adecúa más a problemas de carácter no lineal, transitorio y aleatorio, permitiendo incorporar efectos de plasticidad o

fatiga del material. Por tanto, el dominio de la frecuencia requiere de un menor coste computacional de cálculo para problemas que presentan un número limitado de grados de libertad y un rango estrecho de frecuencias de estudio.

En el presente trabajo, se estudiará mediante ambos métodos la respuesta estructural de la cimentación de un aerogenerador offshore, ubicado en la costa de Gran Canaria. Para ello, se hará uso del software OpenFast para el estudio en dominio del tiempo; mientras que para el estudio en dominio de la frecuencia se empleará un modelo simplificado de elementos finitos.

En los siguientes apartados se describirán ambos modelos numéricos.

2.4.1. OpenFast

OpenFast es un software de código abierto programado en lenguaje Fortran 95, para el diseño y control de aerogeneradores cimentados tanto en tierra como en lecho marino. OpenFast se define como un modelo numéricos basado en el código FAST v8, que realiza el estudio de las turbinas y parque eólicos mediante la definición de las características aerodinámicas, hidrodinámicas, elásticas y estructurales del sistema. Estas características se programan en los diferentes módulos de los que dispone, que posteriormente interactúan entre sí y se cohesionan mediante el uso de un archivo "glue code"; mientras que el archivo principal en el que se habilitan los parámetros de entrada y de salida para realizar la simulación del aerogenerador es el fichero FAST de extensión *.fst*.

En la Figura 2.5 se muestra de manera esquematizada el flujo de trabajo entre los módulos de OpenFast.

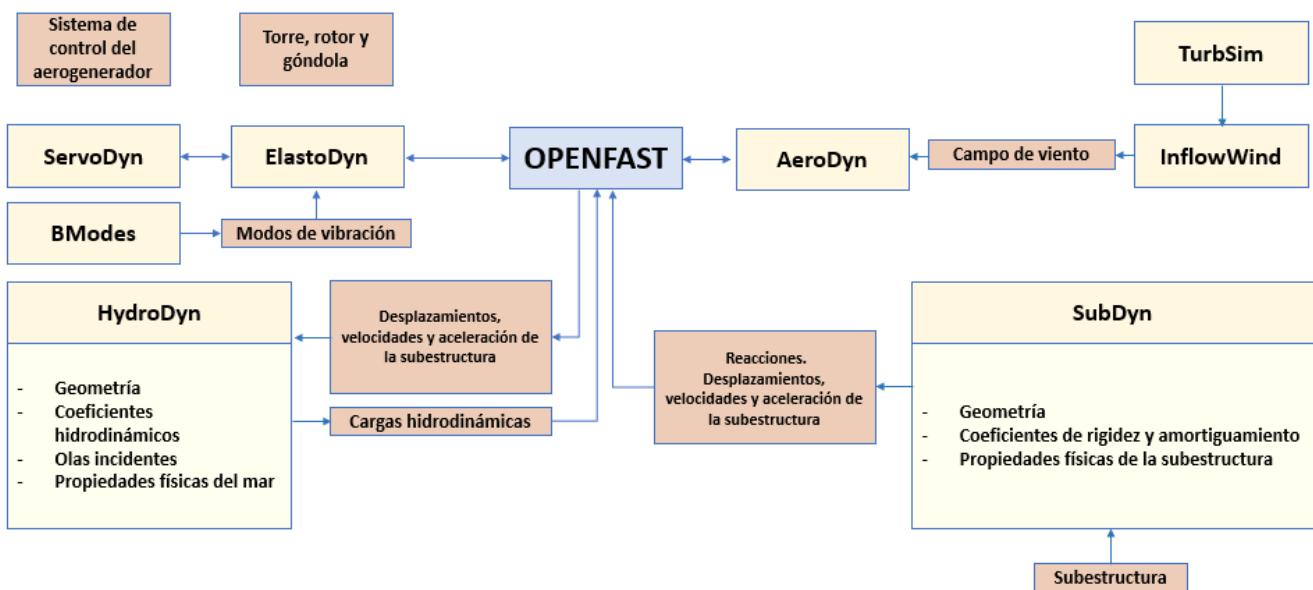


Figura 2.5: Relación entre los distintos módulos de OpenFast (Fuente: adaptado de [14])

Por último, cabe comentar que, debido a que es de código abierto, el código fuente del programa es accesible y modificable por los usuarios, por lo que está en constante desarrollo. Dichas modificaciones y mejoras se recogen en la plataforma GitHub [35]. Para el desarrollo de este trabajo se ha empleado la versión v3.0.0 disponible en la división de Medios Continuos y Teoría de Estructuras [36] del Instituto Universitario en Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería (IUSIANI) de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC).

A continuación, se describirá en mayor profundidad cómo trabajan los módulos de OpenFast empleados para el desarrollo de este trabajo. Una explicación más profunda de los conceptos y posibilidades de cada módulo se encuentra en [14].

2.4.1.1. ElastoDyn

El módulo Elastodyn es aquel que modela el conjunto formado por la torre, góndola y rotor, considerando la aceleración de la gravedad, la inercia, propiedades del material y el amortiguamiento del conjunto. Para ello, en los archivos de entrada de Elastodyn se establecen todos los parámetros que caracterizan las distintas partes del aerogenerador, definiendo los grados de libertad del sistema, las condiciones o posiciones iniciales de las partes del mismo; así como las propiedades de las palas y la torre.

Los elementos finitos empleados en el módulo ElastoDyn son elementos finitos tipo barra de Euler-Bernoulli, lo que implica no considerar deformaciones axiales ni torsionales de los grados de libertad del elemento; así como tampoco se considera la deformación por cortante.

ElastoDyn es el módulo que calcula la posición, velocidad y aceleración de los puntos del aerogenerador.

El vector de posición de un punto J a partir de los puntos de referencia de la estructura se puede definir mediante la ecuación 2.7.

$$r_J = r_Z + r_{ZO} + r_{OW} + r_{WJ} \quad (2.7)$$

En donde:

- r_J es el vector de posición de un punto cualquiera de la estructura.
- r_Z es el vector de posición de un punto de referencia Z.
- r_{ZO} es el vector de posición desde el punto Z hasta la parte superior de la torre.
- r_{OW} es el vector de posición desde la parte superior de la torre hasta un punto del eje de la cola de la góndola.
- r_{WJ} es el vector desde la cola de la góndola hasta el centro de masas de la aleta de la cola de la góndola.

Por tanto, el desplazamiento de un punto se medirá como la variación respecto a una posición de referencia. Ello se puede expresar como la ecuación 2.8.

$$r_J - r_{J,ref} \quad (2.8)$$

Como aclaración, véase en la Figura 2.6 la cola de la góndola anteriormente referida en la definición del vector de posición.

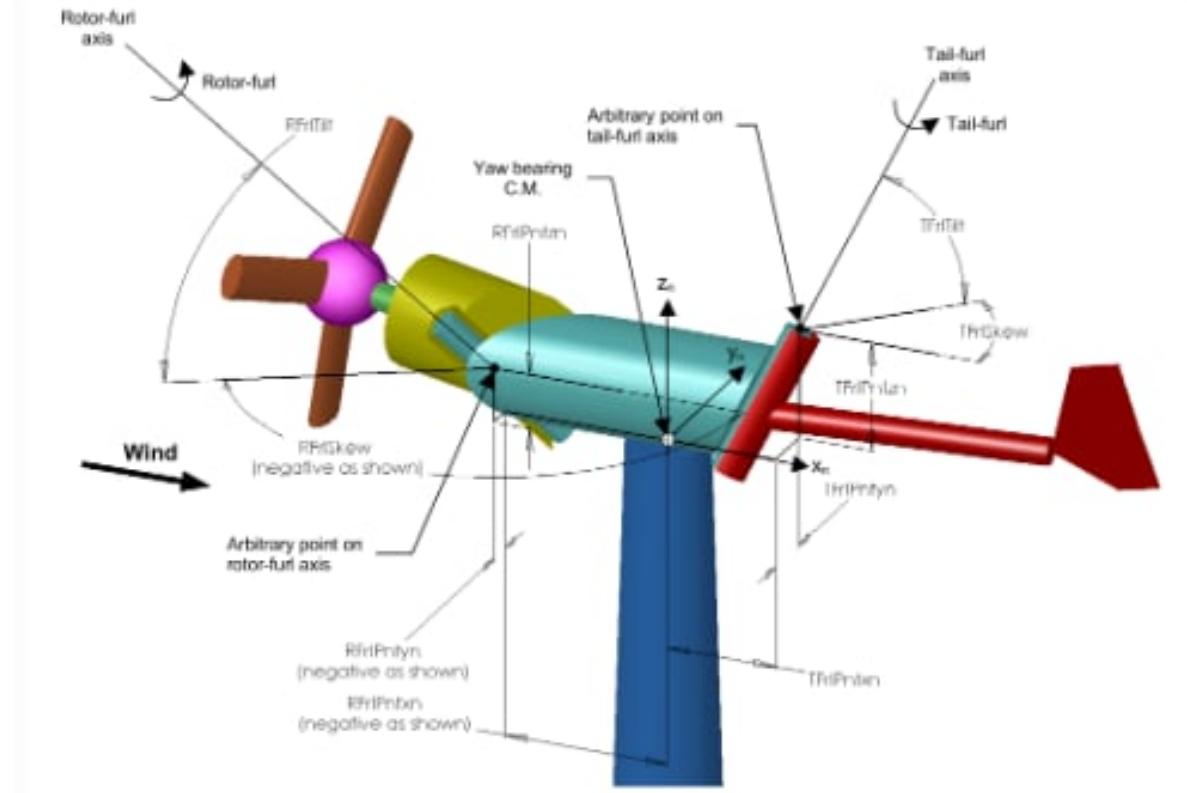


Figura 2.6: Representación de los sistemas de referencia y ejes considerados para la góndola y la torre (Fuente: [15])

Respecto a la velocidad lineal para un punto J, se hace uso de las velocidades parciales de las ecuaciones dinámicas de Kane, que incorpora el jacobiano de la velocidad respecto a la derivada frente al tiempo de los grados de libertad, como se muestra en la ecuación 2.9.

$$v_J = \sum_j \frac{\partial v_J}{\partial \dot{q}_j} \dot{q}_j \quad (2.9)$$

En cuanto a la aceleración de un punto J, se establece como la suma de la contribución de la primera y segunda derivada de los grados de libertad (ecuación 2.10.)

$$\begin{aligned} \tilde{\mathbf{a}}_J &= \sum_{j \in PA} \frac{\partial a_J}{\partial \dot{q}_j} \dot{q}_j \\ \mathbf{a}_J &= \tilde{\mathbf{a}}_J + \sum_{j \in PA} \frac{\partial v_J}{\partial \dot{q}_j} \ddot{q}_j \end{aligned} \quad (2.10)$$

Un desarrollo más detallado de las ecuaciones del módulo ElastoDyn se encuentran en [14] y en el manual de usuario del módulo [15].

2.4.1.2. HydroDyn

El módulo HydroDyn permite el cálculo de las cargas hidrodinámicas sobre las estructuras offshore, considerando los efectos del oleaje, las corrientes marinas y el viento; y es capaz de trabajar con los mismos tipos de cimentación que el módulo SubDyn.

En HydroDyn, el cálculo de las cargas hidrodinámicas que actúan sobre la estructura se pueden realizar aplicando dos teorías de flujo distintas, o una combinación de ambas.

Por un lado, se tiene la teoría de flujo potencial que principalmente se aplica en estructuras con elementos de grandes dimensiones. El cálculo haciendo uso de esta teoría involucra el uso de la transformada del dominio de la frecuencia al del tiempo; así como el teorema del impulso del fluido. Además, tiene en cuenta las contribuciones del flujo a la masa o al amortiguamiento del sistema; del mismo modo que también considera los efectos de radiación y difracción debido al oleaje.

Por otro lado, se encuentra la teoría de elementos que se emplea principalmente en aquellos casos con elementos de diámetros pequeños en comparación a su longitud. Esta teoría se basa fundamentalmente en las ecuaciones de Morison para el cálculo de la inercia del fluido, la contribución a la masa del mismo, además del efecto de la viscosidad de dicho fluido.

Los modelos de oleaje que permite establecerse en HydroDyn pueden ser de carácter regular o periódico, de carácter irregular o estocástico; con propagación unidireccional, o con propagación de la energía de la ola en un rango de diferentes direcciones. Del mismo modo, la cinemática de las olas en HydroDyn se modela mediante la teoría de olas de Airy, que es válida tanto para olas regulares como irregulares. En cuanto a las olas irregulares, se pueden definir mediante el espectro de JONSWAP/Pierson-Moskowitz o con un espectro de ruido blanco.

Respecto al modelado de las corrientes marinas en HydroDyn, se tiene tres posibilidades definidas por el estándar IEC 61400 [37].

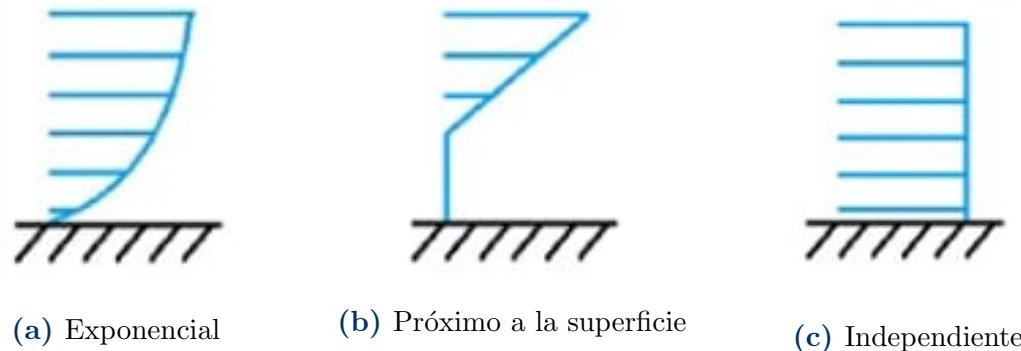


Figura 2.7: Modelos de corrientes marinas en HydroDyn (adaptado de [14])

El primero de ellos (Figura 2.7a), se origina debido a la acción de la marea o las variaciones de presión atmosférica, entre otros, y sigue una distribución exponencial como se expresa en la ecuación 2.11.

$$U_{SS}(Z) = U_{0SS} \left(\frac{Z + d}{d} \right)^{\frac{1}{7}} \quad (2.11)$$

En donde:

- Z es la profundidad la lámina de agua considerada.
- $U_{SS}(Z)$ es la velocidad de la corriente a una profundidad Z .
- U_{0SS} es la velocidad de la corriente medida en la superficie.
- d es la profundidad del agua existente en la ubicación considerada.

Luego, se encuentra un modelo de corrientes originado por la acción del viento en la superficie (Figura 2.7b) , que sigue una distribución lineal como se muestra en la ecuación 2.12 y que se caracteriza por alcanzar un valor nulo en la superficie del lecho marino (ecuación 2.13).

$$U_{NS}(Z) = U_{0NS} \left(\frac{Z + h_{ref}}{h_{ref}} \right), Z \in [-h_{ref}, 0] \quad (2.12)$$

En donde:

- h_{ref} es la profundidad de agua.
- $U_{NS}(Z)$ es la velocidad de la corriente a una profundidad Z .

- U_{0NS} es la profundidad de la corriente en la superficie del agua.

$$U_{NS}(Z) = 0 \quad (2.13)$$

Por último, existe un tercer modelo el cual es independiente a la profundidad y adquiere valores constantes (Figura 2.7c).

2.4.1.3. SubDyn

La principal función de este modulo radica en que define mediante el método de los elementos finitos las características de la subestructura, pudiendo abarcar distintos tipos de cimentación tales como monopilotes, jackets, trípodes o cimentaciones flotantes.

El funcionamiento de SubDyn en conjunto con otros módulos, principalmente ElastoDyn e HydroDyn, para el cálculo de las cargas y respuestas de la estructura permite lo que se denomina la interacción *hidro-elástica*; en donde los datos que recibe de los otros módulos como datos de entrada SubDyn son varios. Por un lado, desde ElastoDyn recibe los desplazamientos, velocidades y aceleraciones en el nodo de conexión entre la subestructura y la superestructura mientras que, por otro lado, desde el módulo HydroDyn recibe las cargas hidrodinámicas presente sobre la estructura. Con estos datos, las salidas que SubDyn procesa de vuelta hacia los otros módulos son las reacciones presentes en el nodo de conexión hacia ElastoDyn; así como los desplazamientos, velocidades y aceleraciones de la subestructura hacia HydroDyn.

Respecto a la discretización por elementos finitos de SubDyn, se puede mencionar tres características principales. En primer lugar, cabe destacar que para la discretización de la subestructura usa un modelo lineal de elementos finitos con elementos tipo barra Euler-Bernoulli o Timoshenko. En segundo lugar, que la discretización de la subestructura introduce un número elevado de grados de libertad, con mayor o menor complejidad dependiendo del tipo de cimentación, que principalmente afecta a estructuras con altas frecuencias naturales que requieren de pequeños intervalos de tiempo para la resolución del problemas, afectando por tanto al tiempo de resolución. Para evitar esto, SubDyn implementa la reducción modal del Craig-Bampton de forma que solamente analiza los modos relevantes para obtener la respuesta del sistema.. Por último, las ecuaciones se reescriben en el tipo de formulación estado-espacio para su resolución en el dominio del tiempo y poder acoplarlas con el resto de módulos de OpenFast,

específicamente con los módulos HydroDyn y ElastoDyn.

A continuación, se presenta brevemente la formulación del problema de elementos finitos planteado en SubDyn.

Discretizando la estructura con elementos tipo barras de dos nodos Euler-Bernoulli o Timoshenko, tridimensionales, con doce grados de libertad, respuesta lineal y uniones rígidas; se puede retomar la ecuación fundamental de la dinámica de estructuras en dominio del tiempo vista anteriormente (ecuación 2.1) para plantear el problema como se muestra en la ecuación 2.14.

$$\begin{bmatrix} M_{RR} & M_{RL} \\ M_{LR} & M_{LL} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \ddot{u}_R \\ \ddot{u}_L \end{pmatrix} + \begin{bmatrix} C_{RR} & C_{RL} \\ C_{LR} & C_{LL} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \dot{u}_R \\ \dot{u}_L \end{pmatrix} + \begin{bmatrix} K_{RR} & K_{RL} \\ K_{LR} & K_{LL} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} u_R \\ u_L \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} F_R \\ F_L \end{pmatrix} \quad (2.14)$$

En donde el subíndice R hace referencia a los nodos de los extremos, correspondientes a la base de la subestructura y la pieza de transición; mientras que el subíndice L hace referencia al resto de nodos de la discretización. Por su parte, las matrices M , C y K siguen representando las matrices de masa, amortiguamiento y rigidez; así como los vectores u y F simbolizan los desplazamientos y las fuerzas externas de todos los grados de libertad del sistema acoplado, respectivamente.

El objetivo de emplear la reducción modal de Craig-Bampton radica en que permite reducir el número de grados de libertad internos de la subestructura haciendo uso del subconjunto q_m donde $m \leq L$. La ecuación 2.15 refleja los grados de libertad físicos del sistema y los generalizados (q_L).

$$\begin{Bmatrix} U_R \\ U_L \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} I & 0 \\ \phi_R & \phi_L \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} U_R \\ q_L \end{Bmatrix} \quad (2.15)$$

En donde:

- I representa a una matriz identidad.
- ϕ_R es una matriz que representa los desplazamientos físicos de los nodos interiores para un movimiento de cuerpo rígido y estático en los extremos.
- ϕ_L es una matriz que representa los modos internos de la estructura.

Por tanto, la transformación de Craig-Bampton se puede representar como se muestra en la ecuación 2.16; en donde ϕ_m es una matriz que representa los valores truncados de ϕ_L .

$$\begin{Bmatrix} U_R \\ U_L \end{Bmatrix} = \begin{bmatrix} I & 0 \\ \phi_R & \phi_m \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} U_R \\ q_m \end{Bmatrix} \quad (2.16)$$

Multiplicando ambos lados de la ecuación 2.14 por la ecuación 2.16 se obtiene una nueva formulación del problema (ecuación 2.17), cuyos parámetros principales se desarrollan en las ecuaciones desde la 2.18 hasta la 2.25.

$$\begin{bmatrix} M_{BB} & M_{Bm} \\ M_{mB} & I \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \ddot{u}_R \\ \ddot{q}_m \end{pmatrix} + \begin{bmatrix} C_{BB} & C_{Bm} \\ C_{mB} & 2\zeta\Omega_m \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \dot{u}_R \\ \dot{q}_m \end{pmatrix} + \begin{bmatrix} K_{BB} & 0 \\ 0 & \Omega_m^2 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} u_R \\ q_m \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} F_B \\ F_m \end{pmatrix} \quad (2.17)$$

Con:

$$M_{BB} = M_{RR} + M_{RL} \cdot \phi_R + \phi_R^T \cdot M_{LR} + \phi_R^T \cdot M_{LL} \cdot \phi_R \quad (2.18)$$

$$C_{BB} = C_{RR} + C_{RL} \cdot \phi_R + \phi_R^T \cdot C_{LR} + \phi_R^T \cdot C_{LL} \cdot \phi_R \quad (2.19)$$

$$K_{BB} = K_{RR} + K_{RL} \cdot \phi_R \quad (2.20)$$

$$M_{mB} = \phi_m^T \cdot M_{LR} + \phi_m^T \cdot M_{LL} \cdot \phi_R \quad (2.21)$$

$$C_{mB} = \phi_m^T \cdot C_{LR} + \phi_m^T \cdot C_{LL} \cdot \phi_R \quad (2.22)$$

$$M_{Bm} = M_{mB}^T; C_{Bm} = C_{mB}^T \quad (2.23)$$

$$F_B = F_R + \phi_R^T \cdot F_L \quad (2.24)$$

$$F_M = \phi_M^T \cdot F_L \quad (2.25)$$

Después de la descomposición modal, haciendo uso de unos pocos modos m , se consigue reducir notablemente el número de grados de libertad del sistema para el cálculo del mismo. Además, volviendo a hacer uso de esta idea en la formulación de elementos finitos, y concentrando los movimientos en el extremo correspondiente a la pieza de transición que une la torre con la subestructura, se puede reescribir el sistema tal y como se muestra en la ecuación 2.26.

$$\begin{bmatrix} \bar{M}_{BB} & \bar{M}_{Bm} \\ \bar{M}_{mB} & I \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \ddot{u}_{tp} \\ \ddot{q}_m \end{pmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{C}_{BB} & \bar{C}_{Bm} \\ \bar{C}_{mB} & 2\zeta\Omega_m \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \dot{u}_{tp} \\ \dot{q}_m \end{pmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{K}_{BB} & 0 \\ 0 & \Omega_m^2 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} u_{tp} \\ q_m \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \bar{F}_{tp} \\ \bar{F}_m \end{pmatrix} \quad (2.26)$$

En donde la línea sobre un parámetro hace referencia a las matrices o vectores, según corresponda, después de aplicar las condiciones de contorno de base-fija; mientras que u_{tp} representa los seis grados de libertad de la pieza de transición.

Finalmente, para los parámetros de entradas y salidas con los que se comunicarán los distintos módulos se emplea la formulación estado-espacio anteriormente mencionada. Para ello, se definen los estados (ecuación 2.27), las entradas procedentes de otros módulos (ecuación 2.28); así como las variables de salida tanto de la torre con ElastoDyn (ecuación 2.29) como del movimiento de la subestructura con HydroDyn (ecuación 2.30).

$$x = x(t) = \begin{pmatrix} q_m & \dot{q}_m \end{pmatrix}^T \quad (2.27)$$

$$u = \begin{pmatrix} U_{TP} & \dot{U}_{TP} & \ddot{U}_{TP} & F_{L,e} & F_{R,e} \end{pmatrix}^T \quad (2.28)$$

$$Y_1 = Y_1(t) = -F_{TP} \quad (2.29)$$

$$Y_2 = Y_2(t) \quad (2.30)$$

Por tanto, la formulación espacio-estado de las ecuaciones 2.31 a la 2.33 se obtiene reformulando la ecuación 2.26 con las consideraciones anteriores.

$$\dot{x} = Ax + Bu + F_x \quad (2.31)$$

$$-Y_1 = C_1x + D_1u + F_{y1} \quad (2.32)$$

$$-Y_2 = C_2x + D_2u + F_{y2} \quad (2.33)$$

En donde $A, B, F_x, C_1, C_2, D_1, D_2, F_{y1}$ y F_{y2} son vectores y matrices de coeficientes constantes que solo se emplean en el inicio del cálculo.

Por último, los efectos de interacción suelo-estructura se incorporan al módulo mediante elementos LPM (*Lumped Parameter Model* desarrollado en trabajos anteriores [24]).

2.4.1.4. AeroDyn

AeroDyn calcula en el dominio del tiempo las cargas aerodinámicas sobre las palas del rotor y el eje, considerando efectos de turbulencia o cavitación, entre otros. Emplea el campo de viento del módulo InflowWind generado a su vez por el programa TurbSim (ambos se explicarán a continuación).

El principio en el que se basan los cálculos de AeroDyn es el denominado principio de las líneas de actuador, en el que flujo que rodea a un objeto tridimensional se aproxima a un flujo bidimensional que actúa en las secciones transversales del objeto. En dicha sección, la presión distribuida y la fuerzas cortantes se aproximan mediante fuerzas de sustentación, fuerzas de arrastre y momentos de inclinación que se agrupan en un nodo de una sección transversal bidimensional. El objetivo de emplear las líneas de actuador radica en representar el efecto de la distribución de fuerzas a lo largo de dicha linea que se extiende a lo largo de la longitud de la pala.

La formulación matemática presente en AeroDyn se sustenta en la teoría del momento del elemento de la pala (*Blade Element Momentum Theory, BEMT*). Dicha teoría se emplea para el cálculo de las fuerzas y momentos en la palas del aerogenerador, asumiendo que cada segmento de las palas es un ala bidimensional afectada por el flujo de aire.

2.4.1.5. InflowWind

El módulo InflowWind permite generar el campo de viento que actúa sobre la estructura haciendo uso de diferentes modelos tales como perfiles analíticos, archivos de datos de velocidades de viento o turbulencias de carácter sintético, proporcionando un modelo detallado del viento actuante. Entre las posibilidades de este módulo se encuentra la capacidad de poder generar condiciones de viento variadas, desde vientos uniformes hasta otras más complejas generadas en TurbSim [38] o importadas como archivos binarios.

Matemáticamente, las ecuaciones que fundamentan este módulo son las ecuaciones de la mecánica de fluidos y la dinámica de viento, tales como la ecuación de continuidad para la conservación de la masa del flujo de aire o las ecuaciones de Navier-Stokes para el movimiento de flujos viscosos. Requiere como datos de entrada las condiciones de velocidad, dirección y turbulencia a lo largo del tiempo y el espacio.

2.4.1.6. ServoDyn

La función del módulo ServoDyn radica en simular características relativas al sistema de control del aerogenerador, tales como el control de la velocidad, potencia o par. Del mismo modo, incluye modelos para controlar el ángulo de las palas, el sistema de control de la góndola, el freno del eje, los frenos de las puntas de las palas o el par del generador.

El módulo ServoDyn también tiene la capacidad de aplicar una serie temporal de cargas y momentos en varias coordenadas dadas en el modelo. Esta capacidad se denomina control estructural y permite al usuario aplicar cargas externas a los nodos de reacción del modelo como una serie temporal de cargas y momentos.

Las ecuaciones que rigen el comportamiento de ServoDyn están basadas en principios de control automático y dinámica de sistemas. Además, puede incluir algoritmos de control avanzados, que se ajustan para mantener el rendimiento óptimo de la turbina bajo diversas condiciones de operación y permite trabajar con la interfaz de sistemas de control externos, permitiendo así simular la respuesta de actuadores y sensores.

2.4.1.7. Otros módulos

Otros módulos que componen al software OpenFast, aunque no serán de aplicación en el desarrollo de este trabajo, son:

- **BeamDyn:** define las características de las palas del rotor haciendo uso de un método de elementos finitos no lineal basado en la teoría de vigas de Reissner-Mindlin.
- **MoorDyn:** modela el comportamiento dinámico de los sistema de amarre de los aerogeneradores offshore con cimentación flotante, haciendo uso de un método de elementos finitos no lineal basado en la teoría de catenaria.
- **FAST.Farm:** permite el estudio de parque eólicos mediante el acoplamiento de varios aerogeneradores simulados en OpenFast, considerando las interacciones entre ellos y el efecto del terreno.

2.4.1.8. Procesadores de datos

2.4.1.8.1 TurbSim

El ejecutable TurbSim [38] consiste en un simulador de turbulencia estocástico y de campo completo, principalmente para uso con herramientas de simulación basadas en Inflow-Wind. El objetivo de este módulo es proporcionar modelos de turbulencia de entrada simuladas que incorporan muchas de las características dinámicas de fluidos importantes conocidas por afectar negativamente la respuesta aeroelástica de la turbina y la carga, que se encuentran recogidos en estándares recomendados como los de la IEC.

Mediante la aplicación de las ecuaciones de la mecánica de fluidos, el campo de viento puede descomponer las velocidades en una parte media y otra fluctuante, permitiendo el estudio de la turbulencia promediada en el tiempo. Además, TurbSim utiliza modelos espectrales para representar cómo la energía de la turbulencia se distribuye a través de diferentes escalas de tamaño, desde grandes vórtices hasta pequeñas ondulaciones.

Algunas características destacadas del módulo es que la generación de un campo de turbulencia coherente implica el uso de algoritmos estocásticos para crear estructuras que imiten las características de la turbulencia natural. Esto a su vez implica la simulación de ráfagas y remolinos que pueden tener un impacto significativo en la respuesta aerodinámica y la carga de las turbinas eólicas.

En términos matemáticos, la generación de turbulencia en el módulo TurbSim puede involucrar la aplicación de transformadas de Fourier para obtener el espectro de respuestas en frecuencia de la turbulencia, permitiendo el análisis de las diferentes frecuencias de turbulencia que afectan al rendimiento de la turbina [39].

2.4.1.8.2 BModes

El programa BModes consiste en un software desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), que se utiliza para calcular modos de vibración y frecuencias tanto para las palas como en la torre del aerogenerador a estudiar.

De manera general, la metodología de uso de BModes se basa en la preparación de archivos de entrada donde se definen las características del sistema a estudiar, tales como propiedades geométricas, masa y rigidez del conjunto. A partir de esos datos, el programa

obtiene los modos y frecuencias del conjunto. Una descripción más amplia del funcionamiento de este programa se encuentra en [40].

Por último, el uso de este programa con el software OpenFast radica en que en el módulo ElastoDyn es necesario definir adecuadamente los modos de vibración del conjunto a estudiar, para poder realizar una simulación lo más precisa posible del sistema estructural a analizar.

2.4.2. Modelo simplificado de elementos finitos

El modelo simplificado de elementos finitos empleado en este trabajo se basa en un programa de cálculo con el software MatLab, considerando las distintas partes que componen la estructura de un aerogenerador y las condiciones relativas al entorno en el que se ubica, en este caso el lecho marino tal y como se ejemplifica en la Figura 2.8.

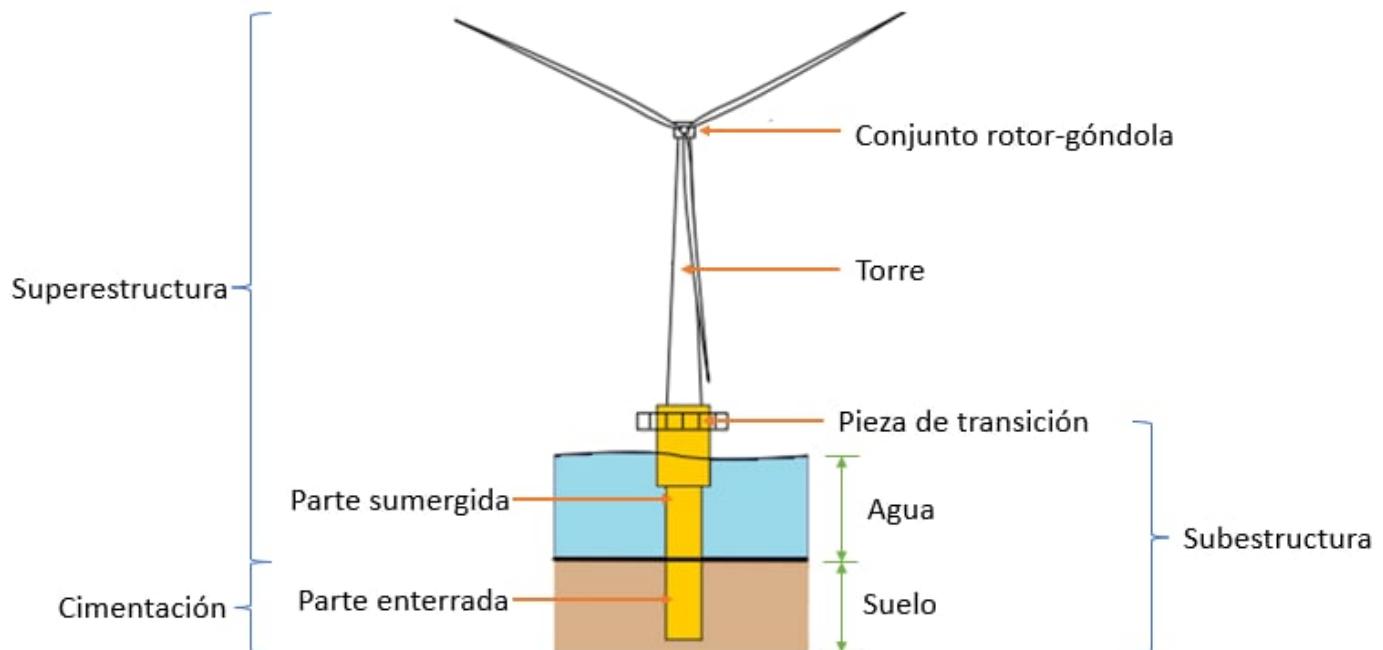


Figura 2.8: Modelo estructural de un aerogenerador marino (adaptado de [16])

2.4.2.1. Modelado de la superestructura

El modelado de la superestructura en este programa se simplifica a un problema bidimensional, donde solo se considerará el comportamiento lateral que presenta la estructura.

La discretización de la torre del aerogenerador y el monopilote se llevará a cabo con elementos finitos tipo vigas de Bernoulli de dos nodos cada uno. Con ello, se tiene que cada nodo del elemento posee un total de dos grados de libertad, el relativo al desplazamiento lateral (u) y el concerniente a la rotación (θ), tal y como se esquematiza en la Figura 2.9. Cabe destacar que la estructura se dividirá en un total de N elementos finitos que permitan reproducir la geometría de la misma. Además, será necesario adecuar la sección de los elementos para poder representar el problema al completo. Es por ello que, para la definición de la geometría cónica de la torre, será necesario el uso de elementos con diferentes diámetros que permitan alcanzar un adecuado grado de representación de dicha geometría, siendo el elemento de la parte superior de la torre el de menor sección; mientras que para el monopilote se emplearán elementos de sección constante por su geometría cilíndrica.

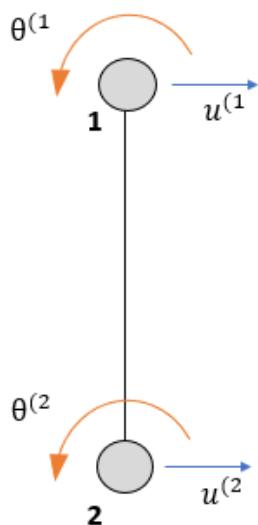


Figura 2.9: Elemento finito barra de Bernoulli empleado (adaptado de [17])

Para la definición del sistema de elementos finitos a calcular se emplea un adecuado número de elementos que permitan representar el problema, especialmente para el caso de la geometría cónica de la torre, con una numeración de nodos que comienza en la parte superior de la torre y finaliza en la cimentación. Con ello, se puede definir el vector desplazamientos de cada elemento (ecuación 2.34) y sus respectivas matrices de rigidez (ecuación 2.35) y masa (ecuación 2.36). Es de especial mención destacar que, las matrices de rigidez y masa vienen en parte definidas por la geometría del elemento, por lo que en el caso de la subestructura, donde

todos los elementos son iguales, se tiene que cada uno de ellos presentan las mismas matrices de rigidez y masa; a diferencia de lo que ocurre para la definición de la torre.

Por último, el conjunto rotor-góndola se definirá como una masa puntual ubicada en la parte superior de la torre; es decir, en el primer elemento del sistema.

■ Vector de desplazamientos del elemento

$$u_e = \begin{Bmatrix} u^{(1)} \\ \theta^{(1)} \\ u^{(2)} \\ \theta^{(2)} \end{Bmatrix} \quad (2.34)$$

■ Matriz de rigidez elemental

$$K_e = \frac{EI}{L^3} \begin{bmatrix} 12 & 6L & -12 & 6L \\ 6L & 4L^2 & -6L & 2L^2 \\ -12 & -6L & 12 & -6L \\ 6L & 2L^2 & -6L & 4L^2 \end{bmatrix} \quad (2.35)$$

■ Matriz de masa elemental

$$M_e = \frac{\rho A L}{420} \begin{bmatrix} 156 & 22L & 54 & -13L \\ 22L & 4L^2 & 13L & -3L^2 \\ 54 & 13L & 156 & -22L \\ -13L & -3L^2 & -22L & 4L^2 \end{bmatrix} \quad (2.36)$$

En donde:

- E representa el módulo de Young del material en $\frac{N}{m^2}$.
- ρ representa la densidad del material en $\frac{kg}{m^3}$.
- I representa el momento de inercia de la sección del elemento en m^4 .
- A representa el área de la sección del elemento en m^2 .
- L representa la longitud del elemento en metros.

2.4.2.1.1 Interacción fluido-estructura

Un aspecto importante a considerar en estructuras ubicadas en entornos marinos es la interacción fluido-estructura (FSI, *fluid structure interaction*) que se produce entre las partículas de flujo que la rodean y la propia estructura. En este aspecto, cabe destacar que la presencia de la estructura genera que la trayectoria del fluido se altere, pudiendo llegar a generar grandes fuerzas oscilantes sobre la estructura en la dirección en que se propaga el flujo. Las fuerzas que principalmente surgen debido al fluido son las fuerzas de arrastre y de sustentación, en donde las de arrastre actúan en línea con la dirección del flujo; mientras que la de sustentación actúan transversales a la dirección del flujo.

Las fuerzas de inercia para cuerpos acelerados que se encuentren rodeados por un fluido son mayores que para cuerpos que se encuentren en el vacío. El motivo de estas mayores fuerzas de inercia tiene su origen en que el fluido circundante se acelera junto con el cuerpo, contribuyendo al sistema como si de una masa añadida en él se tratara. Dicha masa añadida puede interpretarse como un volumen de partículas de fluido que se aceleran junto con el cuerpo que rodean, en este caso un monopilote. No obstante, las partículas se acelerarán de forma variable dependiendo de la geometría del cuerpo al que rodean. Desde un enfoque matemático se puede considerar la masa añadida como una integración ponderada de la masa de todas estas partículas de fluido [41].

Para considerar los efectos de la interacción fluido-estructura, se considera en la subestructura el agua encerrada en el interior de la sección cilíndrica del monopilote; así como el efecto de arrastre del agua-exterior. Por simplicidad, estas masas añadidas se considerarán como masas puntuales, de forma que la masa de agua correspondiente a cada nodo de translación de la discretización es:

$$m_a = A_{int} \cdot L_e \cdot \rho + C_A \cdot A \cdot L_e \cdot \rho \approx 2 \cdot A \cdot L_e \cdot \rho \quad (2.37)$$

En donde:

- m_a es la masa añadida del agua en cada nodo que conecta dos elementos sumergidos.
- A_{int} es el área de la circunferencia interior del monopilote. Se considera tan pequeño el espesor en comparación al diámetro, que se asume que el área encerrada de fluido coincide

con el área de la circunferencia exterior del monopilote A .

- L_e es la longitud del elemento de la discretización.
- ρ_w es la densidad del agua considerada en $\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
- C_A es el coeficiente de masa añadida que, para cilindros en flujos adquiere un valor unitario.

2.4.2.2. Modelado de la cimentación

En los casos de base fija el empotramiento se establece considerando desplazamiento y giro nulos en los términos del vector de desplazamiento correspondiente a la base de aerogenerador. De manera general, el vector desplazamiento está compuesto por los desplazamientos de la superestructura y de la cimentación tal que:

$$\vec{u} = \begin{Bmatrix} \vec{u}_s \\ \vec{u}_b \end{Bmatrix} \quad (2.38)$$

En donde:

- \vec{u}_s representa el vector de desplazamientos a obtener en la resolución del sistema.
- \vec{u}_b representa el vector de desplazamientos en la base del aerogenerador.

Para los casos de base flexible, es decir, con interacción suelo-estructura, es necesario añadir a la matriz de rigidez del sistema la matriz de impedancias formada por las impedancias lateral K_H , rotacional K_R y cruzada K_{HR} ; tal y como se muestra:

$$K_{SSI} = \begin{pmatrix} K_H(\omega) & K_{HR}(\omega) \\ K_{RH}(\omega) & K_R(\omega) \end{pmatrix} \quad (2.39)$$

$$\left(\begin{bmatrix} K_{ss}^* & K_{sb}^* \\ K_{bs}^* & K_{bb}^* + K_{SSI} \end{bmatrix} - w^2 \begin{bmatrix} M_{ss} & M_{sb} \\ M_{bs} & M_{bb} \end{bmatrix} \right) \begin{Bmatrix} \vec{u}_s(w) \\ \vec{u}_b(w) \end{Bmatrix} = \vec{f}(w) \quad (2.40)$$

Una explicación más detallada de los efectos de interacción-suelo estructura se desarrollan en el apartado 2.4.3.

2.4.2.3. Cargas sobre la estructura

La determinación de las cargas presentes sobre la estructura; así como el diseño de las estructuras de soporte de aerogeneradores, es una tarea compleja de abordar, que además presenta diferentes modelos y consideraciones de cálculo descritos en distintos estándares y normas que se emplean como guía de referencia. Para el desarrollo de este trabajo la metodología de cálculo que se empleará se extrae de las normas y estándares recomendados para el diseño de aerogeneradores marinos, concretamente los monopilotados. Además, se empleará como fuente adicional de referencia los resultados y procedimientos descritos en otros estudios de relevancia como el de los diez pasos para el diseño de monopilotes en aerogeneradores marinos que se describe en [11].

2.4.2.3.1 Cargas permanentes debido al peso propio

La carga debida al peso propio hace referencia a la carga vertical originada por todos los elementos con masa de la estructura y se halla mediante la expresión de la ecuación 2.41.

$$V = m \cdot g \quad (2.41)$$

En donde:

- m representa la masa total que posee la estructura.
- g representa la aceleración de la gravedad .

El cálculo de la masa total de la estructura se realiza como la suma de las masas de cada uno de sus componentes, tal y como se expresa en la ecuación 2.42.

$$m = m_{RNA} + m_T + m_{TP} + m_P \quad (2.42)$$

En donde:

- m_{RNA} representa la masa del conjunto formado por el rotor y la góndola.
- m_T representa la masa total que posee la torre.
- m_{TP} representa la masa que posee la pieza de transición.
- m_P representa la masa del monopilote.

Las masas de cada una de las partes (excepto la del conjunto rotor-góndola, ya que es un dato del que se dispone) se puede calcular con las ecuaciones 2.43, 2.44 y 2.45. Cabe destacar que para hallar la masa de la torre, se supone una geometría cilíndrica de la misma, a pesar de que es cónica, realizando una simplificación del área de corona circular al ser el espesor pequeño en comparación al diámetro exterior. La diferencia entre las expresiones que se obtienen en uno u otro caso radica en que, en el caso de considerar la geometría cónica, la ecuación presentaría un término de grado dos del espesor restando.

■ Masa de la torre

$$m_T = \rho_T \cdot D_T \cdot \pi \cdot t_T \cdot L_T \quad (2.43)$$

En donde:

- ρ_T representa la densidad del material de la torre en $\frac{kg}{m^3}$.
- D_T representa el diámetro de la torre en metros, considerando como tal al valor medio entre los diámetros de la parte superior de la torre y la base.
- t_T representa el espesor de la torre en metros.
- L_T representa la longitud de la torre en metros.

■ Masa de la pieza de transición

$$m_{TP} = \rho_{TP} \cdot (D_P + 2 \cdot t_G + t_{TP}) \cdot \pi \cdot t_{TP} \cdot L_{TP} \quad (2.44)$$

En donde:

- ρ_{TP} representa la densidad del material de la pieza de transición en $\frac{kg}{m^3}$.
- D_P representa el diámetro del pilote en metros.
- t_G representa el espesor de la lechada en la pieza de transición, entendiendo como lechada a la capa formada por diversos materiales, generalmente cemento, que permite sellar la unión.
- t_{TP} representa el espesor de la pieza de transición en metros.

- L_{TP} representa la longitud de la pieza de transición. Ante la falta de datos, se estima como cuatro veces el valor del diámetro exterior que posee el pilote, encontrándose este valor dentro del rango establecido por la norma DNVGL-ST-0126 [42].

■ Masa del pilote

$$m_P = \rho_P \cdot D_P \cdot \pi \cdot t_P \cdot (L_P + L_S) \quad (2.45)$$

En donde:

- ρ_P representa la densidad del material de la pieza del pilote en $\frac{kg}{m^3}$.
- t_P representa el espesor del pilote en metros.
- t_{TP} representa el espesor de la pieza de transición en metros.
- L_P representa la longitud enterrada del pilote en metros.
- L_S representa la longitud que el pilote sobresale respecto a la línea de barro del lecho marino.

2.4.2.3.2 Cargas variables

Acción del viento

El viento se produce generalmente por tres causas distintas: el calentamiento de la atmósfera debido a la radiación solar, el movimiento rotacional de la Tierra y el efecto de las superficies terrestres sobre las masas de aire [43].

La acción de la radiación solar sobre el planeta provoca gradientes de temperatura que generan diferencias de presiones atmosféricas, en donde el aire más cálido tiene una menor densidad que a su vez desemboca en presiones inferiores. Debido a ello, el aire cálido se eleva mientras que el aire a menores temperaturas, con su consiguiente mayores densidad y presión, se mueve horizontalmente bajo el aire cálido, originando los desplazamientos de masas de aire que dan lugar al viento. Además, a mayores diferencias de presión atmósfera, más acentuado será este fenómeno y se obtendrán vientos más intensos.

La rotación terrestre origina que el viento se desvíe, en parte debido al denominado *Efecto de Coriolis*, provocando que no incida directamente en las zonas de bajas presiones.

Por último, la superficies terrestres presentan cierta rugosidad, en mayor o menor medida dependiendo de cuál sea la superficie, que originan fuerzas de fricción con las masas de aire que se desplazan. Ello a su vez, genera que el viento incidente presente irregularidades y turbulencias, siendo menos acentuado este efecto a mayor altitud.

La acción del viento origina una serie de cargas debido a la fuerza de arrastre de los cuerpos presentes en la trayectoria en que actúa la corriente de aire; siendo de especial mención que el elemento de la estructura más afectado será el rotor.

Los normas particulares de referencia para el cálculo de la acción del viento son la IEC 61400-1:2020 [37] y la DNV-OS-J101 [19].

La fuerza de empuje (T_h) que el viento ocasiona sobre el rotor puede simplificarse como una fuerza puntual sobre el mismo, tal y como se muestra en la ecuación 2.46 obtenida de [11].

$$T_h = \frac{1}{2} \cdot \rho_a \cdot A_R \cdot C_T \cdot U^2 \quad (2.46)$$

Respecto al coeficiente de empuje C_T , cabe destacar que su valor dependerá del rango de operación en que esté trabajando el aerogenerador, dando lugar a los siguientes intervalos:

- Para valores de velocidad comprendidos entre la velocidad de viento de conexión (U_{in}) y la velocidad nominal de funcionamiento (U_R) se emplea la metodología de Frohboese y Schmuck de la ecuación 2.47.

$$C_T = \frac{3,5 \left[\frac{m}{s} \right] \cdot (2 \cdot U_R + 3,5 \left[\frac{m}{s} \right])}{U_R^2} \approx \frac{7 \left[\frac{m}{s} \right]}{U_R} \quad (2.47)$$

- Para valores de velocidad superiores a la velocidad de nominal de funcionamiento se supone que el control de palas se activa, dando lugar a que el coeficiente de empuje adquiere valores determinados por la ecuación 2.48.

$$C_T = 3,5 \left[\frac{m}{s} \right] \cdot U_R \cdot \left(2 \cdot U_R + 3,5 \left[\frac{m}{s} \right] \right) \cdot \frac{1}{U^3} \approx 7 \left[\frac{m}{s} \right] \cdot \frac{U_R^2}{U^3} \quad (2.48)$$

- El valor del coeficiente de empuje no debe ser mayor que la unidad. Por tanto, en aquellos casos de regímenes de velocidad de viento bajos, en los que la metodología de Frohboese y Schmuck sobreestima el valor de este coeficiente, se asumirá directamente como 1.

Para determinar completamente la acción del viento se puede asumir un método de cálculo quasi-estático en donde la velocidad del viento se descompone en dos partes, tal como se muestra en la ecuación 2.49; en donde la componente \bar{U} hace referencia a la velocidad media del viento y u es la componente relacionada con la turbulencia de la velocidad del viento.

$$U = \bar{U} + u \quad (2.49)$$

En cuanto a la turbulencia, cabe destacar que viene determinada por la rugosidad del medio. Ante la incertidumbre de los valores que adquiere, se han realizado diversos estudios experimentales para su cuantificación, llegándose a la conclusión de que la intensidad que alcanza la turbulencia es dependiente de la altitud, reduciéndose la intensidad a medida que aumenta la altitud, hasta que se alcanza la turbulencia isotrópica; es decir, aquella turbulencia que es independiente a la altitud considerada.

Generalmente, la forma de cuantificar la turbulencia es a través de los denominados espectros de densidad de energía, existiendo existen diversos modelos que tratan de representar este fenómeno [41]. De entre ellos, el más adecuado es el espectro de Kaimal, que es el recomendado en las normas particulares de referencia IEC 61400-1:2020 [37] y DNV-OS-J101 [19] por ser el que mejor reproduce los datos experimentales.

Considerando un perfil de velocidades de viento potencial con la turbulencia asociada a cada punto como se muestra en la Figura 2.10, se puede representar la densidad del espectro de viento como se muestra en la ecuación 2.50.

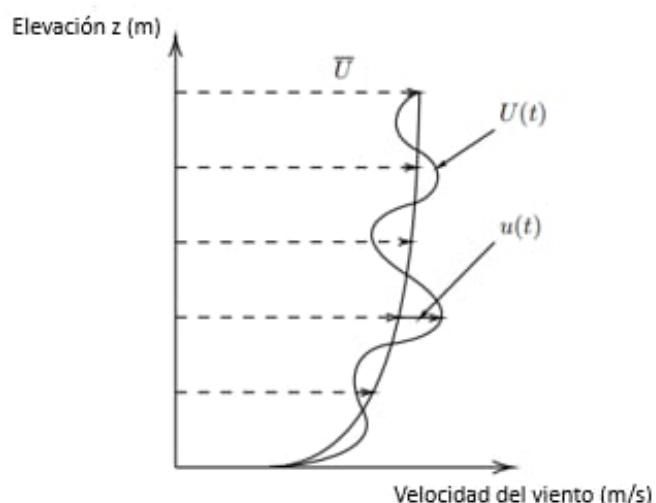


Figura 2.10: Espectro de viento de Kaimal (adaptado de [18])

$$S_k(f) = \sigma_k^2 \cdot \frac{4 \cdot \frac{L_k}{\bar{u}_{hub}}}{\left(1 + 6 \cdot \frac{f \cdot L_k}{\bar{u}_{hub}}\right)^{\frac{5}{3}}} \quad (2.50)$$

En donde:

- f representa la frecuencia.
- σ_k representa las desviación estándar de la velocidad del viento.
- L_k es la escala integral de longitud, que depende de la rugosidad y la altitud de la superficie considerada.
- \bar{u}_{hub} es la velocidad media del viento a la altura del rotor.

Con el objetivo de cubrir el mayor número de casuísticas posibles a la hora de estudiar y cuantificar la turbulencia de viento en numerosos emplazamientos posibles, se establecen cuatro categorías diferentes de turbulencia en la norma IEC 61400-1. La categoría más desfavorable sería la denominada A+ para vientos de turbulencias muy altas, seguida de las categorías A, B y C para turbulencias altas, medias y bajas, respectivamente.

En cuanto a la fuerza originada por la acción del viento, aplicando el mismo razonamiento que anteriormente con la velocidad del viento, se tiene que la fuerza de empuje puede dividirse también en dos componentes. Por un lado, una fuerza estática (T_{hmean}) que se corresponde con la fuerza media de empuje generada y, por otro lado, una fuerza de carácter dinámico relacionada con la fuerza turbulenta de empuje generada.

En la ecuación 2.51 se muestra el resultado de sustituir la expresión 2.49 en la ecuación 2.46 y desarrollar la identidad notable presente.

$$T_h = T_{h_{mean}} + T_{h_{turb}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_a \cdot A_R \cdot C_T \cdot (\bar{U}^2 + 2 \cdot \bar{U} \cdot u + u^2) \quad (2.51)$$

Las características más importantes que definen el viento considerado en los distintos escenarios que se consideran para el diseño de la cimentación de aerogeneradores se describen a continuación.

- **Escenario de viento U-1**

El viento considerado en el escenario U-1 se establece con ráfagas de turbulencia normal (NTM), en donde hay que determinar la desviación estándar del mismo respecto a la velocidad nominal de viento U_R . Para ello, se hace uso de la ecuación 2.52.

$$\sigma_{U,NTM} = I_{ref} \cdot (0,75 \cdot U + b) \quad (2.52)$$

En donde:

- U es el valor de la velocidad del viento, que para este escenario suele considerarse de un valor de $15 \frac{m}{s}$.
- I_{ref} es la intensidad de referencia de turbulencia. Considerando el valor general de velocidad de $15 \frac{m}{s}$, se puede estimar 0,18 como el valor más desfavorable de este parámetro.
- b es un valor de velocidad dado en la norma IEC 61400-1 [37], que para turbulencias normales es de valor $5,6 \frac{m}{s}$.

Una vez obtenida la desviación estándar, se filtra las frecuencias de esta turbulencia entre las que pueden controlarse mediante la activación del control del ángulo de las palas y las que son mayores que la máxima frecuencia de giro del rotor. Para el cálculo, como se aprecia en la ecuación 2.53, se desecharán las primeras puesto que se considera que no contribuyen a la turbulencia, a diferencia de las otras.

$$\sigma_{U,NTM > f_{1P,máx}} = \sigma_{U,NTM} \cdot \sqrt{\frac{1}{\left(\frac{6 \cdot L_k}{U_R} \cdot f_{1P,máx} + 1\right)^{\frac{2}{3}}}} \quad (2.53)$$

En donde:

- $f_{1P,máx}$ representa la máxima frecuencia de giro del rotor, expresada en Hz.
- L_k representa la escala de longitud integral de turbulencia en metros.

El cálculo de la longitud integral de turbulencia (ecuación 2.54) se realiza de acuerdo al Eurocódigo 1:

$$L_k = 300 \cdot \left(\frac{Z_{hub}}{200}\right)^\alpha \quad (2.54)$$

En donde:

- Z_{hub} representa la cota a la que se encuentra el eje del rotor respecto al nivel del mar.
- α se trata de un parámetro adimensional dependiente de la rugosidad del mar (z_0), generalmente de valor 0,003, que se calcula con la ecuación 2.55.

$$\alpha = 0,67 + 0,05 \cdot \ln(z_0) \quad (2.55)$$

Tras definir la desviación estándar para un modelo de turbulencia normal (NTM) se puede establecer la velocidad del viento con un nivel de confianza del 90 % (2.61); con el que obtener las fuerzas y momentos transmitidos a la cimentación (ecuaciones 2.57 y 2.58, respectivamente).

$$u_{NTM} = 1,28 \cdot \sigma_{U,NTM > f_{1P,máx}} \quad (2.56)$$

$$F_{wind,NTM} = \frac{1}{2} \cdot \rho_a \cdot A_R \cdot C_T \cdot (U_R + u_{NTM})^2 \quad (2.57)$$

$$M_{wind,NTM} = F_{wind,NTM} \cdot (S + z_{hub}) \quad (2.58)$$

■ **Escenario de viento U-2**

Las condiciones de viento de este escenario son de velocidad nominal del viento con ráfagas de turbulencia extrema (ETM). Por tanto, para definir dicho escenario, hay que establecer el Modelo de Turbulencia Extrema (ETM) con el que determinar la desviación estándar de la velocidad del viento respecto a su velocidad media ($\sigma_{U,ETM}$).

El cálculo de la desviación estándar se realiza con la ecuación 2.59 de la IEC-61400-1 [37].

$$\sigma_{U,ETM} = c \cdot I_{ref} \cdot \left[0,072 \cdot \left(\frac{U_{avg}}{c} + 3 \right) \cdot \left(\frac{U_R}{c} - 4 \right) + 10 \right] \quad (2.59)$$

En donde:

- c es un valor de velocidad de $2 \frac{m}{s}$.
- U_{avg} representa la velocidad media del viento a la cota del eje del rotor, expresada en $\frac{m}{s}$.

- I_{ref} representa la intensidad estimada de la turbulencia de referencia (para la turbulencia característica más desfavorable adquiere un valor de 0,16 de acuerdo con la IEC 614000-1 [37].

Volviendo a filtrar las frecuencias inferiores a 1P tal y como se hizo anteriormente, se obtiene la desviación de la ecuación 2.60; en donde los parámetros siguen siendo los mismos que para la desviación estándar filtrada del caso anterior.

$$\sigma_{U,ETM>f_{1P,max}} = \sigma_{U,ETM} \cdot \sqrt{\frac{1}{\left(\frac{6 \cdot L_k}{U_R} \cdot f_{1P,max} + 1\right)^{\frac{2}{3}}}} \quad (2.60)$$

Finalmente, una vez definida la desviación estándar del Modelo de Turbulencia Extrema (ETM) para aquellas frecuencias que contribuyen a la turbulencia, se pueden calcular la velocidad turbulenta del viento en estas condiciones (ecuación 2.61) y la fuerza y momento de empuje resultantes en la línea de barro (ecuaciones 2.62 y 2.63, respectivamente)

$$u_{ETM} = 2 \cdot \sigma_{U,ETM>f_{1P,max}} \quad (2.61)$$

$$F_{wind,ETM} = \frac{1}{2} \cdot \rho_a \cdot A_R \cdot C_T \cdot (U_R + u_{ETM})^2 \quad (2.62)$$

$$M_{wind,ETM} = F_{wind,ETM} \cdot (S + z_{hub}) \quad (2.63)$$

■ Escenario de viento U-3

La metodología aplicada para el cálculo de la ráfaga extrema de operación (EOG) a 50 años se extrae de la norma DNV-OS-J101 [19]; la cual se fundamenta en calcular la distribución de las velocidades medias de viento a largo plazo durante un intervalo de 10 minutos.

El cálculo de la ráfaga extrema sigue una distribución de Weibull, cuya Función de Distribución Acumulada (ϕ_{U10}) se muestra en la ecuación 2.64.

$$\phi_{U10}(c, k) = 1 - e^{-\left(\frac{U}{c}\right)^k} \quad (2.64)$$

Se puede observar que los parámetros que definen a la distribución de Weibull serán de relevancia para la selección del aerogenerador más adecuado. Éstos son el factor de escala

(c), el factor de forma (k) y la velocidad del viento (U). Por tanto, los resultados obtenidos de la distribución son los recogidos en el II.

La Función de Distribución Acumulada de las velocidades del viento en un año ($\phi_{U10,1year}$) se calcula mediante la ecuación 2.65. Es de especial mención que el exponente 52596 simboliza el número de intervalos de diez minutos de los que dispone un año, considerando que cada año dispone de 365,25 días de acuerdo a la rotación de terrestre, en donde cada día dispone de 24 horas que pueden subdividirse en seis intervalos de diez minutos cada una.

$$\phi_{U10,1year}(c, k) = \phi_{U10}(c, k)^{52596} \quad (2.65)$$

Para determinar la velocidad del viento extrema en un periodo de 50 años ($U_{10,50-year}$) se calcula la velocidad del viento que produce una Función de Distribución Acumulada de 0,98 (ecuación 2.66).

$$U_{10,50-year} = c \cdot \left[-\ln \left(1 - 0,98^{\frac{1}{52596}} \right) \right]^{\frac{1}{k}} \quad (2.66)$$

En cuanto al cálculo de la velocidad de ráfaga extrema (U_{EOG}) se hace uso de la ecuación 2.67.

$$u_{EOG} = \min \left\{ 1,35 \cdot (U_{10,1year} - U_R); \frac{3,3 \cdot \sigma_{U,c}}{1 + \frac{0,1 \cdot D_R}{\Lambda_1}} \right\} \quad (2.67)$$

En donde:

- D_R representa el diámetro del rotor en metros.
- Λ_1 se define como la octava parte de la escala de longitud integral de turbulencia (L_k) y se expresa en metros (ecuación 2.68).

$$\Lambda_1 = \frac{L_k}{8} \quad (2.68)$$

- $\sigma_{U,c}$ representa la desviación estándar característica de la velocidad del viento (ecuación 2.69).

$$\sigma_{U,c} = 0,11 \cdot U_{10,1-year} \quad (2.69)$$

- $U_{10,1-year}$ representa la velocidad media de un año en un periodo de diez minutos y se calcula como el 80 % de la velocidad del viento extrema en 50 años ($U_{10,50-year}$).

$$U_{10,1-year} = 0,8 \cdot U_{10,50-year} \quad (2.70)$$

Por último, con los parámetros determinados se calcula la fuerza (ecuación 2.71) y el momento resultante (2.72) en la línea de barro para este escenario de viento.

$$F_{wind,EOG} = \frac{1}{2} \cdot \rho_a \cdot A_R \cdot C_T \cdot (U_R + u_{EOG})^2 \quad (2.71)$$

$$M_{wind,EOG} = F_{wind,EOG} \cdot (S + Z_{hub}) \quad (2.72)$$

▪ Escenario de viento U-4

Para el caso de ráfaga extrema de operación en 50 años (EOG) y velocidad de viento nominal (U_R), la velocidad de viento se estima con el coeficiente de empuje de control de pala activo, visto anteriormente en la ecuación 2.73 obtenida de [11]

$$C_T = \frac{7[\frac{m}{s}] \cdot U_R^2}{U^3} \quad (2.73)$$

Con ello, se puede determinar la fuerza de empuje y el momento producidos por acción del viento a velocidad nominal (ecuaciones 2.74 y 2.75).

$$T_{wind,U_{out}} = \frac{1}{2} \rho_a A_R C_T (U_{out}) (U_{out} + u_{EOG,U_{out}})^2 \quad (2.74)$$

$$M_{wind,U_{out}} = (S + z_{hub}) \cdot T_{wind,U_{out}} \quad (2.75)$$

Acción de las olas

Las fuerzas hidrodinámicas que actúan sobre la estructura de un aerogenerador offshore están ocasionadas por las fuerzas de inercia y de arrastre provocadas por la acción del flujo de agua. La norma en la que se definen los procedimientos de cálculo para su determinación es la

DNV-RP-C205 [44]. No obstante, la metodología de aplicación en este trabajo será la teoría de ola lineal, también conocida como teoría de ondas de Airy, descrita en [11].

El procedimiento a seguir se basa en la obtención de los siguientes tres parámetros: la obtención de la elevación que presenta la superficie (η), la velocidad de partícula horizontal (w) y la aceleración de partícula horizontal (\dot{w}); cuyas respectivas expresiones matemáticas se definen en las ecuaciones 2.76, 2.77 y 2.78.

$$\eta(x, t) = \frac{H_m}{2} \cdot \cos \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot t}{T_S} - k \cdot x \right) \quad (2.76)$$

$$w(x, z, t) = \frac{\pi \cdot H_m \cdot \cosh(k \cdot (S + z))}{T_S \cdot \sinh(k \cdot S)} \cdot \cos \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot t}{T_S} - k \cdot x \right) \quad (2.77)$$

$$\dot{w}(x, z, t) = \frac{-2 \cdot \pi^2 \cdot H_m \cdot \cosh(k \cdot (S + z))}{T_S^2 \cdot \sinh(k \cdot S)} \cdot \sin \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot t}{T_S} - k \cdot x \right) \quad (2.78)$$

En donde:

- H_m representa la altura máxima de ola en metros.
- T_S representa el período significativo de la ola en segundos.
- x representa la coordenada horizontal en la dirección del viento, tomando como referencia la posición del aerogenerador.
- k representa el número de ola, que se define como el número de veces que la onda vibra en una unidad de distancia, y se obtiene mediante una ecuación implícita conocida como relación de dispersión (ecuación 2.79).

$$w^2 = g \cdot k \cdot \tanh(k \cdot S) \quad (2.79)$$

Donde:

- g representa la aceleración de la gravedad.
- w representa la frecuencia angular en $\frac{rad}{s}$ y se expresa como $w = \frac{2 \cdot \pi}{T_S}$

La determinación de las fuerzas sobre la subestructura se hará empleando las ecuaciones de Morison, en donde se consideran fuerzas de inercia y de arrastre sobre la estructura, pero no fuerzas hidrostáticas, y son principalmente usadas para el estudio de elementos esbeltos donde su sección es relativamente pequeña en comparación a la longitud expuesta a las condiciones de oleaje [45]. El tratamiento que se hará de estas ecuaciones será el descrito en [11].

Para el cálculo de las fuerzas debidas al oleaje se comienza definiendo las fuerzas que actúan perpendicularmente sobre cada elemento de la subestructura (ecuación 2.80); pudiendo descomponerse como la suma de las fuerzas de arrastre (F_D) y las de inercia (F_I).

$$\begin{aligned} dF_{wave}(z, t) &= dF_D(z, t) + dF_I(z, t) \\ dF_{wave}(z, t) &= \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D_S \cdot C_D \cdot |w(z, t)| + C_m \cdot \rho_w \cdot A_S \cdot \dot{w}(z, t) \end{aligned} \quad (2.80)$$

En donde:

- D_S representa el diámetro de la sección de la subestructura en m .
- A_S representa el área de la sección de la subestructura en m^2 .
- ρ_w representa la densidad del agua en $\frac{kg}{m^3}$
- C_D representa el coeficiente de arrastre del flujo.
- C_m representa el coeficiente de inercia del flujo.

Los coeficientes de arrastre e inercia anteriormente mencionados anteriormente se calculan de acuerdo a la norma DNV-OS-J101 [19] y son funciones de los números adimensionales de Reynolds (ecuación 2.81), el número de Keulegan-Carpenter (ecuación 2.82) y la rugosidad relativa.

$$Re = \frac{u_{máx} \cdot D}{v} \quad (2.81)$$

$$KC = \frac{u_{máx} \cdot T_i}{D} \quad (2.82)$$

En donde:

- $u_{máx}$ representa la velocidad máxima horizontal que alcanza la partícula en $\frac{m}{s}$.
- v es la viscosidad cinemática del flujo en $\frac{m^2}{s}$.
- T_i es el período intrínseco de las olas.
- D para el problema de estudio se corresponde con el diámetro de la subestructura D_S .
- **Coeficiente de arrastre** La determinación del coeficiente de arrastre (C_D) se realiza de acuerdo al coeficiente de arrastre en flujo estacionario (C_{DS}). Como se observa en

el sistema de ecuaciones 2.83, se trata de un valor dependiente de la rugosidad (r) que presenta la superficie del elemento sobre el que incide el flujo. No obstante, la estructura del aerogenerador es de acero, por lo que, atendiendo a las especificaciones de la norma DNV-OS-J101 [19], se puede hacer la consideración de que la superficie es de rugosidad lisa en este problema. Por tanto, dado que se considera superficie de rugosidad lisa a aquellas que presentan una relación rugosidad-diámetro inferior a 10^{-4} , se tiene que el valor de coeficiente de arrastre en flujo estacionario estimado es de 0,65.

$$C_{DS} = \begin{cases} 0,65 & \text{si } \frac{r}{D} < 10^{-4} \\ \frac{29+4 \cdot \log_{10}(\frac{r}{D})}{20} & \text{si } 10^{-4} < \frac{r}{D} < 10^{-2} \\ 1,05 & \text{si } \frac{r}{D} > 10^{-2} \end{cases} \quad (2.83)$$

Para el valor del coeficiente de arrastre se emplea la ecuación 2.84, en donde el término ψ , representa el factor de amplificación de estela y es función del valor del coeficiente de arrastre en flujo estacionario y del número adimensional de Keulegan-Carpenter. Dicho término se obtiene de la gráfica mostrada en la Figura 2.11, cuya curva en línea continua se corresponde con superficies lisa y la de línea discontinua con superficie rugosa.

$$C_D = C_{DS} \cdot \psi(C_{DS}, KC) \quad (2.84)$$

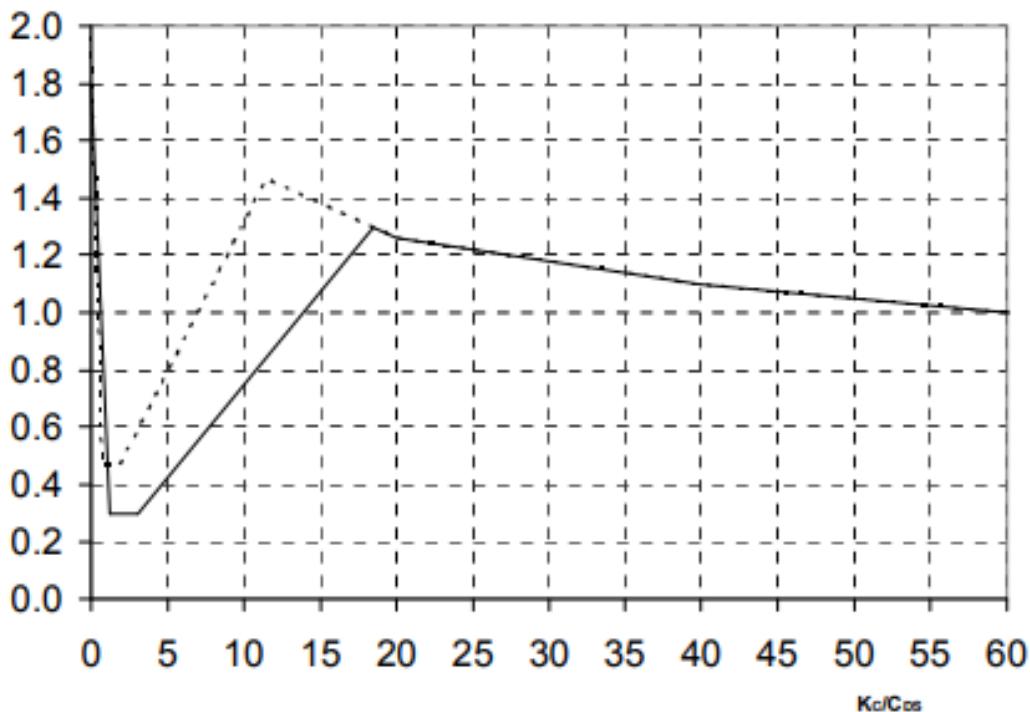


Figura 2.11: Factor de amplificación de estela (Fuente: [19])

- **Coeficiente de inercia** El coeficiente de inercia (C_m) depende del número de Keulegan-Carpenter y su valor se determina a partir de la función expresada en 2.85.

$$C_m = \begin{cases} 2 & \text{si } KC < 3 \\ \max[2, 0 - 0,044 \cdot (KC - 3); 1,6 - (C_{DS} - 0,65)] & \text{si } KC > 3 \end{cases} \quad (2.85)$$

Una vez determinados todos los parámetros necesarios, se tiene que la fuerza horizontal y el momento que actuarán en la cimentación (ecuaciones 2.86 y 2.87 respectivamente) pueden calcularse integrando desde la superficie del agua hasta la profundidad en la que se encuentra la línea de barro las expresiones diferenciales anteriormente analizadas.

$$F_{wave}(t) = \int_{-S}^{\eta} dF_D \cdot dz + \int_{-S}^{\eta} dF_I \cdot dz \quad (2.86)$$

$$M_{wave}(t) = \int_{-S}^{\eta} dF_D \cdot (S + z_{hub}) \cdot dz + \int_{-S}^{\eta} dF_I \cdot (S + z_{hub}) \cdot dz \quad (2.87)$$

Para obtener el máximo valor de las cargas de inercia y de arrastre es necesario evaluar

las expresiones anteriores en diferentes instantes de tiempo debido a que se encuentran desfasadas. La máxima carga de inercia tiene lugar en el instante $t = 0$ y con una elevación de la superficie $\eta = 0$; mientras que la máxima fuerza de arrastre ocurre en el instante $t = \frac{T_s}{4}$ con una elevación de la superficie $\eta = \frac{H_m}{2}$.

Los resultados que se obtienen es que la fuerza y momento máximos de arrastre se pueden expresar como:

$$F_{D,máx} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D_S \cdot C_D \cdot \frac{\pi^2 \cdot H_S^2}{T_S^2 \cdot \operatorname{senh}^2(k \cdot S)} \cdot P_D(k, S, \eta) \quad (2.88)$$

con

$$P_D(k, S, \eta) = \frac{e^{2 \cdot k \cdot (S + \eta)} - e^{-2 \cdot k \cdot (S + \eta)}}{8 \cdot k} + \frac{S + \eta}{2} \quad (2.89)$$

y

$$M_{D,máx} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D_S \cdot C_D \cdot \frac{\pi^2 \cdot H_S^2}{T_S^2 \cdot \operatorname{senh}^2(k \cdot S)} \cdot Q_D(k, S, \eta) \quad (2.90)$$

con

$$Q_D(k, S, \eta) = \left(\frac{S + \eta}{8k} - \frac{1}{16k^2} \right) e^{2k(S + \eta)} - \left(\frac{S + \eta}{8k} - \frac{1}{16k^2} \right) e^{-2k(S + \eta)} + \left(\frac{S + \eta}{2} \right)^2 + \frac{1}{8k^2} \quad (2.91)$$

Respecto a la fuerza y momento máximos de inercia se tiene que:

$$F_{I,máx} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot C_m \cdot D_S^2 \cdot \frac{\pi^3 \cdot H_s}{T_S^2 \cdot \operatorname{senh}(k \cdot S)} \cdot P_I(k, S, \eta) \quad (2.92)$$

donde

$$P_I(k, S, \eta) = \frac{\operatorname{senh}(k \cdot (S + \eta))}{k} \quad (2.93)$$

y

$$M_{I,máx} = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot C_m \cdot D_S^2 \cdot \frac{\pi^2 \cdot H_s}{T_S^2 \cdot \operatorname{senh}(k \cdot S)} \cdot Q_I(k, S, \eta) \quad (2.94)$$

donde

$$Q_I(k, S, \eta) = \left(\frac{S + \eta}{2 \cdot k} - \frac{1}{2 \cdot k^2} \right) \cdot e^{k \cdot (S + \eta)} - \left(\frac{S + \eta}{2 \cdot k} - \frac{1}{2 \cdot k^2} \right) \cdot e^{-k \cdot (S + \eta)} + \frac{1}{k^2} \quad (2.95)$$

Acción de las corrientes marinas

La acción de las corrientes marinas se determina a partir de la norma DNV-OS-J101 [19] y puede descomponerse en dos términos tal y como se expresa en la ecuación 2.96. Por un lado, se tiene el término de la velocidad de corriente originada por la marea (v_{tide}); mientras que por otro lado, se tiene la velocidad de la corriente inducida por la acción del viento (v_{wind}).

$$v(z) = v_{tide}(z) + v_{wind}(z) \quad (2.96)$$

El cálculo de cada uno de los términos de velocidad de corriente descritos se realizan de acuerdo a las ecuaciones 2.97 y 2.98.

$$v_{tide}(z) = v_{tide0} \cdot \left(\frac{h + z}{h} \right)^{\frac{1}{7}} \quad (2.97)$$

$$v_{wind}(z) = v_{wind0} \cdot \frac{h_0 + z}{h_0} \quad (2.98)$$

En donde:

- $v(z)$ representa la velocidad total de la corriente en z.
- z se corresponde con la coordenada que representa la profundidad del nivel del mar, tomando como referencia el nivel del mar y considerándose de valor positivo a medida que aumenta la profundidad de agua.
- v_{tide0} representa la corriente marina presente a nivel del mar.
- v_{wind0} representa la corriente producida por el viento a nivel del mar.

- h representa la profundidad de la lámina de agua y se toma como un valor positivo.
- h_0 representa la profundidad tomada de referencia para la corriente que produce el viento y se considera de aproximadamente 50 metros.

Respecto a la corriente producida por el viento a nivel del mar, se hace uso de la ecuación 2.99 para su cálculo.

$$v_{wind0} = k \cdot U_0 \quad (2.99)$$

En donde:

- k es un valor comprendido entre 0,015 y 0,03, siendo 0,03 el valor más desfavorable.
- U_0 representa la velocidad media del viento a una altura de 10 m durante una hora.

Finalmente, el cálculo de la corriente marina es análogo al anteriormente realizado con la acción de las olas. Primero, se define la fuerza diferencial que actúa sobre cada elemento de la estructura (2.100) y posteriormente se integra desde la superficie del mar hasta la profundidad del terreno para obtener la fuerza y el momento que la corriente origina en la cimentación.

$$dF_{Dcorriente}(z) = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot D_S \cdot C_D \cdot (v(z))^2 \quad (2.100)$$

Los valores de la fuerza y el momento originados por la corriente se expresan como:

$$F_{Dcorriente} = \int_{-S}^0 dF_{Dcorriente} \cdot dz \quad (2.101)$$

$$M_{Dcorriente} = \int_{-S}^0 dF_{Dcorriente} \cdot (S + z) \cdot dz \quad (2.102)$$

2.4.2.4. Ensamblaje y resolución del sistema

Una vez definida la geometría y propiedades del sistema; así como solicitudes externas a que está sometido, se puede ensamblar y resolver el sistema matricial para la obtención de variables de interés en este problema tales como frecuencias naturales, desplazamientos, aceleraciones o esfuerzos internos. Para ello, el sistema a resolver se fundamentará en un análisis estático equivalente.

En primer lugar, cabe destacar el ineludible carácter dinámico de las solicitudes ambientales a que está sometida la estructura y que ha de ser considerado. Para ello, el método más riguroso implicaría realizar un análisis en el dominio del tiempo incorporando los efectos iniciales al denominado Método Directo de Rigidez. No obstante, la simplicidad del presente modelo radica en poder realizar un análisis estático equivalente, que permita la consideración del carácter dinámico de las cargas. Para ello, se aplicará un Factor de Amplificación Dinámico (DAF), en el que se considera el incremento del valor de la carga en el caso dinámico respecto del estático, y que se encuentra definido por la siguiente ecuación:

$$DAF = \frac{1}{\sqrt{(1 - (\frac{f}{f_n})^2)^2 + (2 \cdot \xi \cdot \frac{f}{f_n})^2}} \quad (2.103)$$

En donde:

- f es la frecuencia de excitación de la carga en Hz.
- f_n es la frecuencia natural del sistema.
- ξ es el factor de amortiguamiento considerado. En este caso, se considera de valor 1 %, como valor característico del amortiguamiento material del acero.

Respecto a la frecuencia de excitación de la carga, cabe destacar que vendrá determinar por la frecuencia del oleaje, dado que las cargas de viento y de las corrientes marinas se consideran estáticas. Por tanto, este frecuencia de excitación dependerá del período de oleaje considerado en cada caso y solo se aplicará a las cargas de oleaje, puesto que son las únicas que se estimarán con carácter dinámico.

En cuanto al Factor de Amplificación Dinámico es de interés comentar aspectos reseñables del mismo. Por un lado, se debe tener en cuenta que, tal y como se deduce de la ecuación anterior, a mayor proximidad de la frecuencia de excitación a la frecuencia natural del sistema, mayor será la amplificación que experimente la carga. Por otro lado, destacar que si el sistema no presentara amortiguamiento, la solución tendería al infinito, pudiendo definirse como una función asintótica para un valor de la frecuencia de excitación tendente al valor de la frecuencia natural del sistema.

2.4.2.4.1 Frecuencias naturales del sistema y modos de vibración

El cálculo de las frecuencias naturales y de los modos de vibración del conjunto se basa en la resolución del problema de autovalores y autovectores del sistema matricial planteado. Cabe destacar que los autovalores y autovectores constituyen una parte fundamental en el ámbito de la matemática aplicada y el álgebra lineal. A nivel conceptual, se puede definir los autovectores como vectores no nulos que, cuando se multiplican por la matriz original, se obtiene como resultado un vector que es un múltiplo escalar del vector original, siendo este escalar el autovalor correspondiente. Por su parte, un autovalor se define como un valor que se obtiene al resolver la ecuación característica de una matriz y que expresa como se contrae o expande el autovector cuando se aplica una transformación lineal. Cabe destacar que existirán n autovectores asociados al espacio \mathbb{R}^n [46]. Además, se cumple que, un vector \bar{x} cualquiera es un autovector de una matriz genérica A asociado a un autovalor λ si cumple la siguiente relación:

$$A \cdot \bar{x} = \lambda \cdot \bar{x} \quad (2.104)$$

De la misma forma, puede extenderse la definición de autovectores y autovalores al problema generalizado de dos matrices A y B , de forma que:

$$A \cdot \bar{x} = \lambda \cdot B \cdot \bar{x} \quad (2.105)$$

Reordenando la expresión anterior:

$$(A - \lambda \cdot B) \cdot \bar{x} = \bar{0} \quad (2.106)$$

En donde el escalar λ será un valor propio del sistema si, y solo si, tiene una solución no trivial. Ello puede calcularse mediante resolviento el polinomio característico mediante el determinante del conjunto:

$$|A - \lambda \cdot B| \cdot \bar{x} = 0 \quad (2.107)$$

En el contexto de la dinámica estructural, los autovalores y autovectores se relacionan con las frecuencias naturales y modos de vibración de una estructura, tal y como se comentó con anterioridad. Cuando se aplica el método de los elementos finitos a un problema de vibración, se obtiene una matriz de rigidez y una matriz de masa. Al resolver el problema de valor propio generalizado para estas matrices, los autovalores resultantes están directamente relacionados con el cuadrado de las frecuencias naturales de la estructura. Los autovectores, por otro lado, describen la forma de los modos de vibración correspondientes a cada frecuencia natural.

Realizando un símil de la formulación anterior para el contexto de la dinámica de estructuras, se parte de la ecuación fundamental despreciando el término el relativo al amortiguamiento y considerando vibración libre (sin excitación de fuerzas) tal que:

$$K \cdot u - \omega^2 \cdot M \cdot \bar{u} = F \quad (2.108)$$

Agrupando términos:

$$(K - \omega^2 \cdot M) \cdot \bar{u} = 0 \quad (2.109)$$

El determinante a resolver sería:

$$|K - \omega^2 \cdot M| \cdot \bar{u} = 0 \quad (2.110)$$

Comparando con la ecuación 2.107, la resolución del polinomio característico de las matrices de rigidez y masa puede realizarse en función del parámetro λ que, en este caso, correspondería al cuadrado de la frecuencia angular ω , con unidades de $\frac{\text{rad}}{\text{s}}$, de forma que:

$$\lambda = \omega^2 \rightarrow \omega_n = \sqrt{\lambda} \quad (2.111)$$

Por tanto, el resultado de la frecuencia natural en Hz es:

$$f_n = \frac{\omega_n}{2\pi} \quad (2.112)$$

2.4.2.4.2 Desplazamientos y giros

Una vez obtenida la frecuencia natural del sistema, se pueden calcular las cargas equivalentes que actúan sobre el sistema haciendo uso del Factor de Amplificación Dinámico, sobre las cargas de oleaje. Posteriormente, el cálculo de los desplazamientos y giros del sistema se basan en la resolución del sistema matricial de Elementos Finitos en estática; es decir, no se consideran los términos de masa y amortiguamiento y solo involucra al término de rigidez tal que el sistema a resolver es:

$$K \cdot u = F \quad (2.113)$$

En donde el vector u recoge los desplazamientos y giros de cada nodo.

$$[u] = \begin{bmatrix} u_1 \\ \theta_1 \\ u_2 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ u_{2(N+1)} \\ \theta_{2(N+1)} \end{bmatrix}_{2(N+1)} \quad (2.114)$$

2.4.2.4.3 Aceleraciones

El cálculo de las aceleraciones se realiza considerando que la frecuencia que principalmente excita el sistema es la correspondiente al primer modo. Por tanto, el cálculo se reduce a:

$$a = u \cdot (2\pi f_n)^2 \quad (2.115)$$

En donde:

- a es el vector de aceleraciones.
- u es el vector de desplazamientos.
- f_n es la primera frecuencia natural del sistema.

2.4.2.4.4 Esfuerzos internos

Los esfuerzos internos del sistema se obtienen al multiplicar la matriz de rigidez elemental por los desplazamientos de los nodos del elemento:

$$f_e = K_e u_e \quad (2.116)$$

En donde:

$$f_e = [V_i M_i - V_j - M_j] \quad (2.117)$$

Siendo V y M el cortante y flector en los nodos inicial (i) y final (j) del elemento. Además, el signo menos es necesario para que los esfuerzos presenten el mismo criterio de signos.

Repitiendo este cálculo para todos los elementos, se obtienen los esfuerzos cortantes y deflectores en todos los nodos del sistema.

2.4.2.5. Rutina de cálculo

La rutina de cálculo desarrollada en el programa puede definirse en las siguientes etapas

- **Preprocesado:** se definen ficheros con los parámetros geométricos y propiedades del material que definen al aerogenerador; las condiciones meteorológicas del emplazamiento; así como las cargas a implementar.
- **Procesado:**
 1. **Carga de datos:** se define la potencia del aerogenerador de estudio, el caso a estudiar (base fija o flexible) y se realiza la lectura de datos relativas a las propiedades del aerogenerador y de las condiciones meteorológicas del emplazamiento, a partir de ficheros externos para cada uno.
 2. **Ensamblaje del sistema de elementos finitos:** se define el número de elementos finitos a emplear en la discretización, se calculan las matrices de rigidez y masa elementales y posteriormente se ensamblan para todo el conjunto. Además, se aplican las condiciones de contorno al problema.

3. **Definición de las cargas:** se ejecutan los ficheros programados para el cálculo de las diferentes cargas que actúan sobre el sistema.
 4. **Frecuencias naturales:** se soluciona el problema de autovalores para la obtención de las frecuencias naturales del sistema.
 5. **Análisis estático equivalente:** se calculan los Factores de Amplificación Dinámicos (DAF), se establece el vector de cargas externas y se resuelve el sistema para la obtención de los desplazamientos. Con los resultados de desplazamientos obtenidos se calculan los esfuerzos.
- **Postprocesado:** se extraen los resultados en ficheros de datos; así como se elaboran códigos para la representación gráfica de los datos y su posterior análisis.

En la Figura 2.12 se recoge el flujo de trabajo del modelo simplificado.

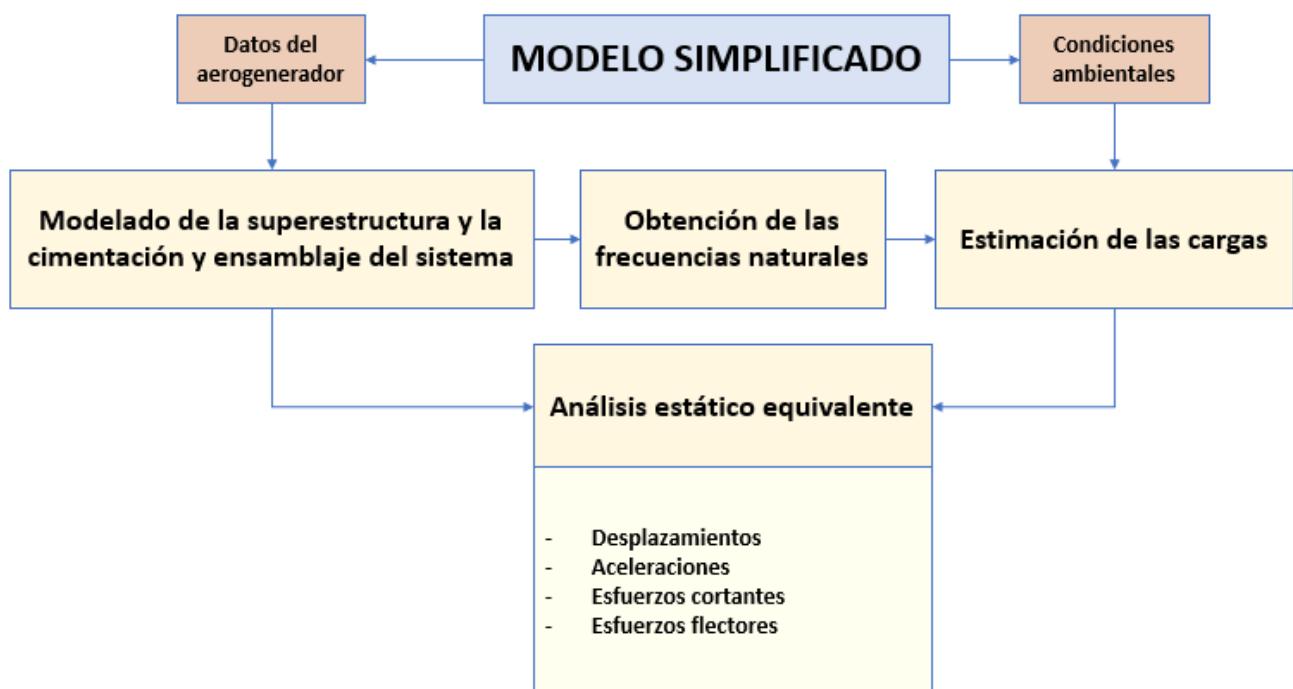


Figura 2.12: Flujo de trabajo del modelo simplificado

2.4.3. Efectos de interacción suelo-estructura

El modelado de la cimentación del sistema se realiza bajo dos consideraciones: por un lado, un modelo de base fija como el representado en la Figura 2.13a; mientras que, por otro lado, se incorporan los fenómenos de interacción suelo-estructura a partir de las impedancias de la cimentación. Se representan como se muestra en la Figura 2.13b. Es de especial mención destacar que el caso de base fija consiste en suponer al aerogenerador empotrado en el lecho marino, mientras que la interacción suelo-estructura tiene en cuenta la flexibilidad de la cimentación y el del terreno sobre el que se cimenta. Estas impedancias se pueden entender como resortes aplicados en la base de la estructura. Normalmente se obtienen en el dominio de la frecuencia y sus valores son complejos, representando de forma conjunta los efectos de rigidez (parte real) y amortiguamiento (parte imaginaria) del sistema suelo-pilote. Para su cálculo, se ha empleado un modelo numérico de continuo [47] que combina elementos finitos para los pilotes y el teorema de reciprocidad en elastodinámica para reproducir el comportamiento del suelo.

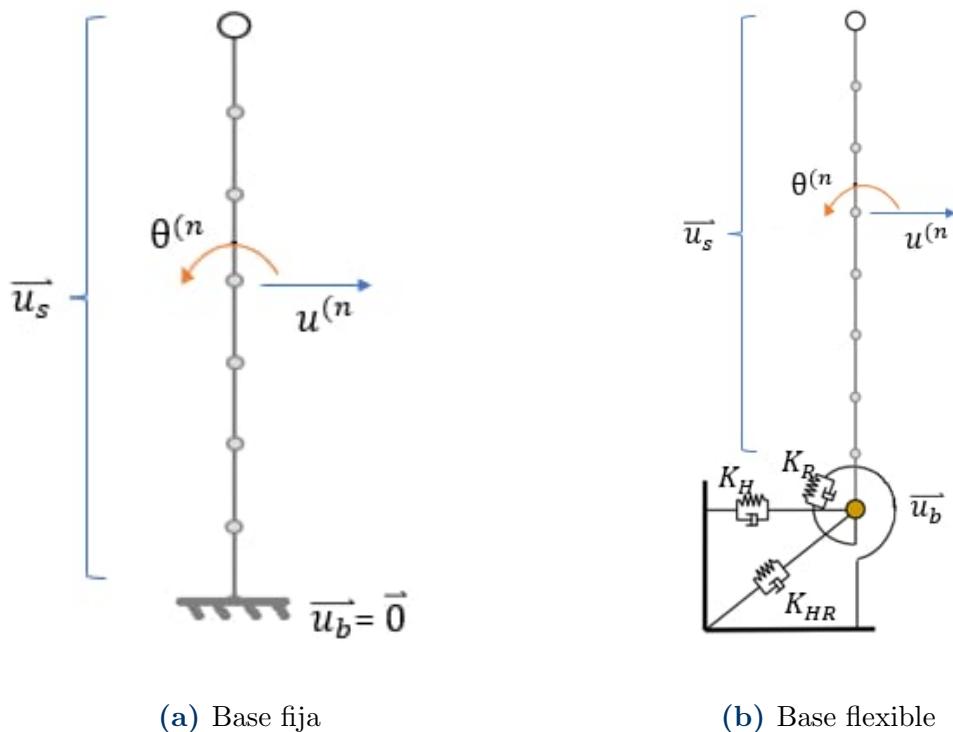


Figura 2.13: Modelado de la cimentación en el modelo simplificado (adaptado de [16])

2.4.4. Diferencias entre modelos

Las principales diferencias entre los modelos numéricos de estudio pueden agruparse de forma resumida en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2: Diferencias entre los modelos numéricos de estudio

Parámetro	Modelo simplificado	OpenFast
Dominio	Frecuencia (para propiedades modales)	Tiempo
Tipo de análisis	Estático equivalente	Dinámico
Efectos inerciales	No	Sí
Amortiguamiento del sistema	No	Sí
Interacción suelo-estructura	Impedancias BEM-FEM	Elementos LPM

Dentro de los casos de estudio a analizar, en los modelos en base flexible la consideración de los fenómenos de interacción suelo-estructura se lleva a cabo de distinta forma entre los modelos numéricos.

Por un lado, para el modelo simplificado de elementos finitos pueden emplearse directamente los valores de impedancias obtenidos por el modelo de continuo. Puesto que se realiza un estudio estático equivalente, solamente se tendrá en cuenta la parte real de las impedancias correspondientes a baja frecuencia.

Por otro lado, la interacción suelo-estructura se computa en el módulo SubDyn de OpenFast mediante elementos LPM (Lumped Parameter Model). La necesidad de emplear estos LPM radica en que las impedancias del modelo integral son calculadas en dominio de la frecuencia, mientras que la formulación de OpenFast se realiza en el dominio del tiempo. Los LPM consisten justamente en un ajuste que aproxima estas impedancias para el dominio del tiempo y que son de aplicación para un rango de frecuencias.

En la Figura 2.14 se muestra una representación esquemática de los elementos LPM, en donde se observa como están definidos mediante rigideces y amortiguadores translacionales (k_h y c_h), rotacionales (kr y c_t) y excéntricos (k_t y c_t). Para definir completamente los LPM, también es necesario considerar las rigideces y amortiguadores correspondientes al comportamiento vertical (k_v y c_v) y al torsional (k_{tor} y c_{tor}).

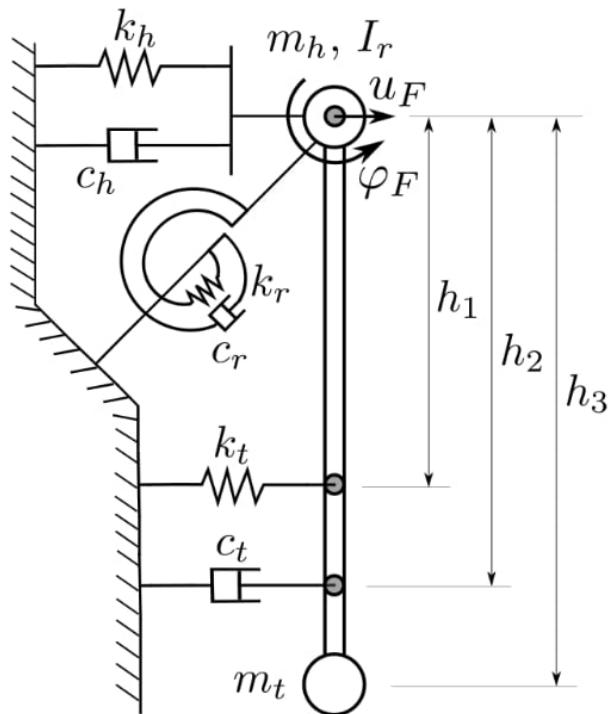


Figura 2.14: Representación esquemática de los elementos LPM (Fuente: [20])

En este caso, se acotan los resultados a un rango de frecuencias de 0 a 3 Hz dado que en este tipo de estructuras predominan los modos de vibración bajos. Ello se muestra en la Figura 2.15, donde se observa como los LPM son capaces de reproducir con un alto grado de similitud las impedancias definidas en el dominio de la frecuencia. Cabe destacar que la parte real se corresponde con la rigidez considerada; mientras que la parte imaginaria hace referencia al amortiguamiento.

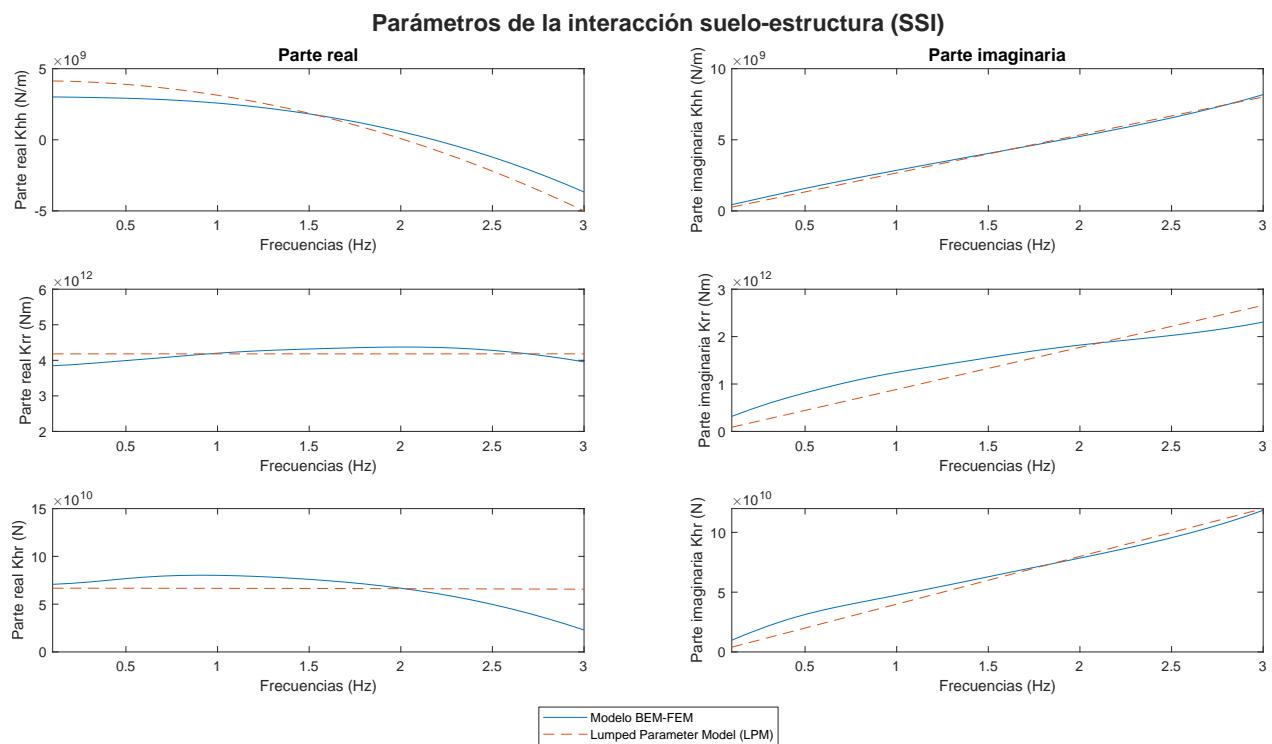


Figura 2.15: Modelos para la interacción suelo-estructura en impedancias lateral, cruzada y rotacional acotado al rango de frecuencias de validez entre modelos

CAPÍTULO 3

— *Definición del problema de estudio* —

3.1. Emplazamiento del aerogenerador

El emplazamiento de un aerogenerador marino es un aspecto clave para justificar la inversión de este tipo de proyectos, que debe satisfacer ciertas condiciones. En este aspecto, las costas del archipiélago canario son zonas de amplio potencial para la consecución de un proyecto de estas características, puesto que disponen de un recurso eólico notable debido a la constancia de los vientos alisios en la zona; que permitiría cubrir la alta demanda eléctrica de las islas sin necesidad de recurrir a los combustibles de origen fósil. Muestra de ello son los diversos proyectos puestos en marcha para ello como es el proyecto Gofio, cuyo promotor es la empresa Greenalia, y consiste en un parque eólico flotante de 48 MW de potencia instalada en tres aerogeneradores que se ubicaría al sureste de Gran Canaria. Aún se encuentra en fase de tramitación, pero se encuentra en estado avanzado, por lo que podría ser el primer proyecto de estas características que comience a producir energía en España [48]. También cabe citar otros proyectos como los que pretende impulsar la empresa Iberdrola con el parque eólico Finca San Juan de 17,3 MW de potencia instalada o el parque eólico de Tarajales de 10,4 MW de potencia instalada, ambos próximos a Tenerife; así como el proyecto San Borondón con el que se pretende instalar 238 MW de potencia con aerogeneradores ubicados al este de Gran Canaria.

Debido a sus características, la isla de Gran Canaria es una de las que presenta mayor aptitud para el emplazamiento de aerogeneradores offshore próximos a sus costas. Por un lado, posee un importante recurso eólico que puede ser aprovechado especialmente en el sureste de la isla debido las zonas de exclusión marítima establecidas que prohíben el desarrollo de otras actividades como la pesca, evitando así los conflictos que podrían ocasionarse por el uso del

espacio. Por otro lado, la biodiversidad marina de Gran Canaria es menos vulnerable que la presente en otras islas, dado que la cantidad de especies endémicas o amenazadas que posee es menor [49, 50].

3.1.1. Factores para la selección de la ubicación

Los principales factores que determinarán la ubicación más adecuada del aerogenerador son la zonificación ambiental, la batimetría del lugar y el recurso eólico del mismo. Además, cabe destacar que en un proyecto de estas características es necesario realizar un estudio de impacto ambiental que determine el alcance de los efectos negativos que pueda suponer su materialización, tales como pueden ser la alteración del hábitat de la fauna y flora del lugar o, su impacto social tanto desde un punto de vista visual como del ruido generado. No obstante, dicho estudio de impacto ambiental queda fuera del alcance del presente trabajo.

A continuación, se expondrá las características más relevantes consideradas para la elección de la ubicación del aerogenerador:

- **Zonificación ambiental**

La zonificación ambiental establece aquellas zonas en las que es posible establecer proyectos de aerogeneradores y cuáles son zonas de exclusión por el impacto que podrían generar sobre el medio marino.

La normativa vigente que regula la zonificación ambiental es el Real Decreto 150/2023, de 28 de febrero, por el que se aprueban los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo de las cinco demarcaciones marinas españolas (POEM), tras la derogación del Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos (EEALE) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

En la Figura 3.1 se aprecia en relleno azul aquella zona considerada como de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina. Luego, en marcadores rojos, negro y verdes con rayas se encuentran aquellos espacios terrestres y marinos reconocidos como espacios de la red Natura 2000 y que, por tanto, son espacios protegidos. Por último, el área delimitada en color verde sólido se considera como zona de alto potencial para la investigación, desarrollo e innovación (I+D+i).

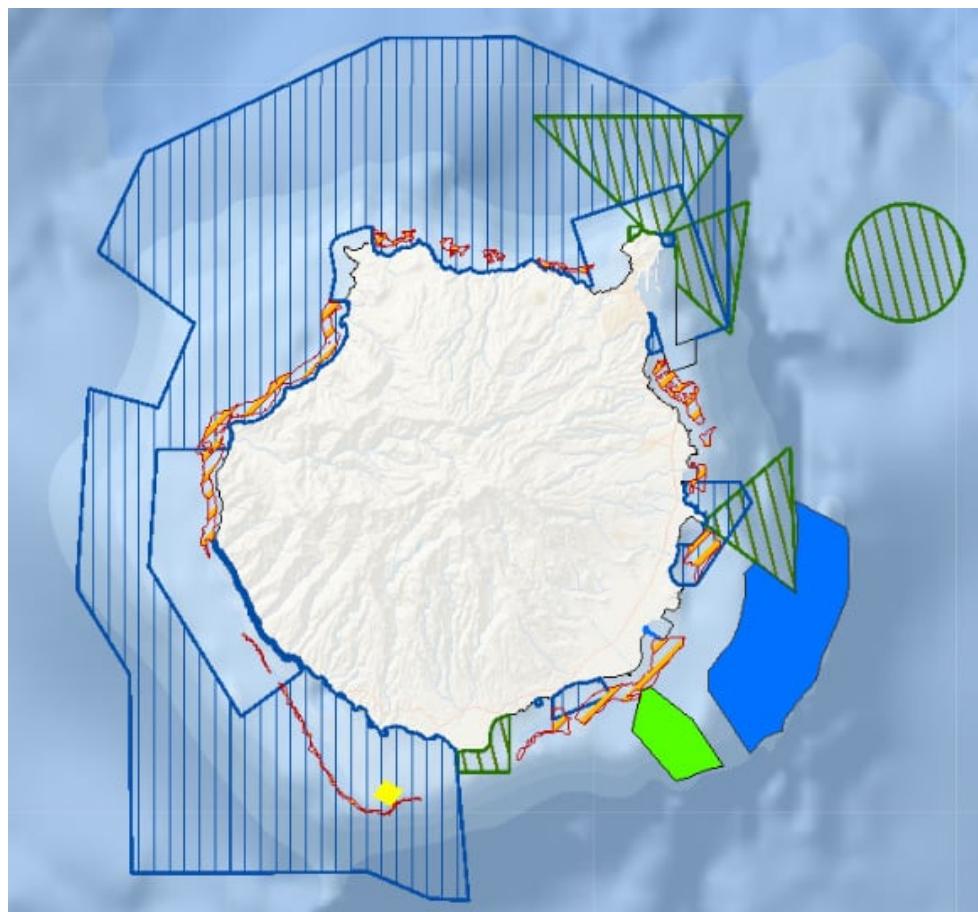


Figura 3.1: Zonas diferenciadas en el POEM (Fuente: [21])

- **Batimetría**

La batimetría hace referencia a la profundidad de la lámina de agua en mares, océanos o ríos, entre otros; y condiciona el tipo de cimentación que se podrá emplear para el aerogenerador. En el caso particular de las islas Canarias la batímetría puede ser un inconveniente, debido a que el origen volcánico de éstas generan elevadas profundidades en pocos de metros desde la costa como se aprecia en la Figura 3.2.

En este caso, como se ha prefijado el uso de una cimentación fija monopilotada, las zonas de posible emplazamiento del aerogenerador han de ser de profundidades no muy elevadas.

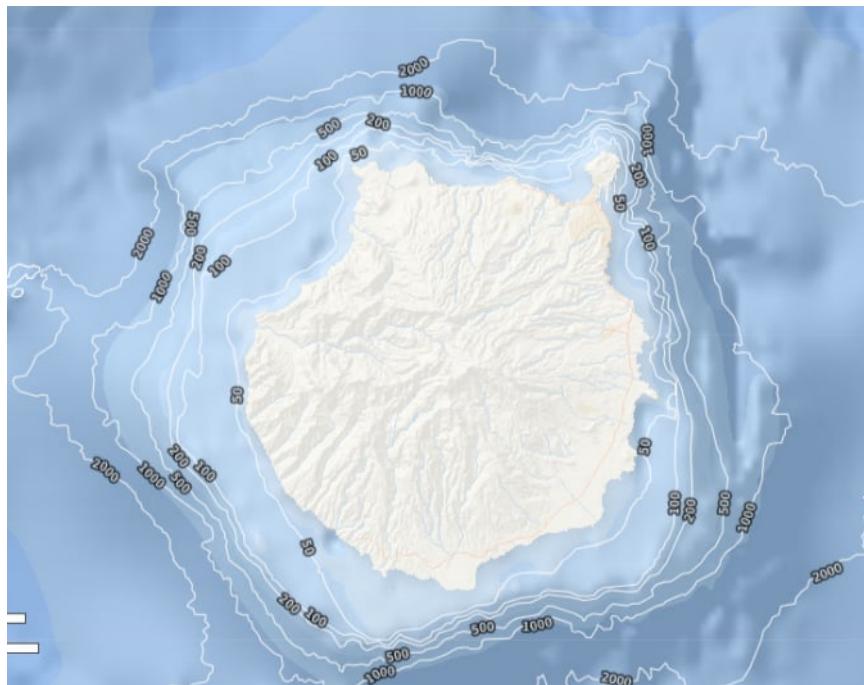


Figura 3.2: Isóbatas en la isla de Gran Canaria (Fuente: [21])

■ Recurso eólico

El recurso eólico disponible en la zona de emplazamiento del aerogenerador es un aspecto fundamental para el aprovechamiento energético que se puede extraer del mismo.

La comprobación del recurso eólico puede efectuarse desde dos puntos de vista. Por un lado, la velocidad del viento presente en cada zona; y por otro lado, la densidad de potencia del viento; es decir, aquella potencia que es capaz de suministrar el viento por unidad de superficie barrida.

En la Figura 3.3 se puede apreciar la velocidad del viento en la isla de Gran Canaria a una cota de 100 metros de altitud, en donde los tonos más intensos hacen referencia a las mayores velocidades del viento, superiores a 10 m/s; mientras que los tonos más fríos hacen referencia a menores valores de dicha velocidad del viento hasta que su valor sea nulo.

Respecto a la Figura 3.4, se tiene la densidad de potencia de Gran Canaria, en donde la leyenda de colores sigue el mismo patrón que para la velocidad. Los tonos más intensos hacen referencia a densidades de potencia superiores a los 10 W/m²; a partir de cual los

tonos más fríos se refieren a valores inferiores de la densidad.

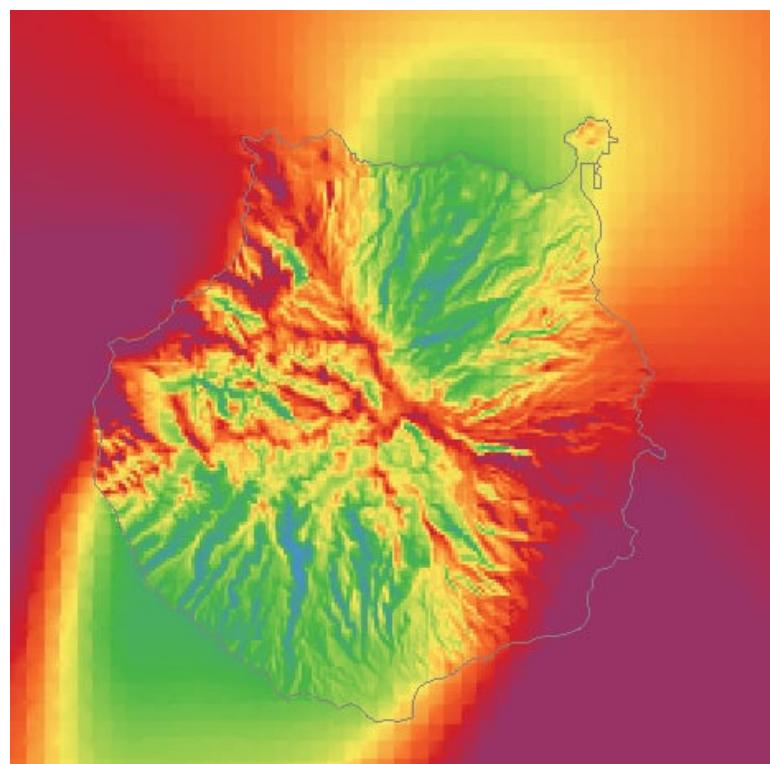


Figura 3.3: Velocidad del viento (Fuente: [21])

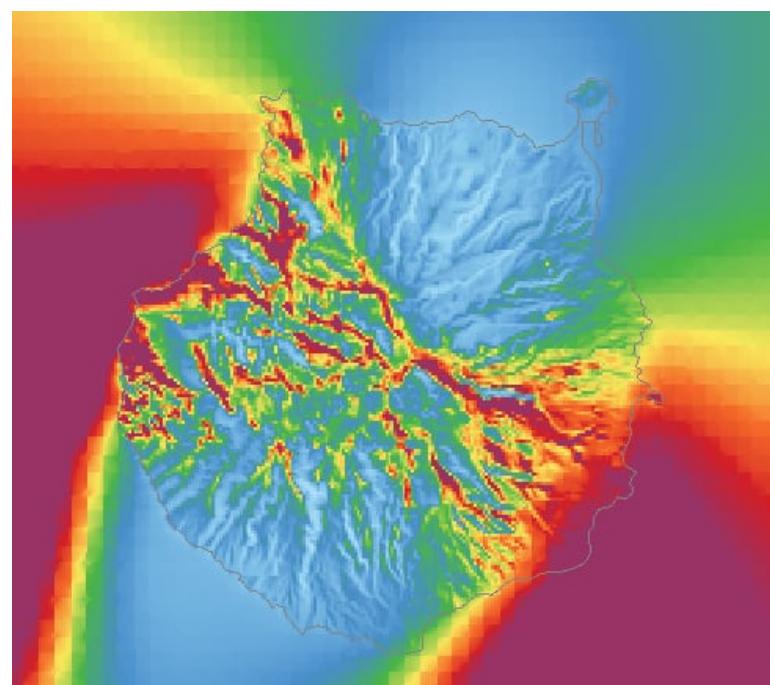


Figura 3.4: Densidad de potencia del viento (Fuente: [21])

3.1.2. Ubicación escogida

Considerando a los factores anteriormente citados, se tiene que un emplazamiento adecuado para el aerogenerador es la zona sureste de la isla de Gran Canaria por diversos motivos. Se trata de una zona apta para el emplazamiento de aerogeneradores, con posibilidad de establecer profundidades de la lámina de agua inferiores a 50 m. Además, dispone de un buen recurso eólico, tanto en términos de velocidad del viento como en densidad de potencia, convirtiéndolo en un lugar de bastante aprovechamiento energético.

En la Figura 3.5 se muestra el punto seleccionado como emplazamiento del aerogenerador, en donde se ha considerado ubicarlo dentro de la zona de alto potencial para la investigación, desarrollo e innovación (I+D+i). Las características del lugar se presentan en la Tabla 3.1.

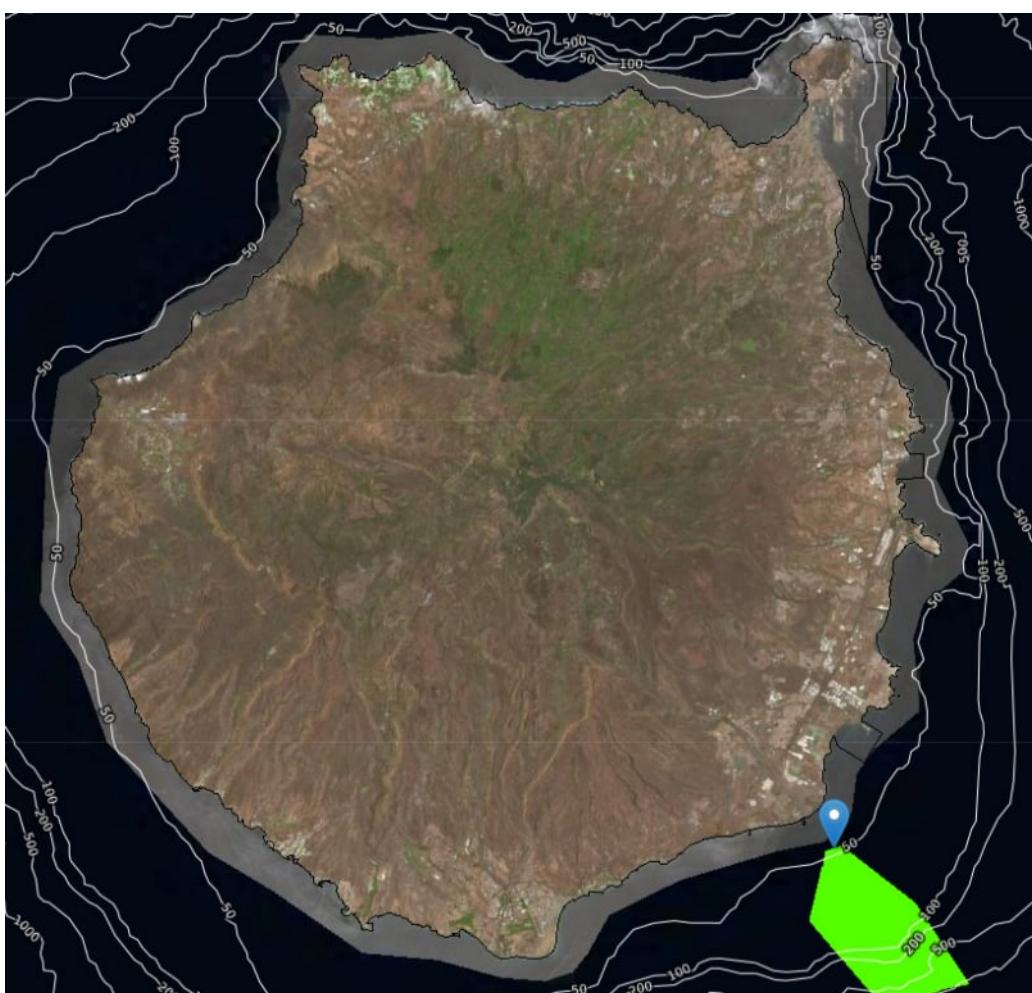


Figura 3.5: Ubicación escogida (Fuente: [21])

Tabla 3.1: Datos del emplazamiento escogido

Parámetros	Datos
Latitud	27º 47' 18" N
Longitud	15º 25' 2" O
Distancia a la costa	2,097 km
Profundidad del lecho marino	41,3 m

3.1.3. Propiedades del terreno

La determinación de las propiedades del terreno sobre el que cimentar el aerogenerador es un aspecto clave que influirá en las respuesta estructural del mismo. Para ello, es necesario realizar un estudio geotécnico del suelo en que se ubicará, para poder dilucidar las características relativas del mismo. No obstante, la realización de dicho estudio geotécnico no se encuentra dentro de las atribuciones legales del Grado en Ingeniería Mecánica en que se enmarca este trabajo; así como se trata de un apartado que queda fuera del alcance del mismo. Por tanto, como método alternativo para obtener las propiedades del terreno se recopilarán datos de carácter orientativo que permitan estimar en la medida de lo posible estas propiedades.

La tipología de terreno sobre la que se ubicará el aerogenerador puede clasificarse como sedimento fino, tomando de referencia los datos extraídos de estudios ecocartográficos de GRAFCAN [22], tal y como se aprecia en la Figura 3.6.

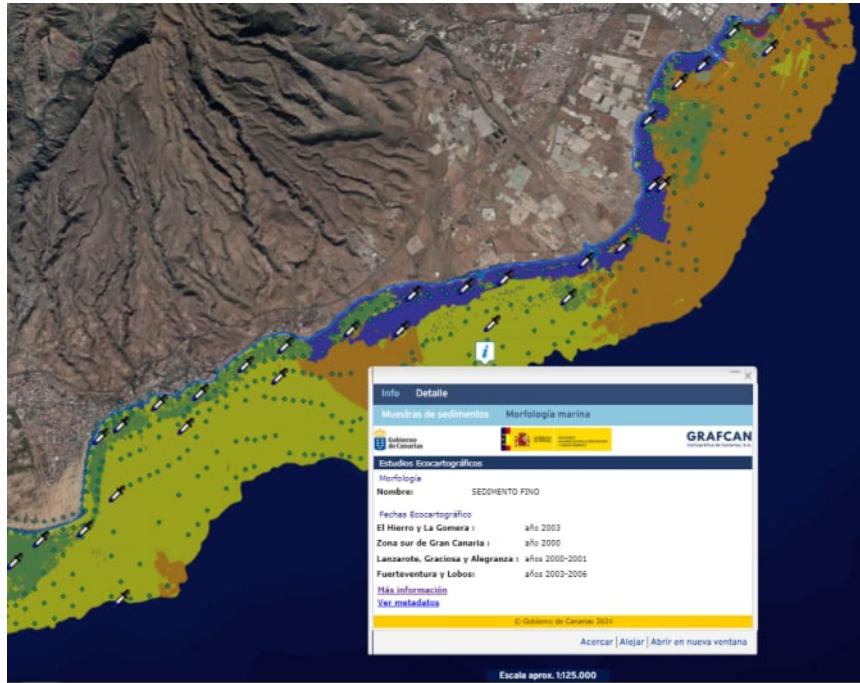


Figura 3.6: Tipología de terreno de la ubicación escogida (Fuente: [22])

Para esta tipología de terreno, se establece en la Norma de Construcción Sismorresistente (NCSE-02) [51] que la velocidad de propagación de ondas de corte (V_s) adquiere valores inferiores a $200 \frac{m}{s}$ para suelos blandos y con valores en torno a los $100 \frac{m}{s}$ en el caso de sedimentos finos. Este valor se emplea habitualmente para la estimación del módulo de elasticidad o de Young del suelo (E_s) como se ve en la ecuación 3.1.

$$E_s = 2 \cdot \rho_s \cdot (1 + \nu_s) \cdot V_s^2 \quad (3.1)$$

Este terreno de sedimento fino se caracteriza como arena, en donde la densidad (ρ_s) y el coeficiente de Poisson (ν_s) adquieren como práctica habitual valores de $2000 \frac{kg}{m^3}$ y $0,49$, respectivamente, para representar un medio saturado de agua. [17].

Respecto al peso específico unitario sumergido (γ') y el ángulo de rozamiento interno (ϕ), se tiene que son valores necesarios para el diseño del monopilote. Por tanto, ante la falta de otras fuentes de información, se extraerán los datos aportados en el artículo *"Design of monopiles for offshore wind turbines in 10 steps"*, en donde se establece que en terrenos de composición de arena suelta a medianamente densa toman valores de aproximadamente 9000

$\frac{kN}{m^3}$ para el peso específico unitario sumergido γ' y de entre 28 y 36° para el ángulo de rozamiento interno ϕ . En el caso del ángulo de rozamiento interno, se empleará el valor de 28° puesto que ello supone que el terreno presenta menos resistencia y, por tanto, se postula como el caso más desfavorable.

En cuanto al peso específico del suelo, se obtiene a partir del valor de la densidad y de la aceleración de la gravedad, tal que:

$$\gamma = \rho_s \cdot g \quad (3.2)$$

Las propiedades del terreno sobre el que se cimenta el aerogenerador se pueden resumir en la siguiente tabla:

Tabla 3.2: Propiedades del terreno

Parámetro	Notación	Valor
Velocidad de propagación de las ondas	V_s ($\frac{m}{s}$)	100
Densidad	ρ_s ($\frac{kg}{m^3}$)	2000
Coef. De Poisson	ν_s	0,49
Peso específico unitario sumergido	$\gamma'(\frac{kN}{m^3})$	9000
Peso específico	γ ($\frac{kN}{m^3}$)	19,62
Módulo de Young	E_s (MPa)	59,6
Ángulo de rozamiento de interno	ϕ ($^{\circ}$)	28

3.1.4. Características ambientales

La selección del emplazamiento del aerogenerador conlleva implícito una serie de características ambientales propias del lugar seleccionado. Estas características determinan las solicitudes que se den sobre la estructura y pueden dividirse principalmente en tres grupos: las relacionadas con el viento, las debidas al oleaje y, por último, las corrientes marinas. A continuación, se detallarán los aspectos a tener en cuenta en cada uno de estos grupos.

3.1.4.1. Viento

Las características más importantes a tener en cuenta respecto al viento son:

- **Velocidad media del viento**

Las condiciones de viento del emplazamiento es uno de los aspectos más importantes a estudiar, debido a que es especialmente influyente en la capacidad de generación eléctrica del aerogenerador; así como generará una serie de solicitudes sobre la estructura que deberán ser analizadas.

Los datos de la velocidad media del viento se obtuvieron de los datos aportados en la página web de Puertos del Estado elaborada por el Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible [23]. La metodología para la obtención de datos aplicados por este organismo consiste en la recopilación de históricos de viento y oleaje en diferentes coordenadas geográficas, a partir de los cuales se elabora un modelado numérico denominado conjunto SIMAR. Por tanto, los datos de los que se dispone, pertenecen a distintos puntos geográficos que no coinciden con la ubicación seleccionada. Por tanto, es necesario realizar una interpolación de los datos de los puntos SIMAR más próximos a la ubicación escogida para poder obtener la velocidad media del viento.

Los puntos SIMAR más próximos a la emplazamiento del aerogenerador de este trabajo son los denominados con la numeración 4036006, 4037007 y 4038006, cuyas coordenadas geográficas se recogen en la Tabla 3.3. No obstante, atendiendo a la Figura 3.7, se puede observar como la ubicación escogida para emplazar el aerogenerador se encuentra prácticamente en el centro geométrico del triángulo que tiene como vértices los tres puntos SIMAR mencionados. Por tanto, se puede aproximar a que cada punto SIMAR tiene la misma ponderación sobre la media de la velocidad; con lo que se puede simplificar la obtención de la velocidad del viento reduciendo el cálculo a la media aritmética de las velocidades de cada punto SIMAR cada mes.

En la Tabla 3.4 se recogen los datos obtenidos de cada punto SIMAR para cada mes del año 2023, que fueron extraídos de las figuras 3.8, 3.9 y 3.10.

Tabla 3.3: Coordenadas de los puntos SIMAR empleados para obtener la velocidad del viento.

	SIMAR 4036006	SIMAR 4037007	SIMAR 4038006
Latitud	27° 45' 0" N	27° 49' 48" N	27° 45' 0" N
Longitud	15° 30' 0" O	15° 25' 12" O	15° 19' 48" O

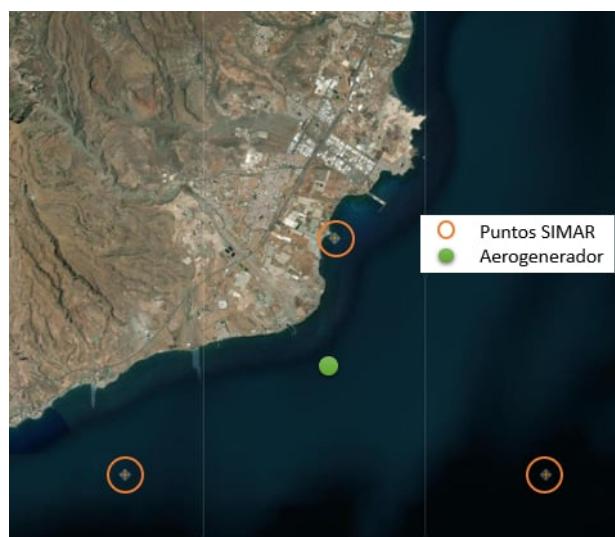


Figura 3.7: Puntos SIMAR (adaptado de [23])

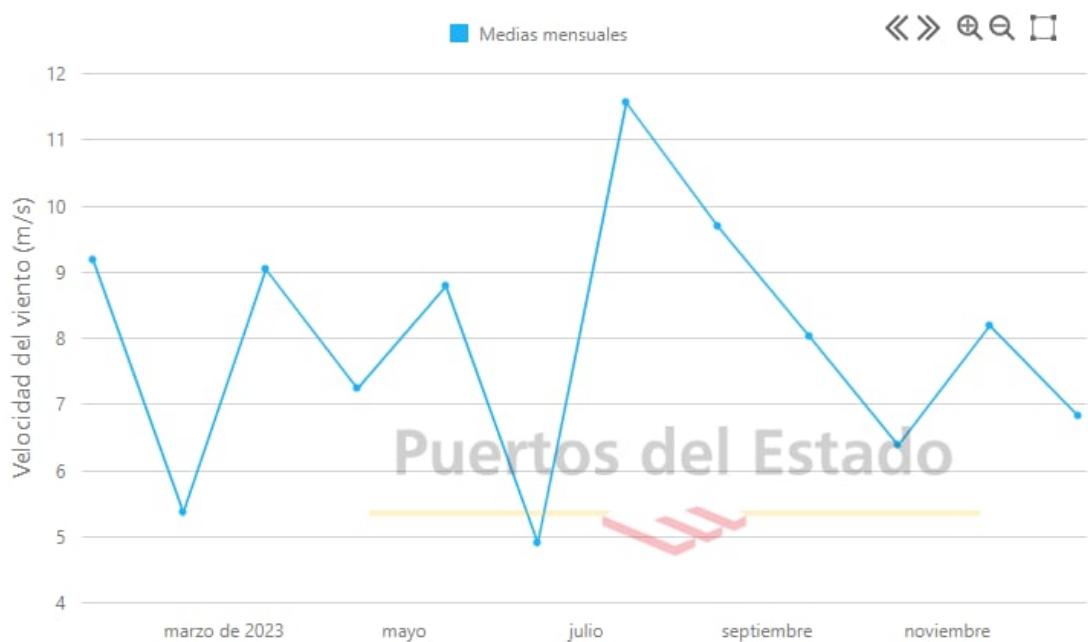


Figura 3.8: Velocidad del viento media mensual SIMAR 4036006 (Fuente: [23])

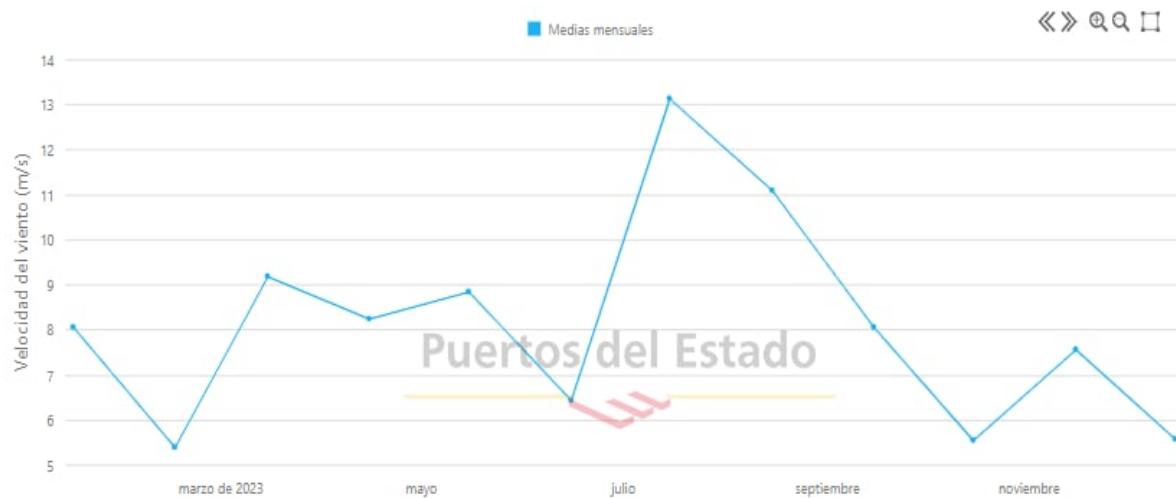


Figura 3.9: Velocidad del viento media mensual SIMAR 4037007 (Fuente: [23])



Figura 3.10: Velocidad del viento media mensual SIMAR 4038006 (Fuente: [23])

Tabla 3.4: Velocidad media del viento (Fuente: [23])

Meses	Velocidades (m/s)			
	SIMAR(4036006)	SIMAR(4037007)	SIMAR(4038006)	Media aritmética
Enero	9,3	8,1	8,8	8,7
Febrero	5,4	5,5	6,7	5,9
Marzo	9,1	9,2	9,8	9,4
Abril	7,3	8,3	9,5	8,4
Mayo	8,8	8,8	9,6	9,1
Junio	4,9	6,5	7,1	6,2
Julio	11,6	13,2	13,5	12,8
Agosto	9,8	11,2	12,2	11,1
Septiembre	8,1	8,1	12,4	9,5
Octubre	6,4	5,6	6,5	6,2
Noviembre	8,2	7,6	8,2	8,00
Diciembre	6,8	5,6	6,4	6,3

Los valores extraídos a partir de la información de Puertos del Estado están referidos a una altura de 10 m sobre el nivel del mar. Por tanto, para obtener la velocidad estimada a la altura del buje de cada aerogenerador de estudio se hace uso de la ecuación 3.3, que permite extrapolar los valores de velocidad a diferentes cotas de altitud tal y como estipula la norma DNV-RP-C205 [44].

$$U(z) = U(H) \cdot \left(\frac{z}{H}\right)^\alpha \quad (3.3)$$

En donde:

- U: velocidad del viento
- H: altura de referencia
- z: cota a la que se quiere extrapolar los datos
- α : coeficiente dependiente de la rugosidad del terreno (de valor 0,12 para mar abierto con olas de acuerdo a la norma DNV-RP-C205 [44]).

Finalmente, los valores de velocidad media que se obtienen a la altura del buje de cada aerogenerador de las tres opciones estudiadas (ver las alternativas consideradas, cuyos bujes se sitúan a distintas alturas en la Sección 3.2) para la ubicación seleccionada se recogen en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5: Velocidad media del viento para cada aerogenerador de estudio

	Referencia	5MW	10MW	15MW
Cota (m)	10	90	119	150
Meses	Velocidad (m/s)			
Enero	8,73	11,37	11,76	12,09
Febrero	5,87	7,64	7,90	8,12
Marzo	9,37	12,19	12,61	12,96
Abril	8,37	10,89	11,26	11,58
Mayo	9,07	11,80	12,20	12,55
Junio	6,17	8,03	8,30	8,53
Julio	12,77	16,62	17,18	17,67
Agosto	11,07	14,41	14,90	15,32
Septiembre	9,53	12,41	12,83	13,19
Octubre	6,17	8,03	8,30	8,53
Noviembre	8,00	10,41	10,77	11,07
Diciembre	6,27	8,16	8,44	8,67
Valores medios	8,45	11,00	11,37	11,69

▪ Dirección predominante del viento

Para determinar la dirección predominante del viento se han usado los datos proporcionados por Puertos del Estado para cada punto SIMAR de los estudiados anteriormente. En la Figura 3.11 se recogen las rosas de viento para cada punto SIMAR, en donde se puede observar como la dirección del viento se presenta mayoritariamente en torno a los 30º (posición denominada NNE en las rosas), considerando que el norte (N) se define con 0º y el este (E) con 90º. Con estos resultados, se puede concluir que el punto de emplazamiento del aerogenerador se verá principalmente sometidos a rachas de viento con aproximadamente 30º en dirección noreste.



Figura 3.11: Rosas de viento para cada punto SIMAR estudiado (adaptado de [23])

■ Densidad del aire

La densidad del aire se estima a partir de los datos de constantes físicas proporcionadas en el Apéndice F de la DNV-RP-C205 [44]. En este caso, considerando una temperatura del aire de 25ºC se tiene que la densidad del aire es 1,184 kg/m³.

3.1.4.2. Oleaje

Las condiciones de oleaje en el emplazamiento escogido son otras de las características a estudiar, puesto que es la segunda causa principal de solicitudes en la estructura, después del viento. Para determinar estas características se seguirá una metodología similar a la empleada para el viento, en donde se recopilarán los datos de los respectivos puntos SIMAR de referencia, para luego interpolar los datos a la ubicación escogida.

■ Altura significativa de la ola

La altura significativa de la ola (H_s) se define según la DNVGL-ST-0437 [52] como la altura promedio que alcanzan un tercio de las olas más altas comprendidas en un periodo de tiempo determinado; considerando a su vez que la altura de ola es la diferencia existente entre la cresta y valle de la misma.

De acuerdo a la norma, la probabilidad de que se produzca una altura significativa de la ola puede calcularse mediante la distribución de Weibull de la ecuación 3.4.

$$F_{Hs}(H_s) = 1 - e^{-(\frac{H_s - \gamma}{\alpha})^\beta} \quad (3.4)$$

En donde:

- H : sigue siendo la altura significativa de ola (general) y H_s el valor límite considerado de la misma.
- α : representa el parámetro de escala de la distribución de Weibull
- β : representa el parámetro de forma de la distribución de Weibull
- γ : representa el parámetro de centrado de la distribución de Weibull

Con estos datos, se calculan la altura significativa de la ola con periodo de retorno de 1 año y de 50 años partir de la ecuación 3.5 de la norma DNVGL-ST-0437 [52].

$$H_{S,max} = \gamma + \alpha \cdot \sqrt[2920]{-ln(1 - \sqrt[2920]{F_{Hs,max}})} \quad (3.5)$$

En donde el parámetro $F_{Hs,max}$ representa el cuantil más apropiado para determinar el periodo de retorno de la ola. En este caso, para el periodo de retorno de 1 año se estimará un cuantil del 80 % mientras que para el periodo de retorno de 50 años se estima un cuantil del 98 %.

■ Altura máxima de la ola

La media de las mayores alturas de las olas ($H_{Max,media}$) de la ecuación 3.6 permite evaluar la altura máxima de la ola, la cual se obtiene a partir de los valores de altura significativa

de que se dispone.

$$H_{Max,media} = \left(\sqrt{\frac{1}{2} \cdot \left(\frac{3 \cdot 3600}{T_s} \right)} + \frac{0,2886}{\sqrt{2 \cdot \ln\left(\frac{3 \cdot 3600}{T_s}\right)}} \right) \cdot H_{s,max} \quad (3.6)$$

En donde T_s representa el periodo de la ola significativa.

▪ Periodo de ola significativo

El periodo de ola significativo se establece en la norma DNVGL-ST-0437 [52] como el rango en que suele hallarse el periodo de una ola en función a su altura (ecuación 3.7); en donde el caso más desfavorable se evalúa para el extremo inferior de dicho rango (ecuación 3.8).

$$11,1 \cdot \sqrt{\frac{H_w}{g}} \leq T_w \leq 14,3 \cdot \sqrt{\frac{H_w}{g}} \quad (3.7)$$

$$T_w = 11,1 \cdot \sqrt{\frac{H_w}{g}} \quad (3.8)$$

En donde:

- H_w : representa la altura de ola considerada.
- g: representa la aceleración de la gravedad.

Por tanto, aplicando la misma metodología que para determinar las condiciones de viento, se tienen en la Tabla 3.6 los parámetros asociados a la distribución de Weibull para cada punto SIMAR de los seleccionados. A partir de ellos, se puede determinar para cada uno de los puntos SIMAR de estudio los valores de alturas y períodos significativos y máximos para períodos de retorno de 1 y 50 años, obteniendo como resultados los presentados en la Tabla 3.7. Finalmente, mediante la interpolación de los datos anteriores se pueden calcular los parámetros más importantes del oleaje presente en la ubicación escogida. Los resultados obtenidos se recogen en la Tabla 3.8.

Tabla 3.6: Parámetros de la distribución de Weibull (Fuente: [23])

Parámetro	SIMAR(4036006)	SIMAR(4037007)	SIMAR(4038006)
α	0,47	1,22	0,58
β	1,33	1,8	1,56
γ	0,09	0,15	0,08

Tabla 3.7: Alturas y periodos del oleaje en cada punto SIMAR

Período de retorno	Parámetro	SIMAR(4036006)	SIMAR(4037007)	SIMAR(4038006)
1 año	$H_{s,1}(m)$	2,640	4,406	2,532
	$T_{s,1}(s)$	5,758	7,439	5,640
	$H_{máx,1}(m)$	5,321	8,740	5,110
	$T_{máx,1}(s)$	8,175	10,477	8,012
50 años	$H_{s,50}(m)$	3,112	4,975	2,914
	$T_{s,50}(s)$	6,252	7,905	6,050
	$H_{máx,50}(m)$	6,240	9,830	5,856
	$T_{máx,50}(s)$	8,853	11,112	8,576

Tabla 3.8: Alturas y periodos del oleaje en la ubicación escogida

Período de retorno	Parámetro	Ubicación escogida
1 año	$H_{s,1}(m)$	3,193
	$T_{s,1}(s)$	6,279
	$H_{máx,1}(m)$	6,390
	$T_{máx,1}(s)$	8,888
50 años	$H_{s,50}(m)$	3,667
	$T_{s,50}(s)$	6,735
	$H_{máx,50}(m)$	7,309
	$T_{máx,50}(s)$	9,514

- **Densidad del agua** De la misma forma que se procedió con la densidad del aire, para la densidad del agua se hace uso del Apéndice F de la norma DNV-RP-C205 [44]. Considerando una temperatura del agua de 20 °C, se estima una densidad de aproximadamente 1.024,7 kg/m³.

- **Nivel del mar** Para determinar el nivel del mar se hace uso del nivel máximo del mar que se obtiene de la web de Puertos del Estado, el cual hay que añadírselo a la batimetría del lugar para obtener la máxima profundidad de la lámina de agua.

Para la ubicación escogida el máximo nivel del mar registrado es de 3,12 m; por lo que la máxima profundidad de la lámina de agua del lugar es 44,12 m.

Los datos de los que se ha obtenido este valor se han extraído de la web de Puertos del Estado [23] y se corresponden con los registrados en el mareógrafo de Arinaga para el año 2011, puesto que es el último año del que se disponen datos registrados.

Tabla 3.9: Nivel del mar mensual del año 2011

Meses	Nivel del mar (m)
Enero	3,12
Febrero	3,06
Marzo	3,11
Abril	3,06
Mayo	2,86
Junio	2,88
Julio	2,9
Agosto	3,08
Septiembre	3,11
Octubre	2,97
Noviembre	2,87
Diciembre	2,82

3.1.4.3. Corrientes marinas

El último aspecto de interés por definir son las corrientes marinas que se producen en la ubicación escogida. Para ello, se vuelven a emplear los datos extraídos de la web de Puerto del Estado [23] relativos a las velocidades máximas que adquiere la corriente marina, de donde se extrae que la máxima velocidad que se alcanza es 1,425 m/s.

Los datos presentados en la Tabla 3.10 recogen las velocidades máximas mensuales durante el año 2023 y pertenecen al punto SIMAR 4037007, puesto que era el único punto SIMAR próximo a la ubicación escogida con datos de corrientes marinas.

Tabla 3.10: Velocidad de la corriente marina en 2023 (Fuente: [23])

Meses	Velocidad (m/s)	Dirección(º)
Enero	0,839	43
Febrero	0,714	1
Marzo	0,761	45
Abril	1,425	171
Mayo	0,91	2
Junio	0,394	343
Julio	0,546	4
Agosto	0,328	140
Septiembre	0,734	109
Octubre	0,496	182
Noviembre	0,984	236
Diciembre	1,05	282

3.2. Elección del aerogenerador

Una vez determinada la ubicación en la que emplazar el aerogenerador, se procede a seleccionar el más adecuado de acuerdo a criterios de producción de energía y económicos.

3.2.1. Aerogeneradores de referencia

Los aerogeneradores tomados de referencia para este trabajo alcanzan potencias nominales de 5, 10 y 15 MW. Concretamente, el modelo que desarrolla 5 MW de potencia nominal es el denominado NREL-5MW, definido en [53]; mientras que el que genera 10MW de potencia nominal es el IEA-10.0-198-RWT, definido en [54] y el de 15MW es el IEA-15-240-RWT, definido en [55]. En la Figura 3.12 se muestra aproximadamente una representación a escala de cada uno de los aerogeneradores de referencia; mientras que en la Tabla 3.11 se recogen algunos de los datos más relevantes para su posterior estudio.

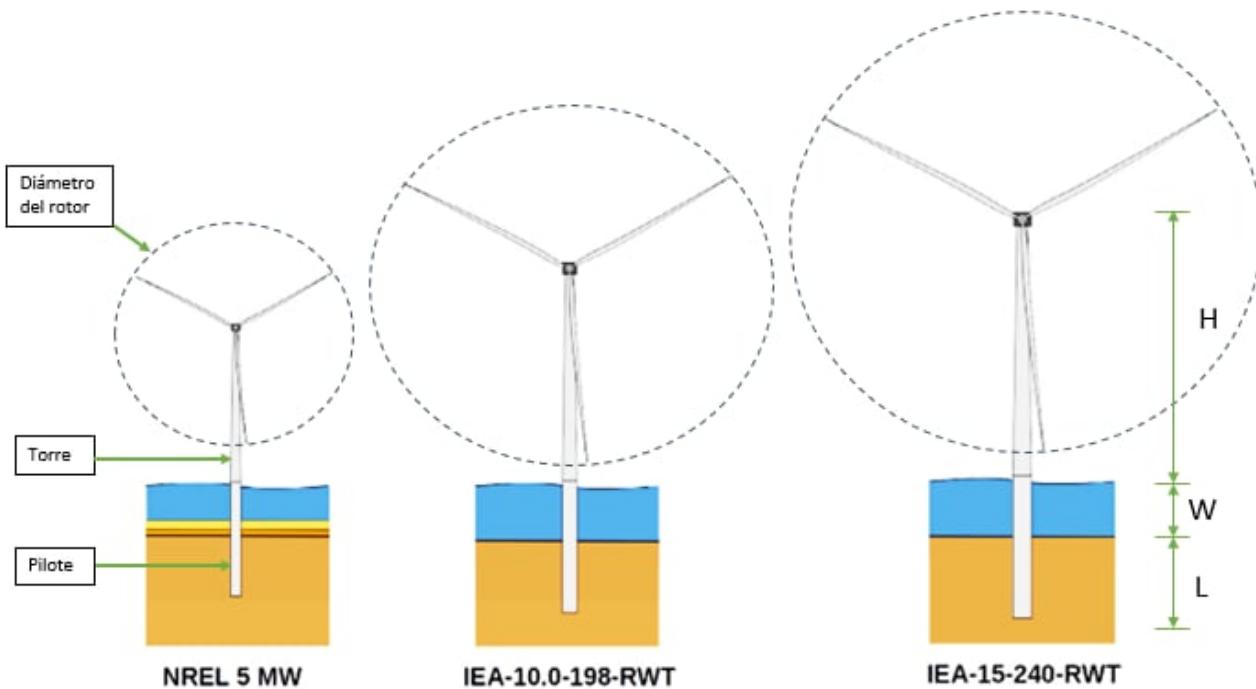


Figura 3.12: Aerogeneradores de referencia (adaptado de [24])

Tabla 3.11: Datos de los aerogeneradores de referencia (Fuente: [24])

Datos		NREL 5MW	IEA-10.0-198-RWT	IEA-15-240-RWT
Potencia (MW)		5	10	15
Diámetro del rotor (m)		126	198	240
Altura del buje [H] (m)		90	119	150
Masa del conjunto rotor-góndola (t)		350	686	1017
Torre	Masa (t)	348	628	860
	Diámetro de la parte superior (m)	3,87	5.5	6.5
	Diámetro de la base (m)	6	8.3	10
	Espesor en la parte superior (mm)	19	31.6	24
	Espesor en la base (mm)	27	71.1	36.5
Profundidad de la lámina de agua [W](m)		20	30	30
Pilote	Diámetro [d](m)	6	9	10
	Espesor [t](mm)	60	101.5	55.3
	Profundidad [L](m)	36	42.6	45

Las propiedades del acero empleado en cada aerogenerador se muestran en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12: Propiedades del acero de cada aerogenerador.(Fuente: [24])

Datos	NREL 5MW	IEA-10.0-198-RWT	IEA-15-240-RWT
Módulo de Young [E] (GPa)	210	210	200
Módulo de cizalladura [G] (GPa)	80,8	80,8	79,3
Densidad [ρ] ($\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$)	8500	8500	7850
Amortiguamiento [χ] (-)	0,02	0,02	0,02

En la Figura 3.13 se recogen las curvas de potencia de cada uno de los aerogeneradores de referencia. Los valores numéricos de potencia en cada instante de tiempo se recogen en el apartado II.1 del Anexo I.

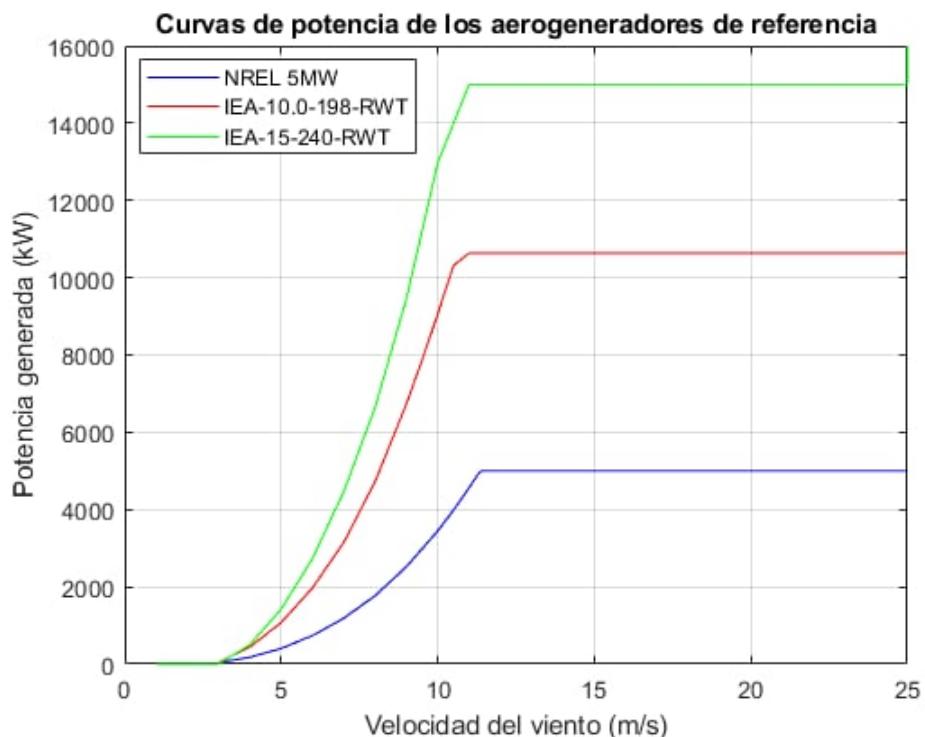


Figura 3.13: Curvas de potencia (Fuente: datos extraídos de [25])

3.2.2. Criterio de producción energética

Para determinar qué aerogenerador es el más eficiente desde el punto de vista energético para la ubicación escogida se hará uso de la metodología de cálculo descrita en [56]; con la que se podrá determinar qué energía produce cada aerogenerador de referencia anualmente.

La estimación de la energía que genera anualmente cada aerogenerador se realiza mediante un análisis estadístico a partir de los datos de viento recopilados en la ubicación que se vaya emplazar. Los métodos estadísticos más comúnmente usados son la distribución de Rayleigh y la de Weibull; que se diferencian principalmente en que la primera solo depende de un parámetro, la velocidad media del viento; mientras que la segunda hace uso de dos parámetros, la velocidad media del viento y el factor de forma k . Por tanto, el método empleado en este trabajo es la distribución de Weibull, ya que permite representar mejor la variación de los perfiles de viento.

Los principales parámetros de estudio serán la energía producida, el factor de capacidad y las horas equivalentes de cada aerogenerador, a partir de los cuales se escogerá el aerogenerador más adecuado para este proyecto.

3.2.2.1. Producción de energía anual

La energía producida por un aerogenerador para un intervalo de tiempo determinado se puede definir mediante la expresión 3.9 obtenida de [56].

$$E = T \cdot \sum_{v_E}^{v_A} P(u_i) \cdot p(U) \quad (3.9)$$

En donde:

- T representa el periodo de tiempo analizado.
- v_A representa la velocidad de corte del aerogenerador.
- v_E representa la velocidad mínima de producción del aerogenerador.
- $P(u_i)$ representa la potencia generada para el intervalo i de valor de velocidad de viento.
- $p(U_i)$ representa la función de distribución de Weibull para el intervalo i de valor de velocidad de viento.

La función de distribución de Weibull en cada instante i de velocidad de viento se define en la ecuación 3.10 y describe la frecuencia con la que se presentan los distintos valores de velocidad de viento.

$$p(U_i) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{U_i}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{U_i}{c}\right)^k} \quad (3.10)$$

En donde:

- U representa la velocidad del viento en cada instante i .
- k representa el factor de forma de la distribución de Weibull.
- c representa el factor de escala de la distribución de Weibull.

Los factores representativos de la distribución de Weibull son el ya mencionado factor de forma, y el factor de escala. A continuación, se mostrará el procedimiento de cálculo de cada uno de ellos.

- Factor de forma k

El factor de forma para la ubicación seleccionada se obtiene a partir de la ecuación 3.11.

$$k = \frac{k_{80} - 1,98}{-370} \cdot (h_{aero} - 80) + k_{80} \quad (3.11)$$

En donde:

- k_{80} es el factor de forma a una cota de 80 m.
- h_{aero} es la altura del buje del aerogenerador a estudiar.

Los resultados que se obtienen se representan en la Tabla 3.13; en donde para simplificar los cálculos, se ha decidido trabajar con un único factor de forma para cada aerogenerador, que sea la media aritmética de los valores obtenidos para cada uno de ellos.

Tabla 3.13: Valores del factor de forma

	Referencia	5MW	10MW	15MW
Cota (m)	80	90	119	150
k	1,856	1,859	1,872	1,892
Factor de forma medio	1,875			

- Factor de escala c

El factor de escala es un dato que puede obtenerse en base de datos o calcularse a partir de los datos de viento y el factor de forma para el emplazamiento escogido. Para este trabajo, se ha optado por esta última opción; en donde se ha aplicado la ecuación 3.12.

De manera similar al cálculo del factor de forma, para determinar el factor de escala se han empleado valores de velocidad de viento mensuales que son media aritmética de las velocidades medias que se obtienen para cada una de las alturas de los aerogeneradores.

Los resultados obtenidos se recogen en la Tabla 3.14.

$$c = \bar{U} \cdot \left(0,568 + \frac{0,433}{k} \right)^{-\frac{1}{k}} \quad (3.12)$$

Tabla 3.14: Valores del factor de escala

Meses	Velocidad media (m/s)	Factor de escala
Enero	11,74	13,23
Febrero	7,88	8,89
Marzo	12,59	14,19
Abril	11,24	12,67
Mayo	12,18	13,73
Junio	8,29	9,34
Julio	17,16	19,34
Agosto	14,87	16,76
Septiembre	12,81	14,44
Octubre	8,29	9,34
Noviembre	10,75	12,12
Diciembre	8,42	9,49

Una vez determinada la función de distribución de Weibull, se puede establecer la función de distribución acumulada de Weibull de la ecuación 3.13; en donde se representan la

probabilidad de que la velocidad del viento adquiera valores iguales o menores a una velocidad dada U_i .

$$F_{(U \leq U_i)} = 1 - e^{-\left(\frac{U_i}{c}\right)^k} \quad (3.13)$$

Con el procedimiento descrito se obtiene la energía producida para cada mes del año 2023, así como la media mensual y la energía anual, recogidos en la Tabla 3.15. El estudio de cada intervalo de tiempo se ha realizado con un paso de $1 \frac{\text{m}}{\text{s}}$, tal y como se describe en [56].

Los cálculos pormenorizados para hallar la energía producida en cada mes, así como las gráficas de la variación de los valores de la distribución de Weibull se detallan en el Anexo I.

Tabla 3.15: Energía producida en el año 2023

Meses	Energía (GW·h)		
	5MW	10MW	15MW
Enero	2,26	5,09	7,14
Febrero	1,38	3,26	4,57
Marzo	2,26	5,09	7,14
Abril	2,14	4,83	6,78
Mayo	2,29	5,15	7,23
Junio	1,59	3,73	5,22
Julio	2,25	4,96	6,97
Agosto	2,34	5,20	7,31
Septiembre	2,25	5,21	7,32
Octubre	1,64	3,85	5,39
Noviembre	2,15	4,87	6,84
Diciembre	1,68	3,92	5,50
Energía anual (GW·h)	24,24	55,16	77,42
Media mensual (GW·h)	2,02	4,60	6,45

3.2.2.2. Horas equivalentes y factor de capacidad

Los parámetros más representativos de la productividad energética de un aerogenerador son las horas equivalentes y el factor de capacidad.

Las horas equivalentes se obtienen como el cociente entre la energía que se obtiene realmente del aerogenerador y la potencia eólica instalada (ecuación 3.14). De manera general, representa el número de horas que el aerogenerador debe estar en funcionamiento a potencia nominal para producir la misma energía que la obtenida realmente.

$$HE = \frac{E}{P_{aero}} \quad (3.14)$$

En donde:

- E representa la energía producida durante un período determinado de tiempo.
- P_{aero} representa la potencia nominal del aerogenerador.

Por su parte, el factor de capacidad representa el porcentaje de energía producida en un período de tiempo determinado, frente a la energía que teóricamente puede generarse en ese período de tiempo. La expresión matemática que lo define es la de la ecuación 3.15.

$$FC = \frac{E}{T \cdot P_{aero}} \cdot 100 \quad (3.15)$$

En donde T representa el período de tiempo analizado.

Los resultados que se obtienen para los aerogeneradores de referencia estudiados se recogen en la Tabla 3.16; en donde se puede apreciar el factor de capacidad y las horas equivalentes para cada mes, así como el valor anual y la media mensual de ambos parámetros. Además, junto a cada mes se especifica el número de horas de cada uno de ellos, que representa el período de tiempo analizado en cada mes.

Para determinar las horas equivalentes y el factor de capacidad se han empleado los datos de producción de energía durante el año 2023 que se explicaron en el anterior epígrafe.

Tabla 3.16: Horas equivalente y factor de capacidad de los aerogeneradores de referencia

Meses	t(h)	5MW		10MW		15MW	
		HE (h)	FC (%)	HE (h)	FC (%)	HE (h)	FC (%)
Enero	744	451,58	60,70	508,63	68,36	476,13	64,00
Febrero	672	276,81	41,19	326,43	48,58	304,58	45,32
Marzo	744	451,58	60,70	508,63	68,36	476,13	64,00
Abril	720	427,40	59,36	483,12	67,10	452,14	62,80
Mayo	744	458,63	61,64	515,09	69,23	482,28	64,82
Junio	720	318,25	44,20	372,56	51,74	347,80	48,31
Julio	744	449,24	60,38	495,66	66,62	464,67	62,46
Agosto	744	468,91	63,03	520,39	69,94	487,65	65,54
Septiembre	720	450,57	62,58	521,08	72,37	488,00	67,78
Octubre	744	328,86	44,20	384,98	51,74	359,40	48,31
Noviembre	720	429,30	59,63	487,25	67,67	455,87	63,32
Diciembre	744	335,98	45,16	392,42	52,74	366,40	49,25
Valor anual (kW·h)	8760	4847,09	55,33	5516,23	62,97	5161,06	58,92
Valor medio mensual (kW·h)	730	403,92	55,33	459,69	62,97	430,09	58,92

3.2.2.3. Conclusiones

En la Figura 3.14 se representan los resultados obtenidos del cálculo enérgético de los aerogeneradores de referencia, de los que se pueden hacer dos lecturas. Por un lado, a partir de los datos de producción de energía calculados se tiene que el aerogenerador de 15 MW de potencia nominal es el que es capaz de producir la mayor cantidad energía, aspecto que por otra parte era de esperar atendiendo a las curvas de potencia anteriormente mostradas. No obstante, por otro lado, se tiene que los de 10 y 15 MW de potencia nominal son los que mejor rendimiento presentan atendiendo a los resultados de horas equivalentes y factor de capacidad; en donde el de 10 MW alcanza unos valores ligeramente superiores al de 15 MW, con una diferencia porcentual inferior al 5%.

Es de especial mención, que el aerogenerador de 5 MW de potencia nominal es el que menos se adecúa para el emplazamiento seleccionado; ya que es el que menos energía produce y, el que presenta peores valores de horas equivalentes y factor de capacidad.

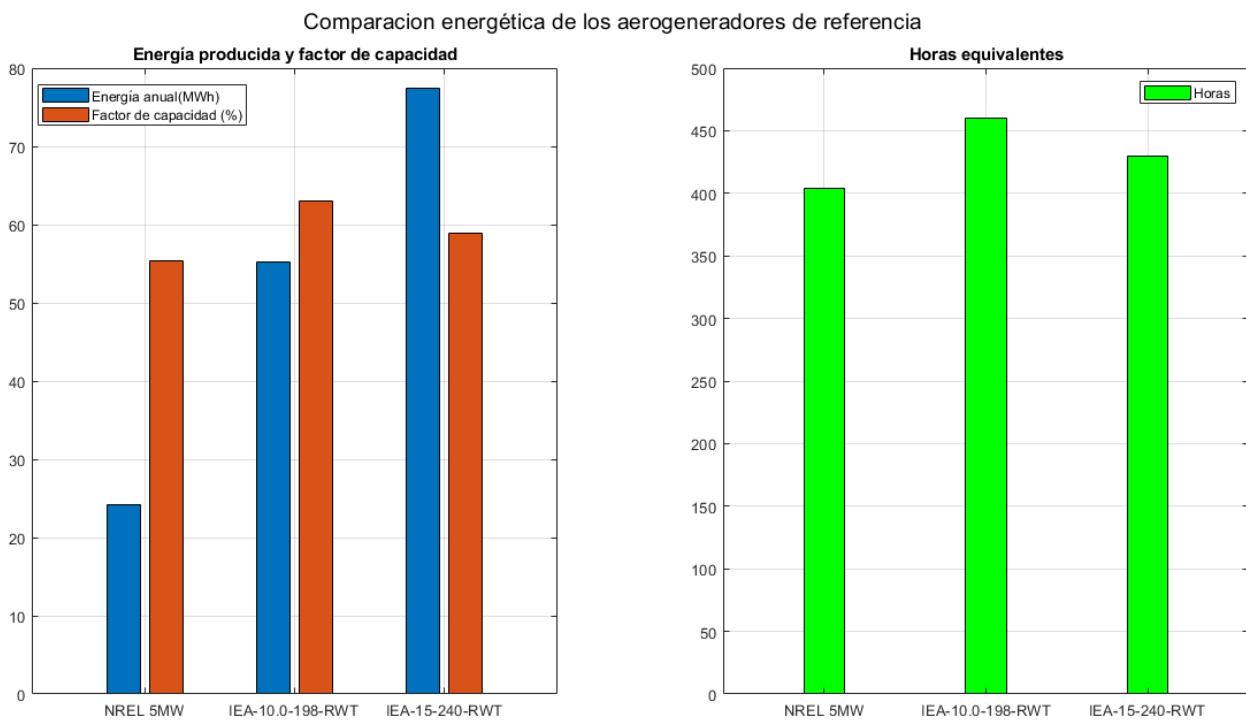


Figura 3.14: Gráfico comparativo de los aerogeneradores de referencia

3.2.3. Criterio económico

Para la evaluación de qué aerogenerador de referencia es el más provechoso económicamente, se analizará la rentabilidad de la inversión para un período de tiempo de 20 años.

Las principales consideraciones realizadas para poder llevar a cabo la comparación económica son:

- Para determinar el coste de cada aerogenerador de acuerdo a la potencia nominal instalada se hará una aproximación de que cada MW instalado cuesta aproximadamente 4.000.000 €, tal y como se hace en otros trabajos de similares características [17]. Esta suposición radica en la imposibilidad de obtener precios reales para cada uno de los aerogeneradores de referencia estudiados.
- El cálculo de los ingresos económicos derivados de la generación de energía se realizan a partir de los datos mensuales del precio en el mercado que adquiere dicha generación de energía, y que se recogen el Tabla 3.17.

Tabla 3.17: Precio de generación de energía mensual del año 2023. (Fuente: [26])

Meses	Precio generación mensual (€/kWh)
Enero	0,136521
Febrero	0,206025
Marzo	0,158719
Abril	0,133112
Mayo	0,133136
Junio	0,15212
Julio	0,14869
Agosto	0,15413
Septiembre	0,162955
Octubre	0,15509
Noviembre	0,115748
Diciembre	0,133292

- Para el cálculo del coste de la cimentación se emplea el precio unitario del acero S335 JR, que adquiere un valor de 2,14 € para la fecha en que se consultó en el *Generador de precios de CYPE* [57]. Además, el coste de transportes y colocación se estima en un 25 % del coste total del acero del monopilote; mientras que los coste asociados a procesos de manufactura del mismo se estima en un 8 % del coste total del acero [17].
- El coste asociado al mantenimiento de cada aerogenerador se estima del 1 % del coste total de cada uno; es decir, el coste del conjunto aerogenerador y cimentación. Además los costes fijos asociados a los costes de obra civil e instalación eléctrica no se tendrán en cuenta para el desarrollo de este trabajo.

En la Tabla 3.18 se recogen los costos debidos a la potencia nominal de cada aerogenerador; así como el coste de los kilos de acero empleado en la cimentación, para lo cual se determinó primero la masa del monopilote mediante la densidad y el volumen de la sección tubular de cada una. La columna *Otros* hace referencia al 33 % total de sobrecoste de la cimentación debido al transporte y manufactura de la misma.

Tabla 3.18: Costes de la potencia nominal, y el acero, transporte y manufactura de la cimentación

Aerogenerador		Costes		
Pot.Nominal	Masa monopilote (t)	Por potencia	Acero Cimentación	Otros
5MW	628,1312918	20.000.000,00 €	1.344.200,96 €	443.586,32 €
10MW	1751,008548	40.000.000,00 €	3.747.158,29 €	1.236.562,24 €
15MW	1017,179527	60.000.000,00 €	2.176.764,19 €	718.332,18 €

De los costes debido a la potencia nominal y los debidos a la cimentación, se puede calcular el coste total asociado a cada aerogenerador de referencia, tal y como se recoge en la Tabla 3.19.

Tabla 3.19: Costes totales de la cimentación y del conjunto aerogenerador-cimentación

Turbina	Coste total cim	Coste total conjunto aerogenerador-cimentación
5MW	1.787.787,28 €	21.787.787,28 €
10MW	4.983.720,53 €	44.983.720,53 €
15MW	2.895.096,37 €	62.895.096,37 €

En la Tabla 3.20, se recogen los ingresos mensuales y anuales debidas a la generación de energía de cada aerogenerador. Para ello, se hizo uso de la energía producida por cada aerogenerador; así como de los precios de generación de energía mensuales descritos anteriormente.

Tabla 3.20: Ingresos obtenidos con la generación de energía eléctrica

Meses	Ingresos (€)		
	5MW	10MW	15MW
Enero	308.248,83 €	694.388,26 €	975.035,05 €
Febrero	285.149,30 €	672.536,62 €	941.258,78 €
Marzo	358.369,38 €	807.294,19 €	1.133.573,50 €
Abril	284.461,36 €	643.093,04 €	902.783,34 €
Mayo	305.299,75 €	685.773,53 €	963.131,60 €
Junio	242.059,34 €	566.733,83 €	793.615,42 €
Julio	333.987,61 €	737.003,27 €	1.036.375,53 €
Agosto	361.363,89 €	802.073,15 €	1.127.411,93 €
Septiembre	367.111,29 €	849.118,80 €	1.192.833,82 €
Octubre	255.011,50 €	597.058,73 €	836.080,35 €
Noviembre	248.454,22 €	563.978,35 €	791.496,45 €
Diciembre	223.915,13 €	523.060,73 €	732.580,84 €
Ingreso anual (€)	3.573.431,60 €	8.142.112,51 €	11.426.176,62 €

Otro aspecto importante a determinar es el flujo de caja anual, el cual es la diferencia entre los ingresos anuales obtenidos y el coste anual del mantenimiento a realizar. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 3.21.

Tabla 3.21: Flujo de caja obtenido

Turbina	Coste total inversión	Ingreso anual	Coste anual mantenimiento	Flujo de caja anual
5MW	21.787.787,28 €	3.573.431,60 €	217.877,87 €	3.355.553,72 €
10MW	44.983.720,53 €	8.142.112,51 €	449.837,21 €	7.692.275,31 €
15MW	62.895.096,37 €	11.426.176,62 €	628.950,96 €	10.797.225,65 €

Finalmente, para obtener la rentabilidad de la inversión se halla la Tasa interna de retorno (TIR) el cual indica en porcentaje la viabilidad de la inversión, en donde a mayor TIR, mayor rentabilidad de la inversión. Por su parte, el período de retorno indica la cantidad de tiempo en la que se recuperará la inversión realizada; por tanto, a menor valor, mayor rentabilidad del proyecto.

Los resultados obtenidos se recogen en la Tabla 3.22:

Tabla 3.22: Rentabilidad de la inversión

Turbina	TIR (% , 20 años)	Período de retorno (años)
5MW	14,35	6,49
10MW	16,26	5,85
15MW	16,33	5,83

3.2.3.1. Conclusiones

Comparando los resultados de TIR y periodo de retorno entre los aerogeneradores de 10 MW y de 15 MW, se obtiene que la rentabilidad económica del proyecto del de 15 MW es levemente superior; aunque de una forma insignificante puesto que se trata de una diferencia de décimas y los datos se han realizado basándose en estimaciones sencillas de costes e ingresos previstos en lugar de realizar un estudio pormenorizado.

3.2.4. Aerogenerador seleccionado

Tras realizar el análisis energético y económico de cada uno de los aerogeneradores, se obtiene que los de 10 MW y de 15 MW de potencia instalada presentan características similares en ambos análisis. No obstante, el de 15 MW es capaz de generar una mayor cantidad de energía anual, y por tanto, será el aerogenerador que se escoja para este proyecto.

CAPÍTULO 4

Criterios de diseño

El diseño de la cimentación de un aerogenerador debe ser capaz de satisfacer los Estados Límites (EL) anteriormente descritos. Para ello, dicho diseño puede realizarse en las dos siguientes etapas.

4.1. Predimensionado de la estructura de soporte

La etapa de predimensionado consiste en una proceso de diseño iterativo para la determinación de las medidas iniciales que poseerá el monopilote; en donde la geometría de dicho monopilote quedará totalmente definida por el diámetro que posea (D_p); el espesor de las paredes de la sección tubular (t_p) y la longitud enterrada del pilote (L_p), puesto que serán los parámetros más influyentes tal y como se demuestra en estudios previos [11]. En ellos, se observa como estos parámetros influyen directamente sobre la rigidez a flexión del monopilote, las frecuencias naturales del sistema y el desplazamiento y la rotación de la cabeza del monopilote. No obstante, para completar la etapa de predimensionado también es necesario estimar el resto de parámetros que definen a una estructura monopilotada; tales como la altura del monopilote sobre la línea de barro o el diámetro de la subestructura.

A continuación, se describe el proceso de cálculo de cada uno de estos parámetros siguiendo la metodología expuesta en [11].

4.1.1. Diámetro del monopilote

El parámetro que se define como principal e independiente para el diseño es el diámetro del monopilote, puesto que el resto de parámetros dependerán de él.

El principal factor a tener en cuenta para la determinación del diámetro del monopilote es la carga máxima de viento a la que pueda estar sometida. Por tanto, el diámetro mínimo con el que se comienza el diseño iterativo es aquel con el cual el monopilote no plastifica, tal y como se expresa en la ecuación 4.1.

$$\sigma_m = \frac{M_{wind,EOG}}{I_p} \cdot \frac{D_p}{2} < \frac{f_{yk}}{\gamma_M} \quad (4.1)$$

En donde:

- σ_m representa la tensión máxima de la sección del monopilote.
- I_p representa el momento de inercia del monopilote.
- D_p representa el diámetro de la sección del monopilote.
- f_{yk} representa el límite elástico del material del monopilote.
- γ_M representa el factor de seguridad considerado (en este caso de valor 1,1).
- $M_{wind,EOG}$ representa el momento de viento máximo que actúa sobre la estructura.

Reescribiendo la ecuación con los parámetros geométricos por definir en un miembro, queda que:

$$\frac{D_p}{I_p} < \frac{2 \cdot f_{yk}}{\gamma_M \cdot M_{wind,EOG}} \quad (4.2)$$

En donde el momento de inercia de área de la sección del monopilote se puede expresar como función del diámetro del mismo (ecuación 4.3) obtenida de la norma API-2A-WSD.

$$I_p = \frac{1}{8} \cdot (D_p - t_p)^3 \cdot t_p \cdot \pi \approx \frac{1}{8} \cdot \left(D_p - 6,35 - \frac{D_p}{100} \right)^3 \cdot \left(6,35 + \frac{D_p}{100} \right) \cdot \pi \quad (4.3)$$

- I_p representa el momento de inercia de área de la sección del monopilote.
- t_p representa el espesor de la sección tubular del monopilote.

El valor del diámetro se obtiene tanteando valores del mismo hasta que se satisfaga la ecuación 4.1.

4.1.2. Espesor del monopilote

El espesor del monopilote se halla con la ecuación 4.4 obtenida de la norma API-2A-WSD.

$$t_p \geq 6,35 + \frac{D_p}{100} \quad (4.4)$$

En donde:

- t_p representa el espesor de la pared del monopilote en milímetros.
- D_p representa el diámetro del monopilote en milímetros.

Esta expresión del espesor define una relación mínima entre el diámetro del monopilote y el propio espesor, con el objetivo de evitar que se produzca el fallo del elemento durante el proceso de hincado.

4.1.3. Longitud enterrada del pilote

La longitud enterrada del monopilote se establece para garantizar que se alcanza la longitud activa del mismo, es decir, aquella longitud a partir de la cual la rigidez transversal de la cimentación permanece constante.

Las expresiones más comúnmente empleadas para monopilotes cimentados en suelos arenosos y arcillosos, con un módulo de reacción de la subrasante del suelo que aumenta con la profundidad son las ecuaciones 4.5 y 4.6.

- Pilotes esbeltos:

$$L_p > 4 \cdot \left(\frac{E_p \cdot I_p}{n_h} \right)^{\frac{1}{5}} \quad (4.5)$$

- Pilotes rígidos:

$$L_p > 2 \cdot \left(\frac{E_p \cdot I_p}{n_h} \right)^{\frac{1}{5}} \quad (4.6)$$

En donde:

- E_p representa el módulo de Young del material del monopilote expresado en $\frac{N}{m^2}$.

- I_p representa el momento de inercia de área de la sección del monopilote.
- n_h representa el coeficiente horizontal de la subrasante del terreno en $\frac{N}{m^3}$. Se calcula con la ecuación de Terzaghi:

$$n_h = \frac{A \cdot \gamma'}{1,35} \quad (4.7)$$

Con:

- A como parámetro adimensional cuyo valor varía según el tipo de suelo. Los valores que puede adoptar son:

$$A = \begin{cases} 100 - 300 & \text{para arena suelta} \\ 300 - 1000 & \text{para arena medianamente densa} \\ 1000 - 3000 & \text{para arena densa} \end{cases} \quad (4.8)$$

- γ' representa el peso específico unitario sumergido del suelo.

4.1.4. Altura del monopilote sobre la línea de barro

La altura del monopilote sobre la línea de barro es equivalente a la altura de la subestructura, que se define como la distancia existente entre la línea de barro y la cota superior de la pieza de transición del aerogenerador. Este parámetro determina en gran parte la flexibilidad de la subestructura, afectando por tanto a la frecuencia natural del sistema. Además, sus dimensiones influirán en el peso total de la estructura. La norma DNV-OS-J101 [19] define esta altura mediante la ecuación 4.9, la cual busca garantizar que la parte superior de la superestructura nunca quede sumergida.

$$L_s = HWL + \eta_{50} + g_A = S + H_{máx,50} + 0,2 \cdot H_{S,50} \quad (4.9)$$

En donde:

- HWL representa el nivel de agua más elevado considerando un periodo de retorno de 50 años (valor coincidente con S).
- η_{50} representa la mayor altura de la cresta de la ola, considerando nuevamente un periodo de retorno de 50 años (valor coincidente con $H_{máx,50}$).

- g_A representa el espacio de aire que se forma entre el nivel más elevado que se estima para la cresta de ola y la plataforma. Se aproxima como un 20 % de la altura significativa de ola considerando un periodo de retorno de 50 años ($H_{S,50}$).

4.1.5. Diámetro de la subestructura

El diámetro de la subestructura al igual que ocurría con la altura de la subestructura, será un parámetro influyente en la rigidez de la misma, y por tanto afecta a las frecuencias naturales; así como también será determinante para el peso del conjunto.

En la ecuación 4.10 se muestra su cálculo.

$$D_s = D_{TP} = D_p + 2 \cdot t_G + 2 \cdot t_{TP} \quad (4.10)$$

En donde:

- D_s representa el diámetro de la subestructura en metros.
- D_{TP} representa el diámetro de la pieza de transición en metros.
- t_G representa el espacio existente entre el monopilote y la pieza de transición para la lechada. Tomando en cuenta las recomendaciones establecidas en la DNVGL-ST-0126 [42], se estimará este espesor en aproximadamente $\frac{D_p}{30}$.
- t_{TP} representa el espesor que posee la pared de la pieza de transición. Utilizando las recomendaciones establecidas en la DNVGL-ST-0126 [42] se aproximará a un valor de $\frac{(\frac{D_p}{2})}{40}$.

4.2. Comprobaciones

4.2.1. Estados Límites de Servicio (ELS)

4.2.1.1. Frecuencias naturales del sistema

Se ha de comprobar que el rango en que se encuentra la frecuencia natural del sistema sea el siguiente:

$$f_{1P,\max} \leq f_0 \leq f_{3P,\min} \quad (4.11)$$

En donde:

- $f_{1P,máx}$ representa la frecuencia correspondiente a la máxima velocidad de giro del rotor con una mayoración del 10 % en hercios.

Se establece este rango para garantizar que el sistema no sea excesivamente flexible (frecuencias inferiores a 1P) ni demasiado rígido (frecuencias superiores a 3P) y además no coincidan con las frecuencias de excitación del rotor.

4.2.1.2. Deformaciones

El estudio de las deformaciones para las comprobaciones del predimensionado del monopilote se llevará a cabo mediante el método directo de la rigidez. Para ello, se tiene en cuenta un sistema matricial (ecuación 4.12) considerando las fuerzas y momentos máximos de cálculo, así como las impedancias que representan la flexibilidad de la cimentación; para obtener la deflexión o desplazamiento ρ y la rotación θ en la línea de barro.

$$\begin{bmatrix} F_x \\ M_y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_L & K_{LR} \\ K_{LR} & K_R \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \rho \\ \theta \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

La resolución del sistema matricial anterior se puede expresar como:

$$\rho = \frac{K_R}{K_L \cdot K_R - K_{LR}^2} \cdot F_x - \frac{K_{LR}}{K_L \cdot K_R - K_{LR}^2} \cdot M_y \quad (4.13)$$

$$\theta = -\frac{K_{LR}}{K_L \cdot K_R - K_{LR}^2} \cdot F_x - \frac{K_L}{K_L \cdot K_R - K_{LR}^2} \cdot M_y \quad (4.14)$$

Donde los valores máximos que la deflexión y la rotación no deben exceder son los siguientes:

$$\rho < 0,2 \text{ m} \quad (4.15)$$

$$\theta < 0,25^\circ \quad (4.16)$$

4.2.2. Estados Límites Últimos (ELU)

4.2.2.1. Estimación de la capacidad última del terreno

La capacidad portante del terreno debe ser la suficiente para que no se produzca el fallo por ELU. Considerando suelos cuya resistencia aumenta con la profundidad, y suponiendo que en primer lugar se produce el fallo del suelo, se puede determinar la carga horizontal y el momento que resisten. Para ello:

$$F_R = \frac{0,5 \cdot \gamma \cdot D_p \cdot L_p^3 \cdot K_p}{e + L_p} \quad (4.17)$$

$$M_R = F_R \cdot \left(e + \frac{2}{3} \cdot 0,82 \cdot \sqrt{\frac{F_R}{D_p \cdot K_p \cdot \gamma}} \right) \quad (4.18)$$

En donde:

- F_R representa la capacidad de carga horizontal que posee la cimentación.
- M_R representa el momento resistente de la cimentación.
- γ representa el peso específico del terreno en $\frac{N}{m^3}$.
- D_p representa el diámetro del monopilote.
- L_p representa la longitud enterrada del monopilote
- K_p representa una relación del ángulo de fricción interna ϕ . El valor numérico del parámetro K_p se calcula mediante la ecuación 4.19

$$K_p = \frac{1 + \operatorname{sen}(\phi)}{1 - \operatorname{sen}(\phi)} \quad (4.19)$$

- e representa la excentricidad de la carga (en metros) y se establece como la relación entre el momento y la fuerza horizontal actuantes ($e = \frac{M}{F}$).

Por tanto, para garantizar que la capacidad portante del terreno es adecuada para resistir las solicitudes que se le transmiten, se deben cumplir las dos siguientes ecuaciones:

$$F_{Escenario} < F_R \quad (4.20)$$

$$M_{Escenario} < M_R \quad (4.21)$$

4.2.2.2. Plastificación

Un aspecto a comprobar es si se llega a producir la plastificación del material. Para ello, considerando que la estructura está compuesta de acero, que es un material dúctil, se hará uso de las tensiones equivalentes de Von Mises para el cálculo de la mayor solicitud de esfuerzos a la que está sometida cualquier sección transversal. Dichas tensiones equivalentes no deben superar el límite elástico del material, tal y como se muestra en la siguiente expresión:

$$\sigma_{V,M} < f_{yd} \rightarrow \sqrt{\sigma_n^2 + 3 \cdot \tau^2} < \frac{f_{yk}}{\gamma_{M0}} \quad (4.22)$$

En donde:

- $\sigma_{V,M}$ representa la tensión de Von Mises.
- f_{yd} representa el límite elástico del material (f_{yk}) disminuido por el coeficiente de seguridad del material (γ_{M0}).
- τ representa la tensión tangencial máxima del punto de la sección más solicitada. Su cálculo se realiza con la siguiente expresión:

$$\tau = -2 \cdot \frac{F_{máx,escenarios}}{A_p} \quad (4.23)$$

Siendo $F_{máx,escenarios}$ la máxima fuerza que se obtiene.

- σ_n representa la máxima tensión normal a la que está sometido el punto más solicitado de la sección. Dadas las características del problema de estudio, este punto de la sección estará sometida a una tensión de compresión, que se obtiene como la suma de la tensión de compresión debido a la carga vertical debido al peso propio de la estructura más la producida por el momento flector máximo que se obtiene de las distintas combinaciones de cargas en los distintos escenarios y se calcula con la ecuación:

$$\sigma_n = \frac{N}{A_p} + \frac{M_{máx,escenarios}}{W} \quad (4.24)$$

En donde:

- N representa la carga axial de compresión ocasionada por el peso propio de la estructura.
- A_p representa el área que posee la sección transversal del monopilote.
- $M_{máx,escenarios}$ representa el máximo momento flector obtenido de los escenarios de cargas.
- W representa el módulo resistente de la sección en m^3 . Para una sección tubular se calcula como:

$$W = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{(D^4 - d^4)}{D} \quad (4.25)$$

Siendo D el diámetro mayor y d el diámetro menor.

De las expresiones anteriores, se deduce que el criterio aplicado es conservador puesto que el cálculo se realiza con las máximas fuerzas y momento que tienen lugar, aunque se produzcan en diferentes combinaciones de carga.

4.2.2.3. Inestabilidad elástica

Para verificar la inestabilidad elástica de la estructura, o lo que es lo mismo, el pandeo que podría sufrir la misma debido a las cargas de compresión, se empleará el criterio de divisiones de secciones huecas circulares de estructuras metálicas establecido en el Eurocódigo 3 Parte 1-1 [27]. Los criterios que se emplean en esta norma se reflejan en la siguiente tabla:

Tabla 4.1: Clases de secciones definidas en el Eurocódigo 3 Parte 1-1. (Fuente: [27])

Clase	Comprobación
1	$d/t \leq 50 \cdot \epsilon^2$
2	$d/t \leq 70 \cdot \epsilon^2$
3	$d/t \leq 90 \cdot \epsilon^2$
4	$d/t > 50 \cdot \epsilon^2$

En donde:

- d es el diámetro externo de la sección en metros. En este caso, se corresponde con el diámetro de monopilote D_p .

- t representa el espesor de la sección de la subestructura en metros.
- ϵ es un parámetro dependiente del límite elástico del material (f_y) y se calcula como:

$$\epsilon = \sqrt{\frac{235}{f_y}} \quad (4.26)$$

En los siguientes epígrafes, se describirá la metodología de cálculo definida en el Eurocódigo 3 Parte 1-1 [27] para determinar la resistencia de las distintas clases de secciones a pandeo. Según este documento, se pueden distinguir entre cuatro clases diferentes:

4.2.2.3.1 Secciones de clase 1, 2 y 3

Las secciones de clase 1, 2 y 3 se diferencian entre sí en que las de clase 1 pueden desarrollar rótulas plásticas, con la capacidad de rotación requerida para un análisis global plástico, sin necesidad de reducción de la resistencia de la sección; mientras que las de clase 2 son aquellas que pueden desarrollar rótulas plásticas, con la capacidad de rotación requerida para un análisis global plástico y sin reducción de la resistencia de la sección y, las de clase 3 son aquellas para las que la tensión calculada en la fibra comprimida más solicitada del elemento, suponiendo una distribución elástica de tensiones, puede alcanzar el límite de elasticidad del acero, pero considerando que el desarrollo de fenómenos de inestabilidad local son susceptibles de influir en el momento resistente plástico de la sección [27].

Para las secciones de clase 1, 2 y 3, la comprobación de la resistencia a pandeo que presenta ante cargas de compresión la sección debe verificar la siguiente relación:

$$\frac{N_{Ed}}{N_{b,Rd}} \leq 1 \quad (4.27)$$

En donde:

- N_{Ed} representa el valor de cálculo del esfuerzo axial de compresión.
- $N_{b,Rd}$ representa la resistencia de cálculo a pandeo del elemento. Su valor se determina mediante la siguiente ecuación:

$$N_{b,Rd} = \frac{\chi \cdot A_p \cdot f_y}{\gamma_{M1}} \quad (4.28)$$

Con:

- γ_{M1} representa un coeficiente parcial de seguridad que como práctica habitual adquiere de valor 1,10.
- χ representa un coeficiente de reducción del modo de pandeo. Su valor depende de la esbeltez adimensional $\bar{\lambda}$, que se halla como:

$$\chi = \frac{1}{\phi + \sqrt{\phi^2 - \bar{\lambda}^2}}; \quad \text{donde} \quad \chi \leq 1 \quad (4.29)$$

Siendo:

$$\phi = 0,5 \cdot [1 + \alpha \cdot (\bar{\lambda} - 0,2) + \bar{\lambda}^2] \quad (4.30)$$

y

$$\bar{\lambda} = \sqrt{\frac{A_p \cdot f_y}{N_{cr}}} \quad (4.31)$$

En donde:

- α es un coeficiente de imperfección de las curvas de pandeo consideradas en el Eurocódigo 3 Parte 1-1 [27].
- N_{cr} representa el esfuerzo axil crítico elástico del modo de pandeo estudiado, obtenido a partir de las características de la sección transversal bruta de acuerdo al Eurocódigo 3 Parte 1-1 [27].

Por último, también es necesario realizar la comprobación de la sección cuando se encuentra sometida a un estado de flexocompresión. En este caso, la compresión de la sección del elemento se produce tanto por las cargas axiales de compresión a las que se ve sometida; así como por la compresión de parte de la sección debido a los momentos flectores que actúan sobre ella. El criterio en este caso es el que se muestra en la ecuación 4.32.

$$\frac{N_{Ed}}{N_{b,Rd}} + \frac{M_{Ed}}{M_{b,Rd}} \leq 1 \quad (4.32)$$

En donde:

- N_{Ed} es la carga axil de cálculo obtenida en la base de la cimentación.
- M_{Ed} es el momento flector de cálculo obtenido en la base de la cimentación.
- $N_{b,Rd}$ es la resistencia de pandeo ante cargas axiles.

- $M_{b,Rd}$ es la resistencia de pandeo ante cargas debidas a momentos flectores, cuyo cálculo se realiza de la siguiente forma:

$$M_{b,Rd} = \chi \cdot W \cdot \frac{f_y}{\gamma_{M1}} = \chi \cdot \frac{(D_p^4 - d^4) \cdot \pi \cdot f_y}{32 \cdot D_p \cdot \gamma_{M1}} \quad (4.33)$$

En donde la nomenclatura de las variables que intervienen en el cálculo se corresponden con las anteriormente explicadas.

4.2.2.3.2 Secciones de clase 4

Las secciones huecas circulares determinadas como clase 4 se denominan como láminas y la comprobación a pandeo de las mismas se rige de acuerdo al Eurocódigo 3 Parte 1-6. La característica que define a este tipo de secciones es que la abolladura local se produce antes de alcanzarse el límite de elasticidad en una o varias zonas comprimidas de chapa de la sección transversal. No obstante, en la DNV-RP-C202 [58] se aborda el caso particular de secciones de clase 4 en estructuras de aerogeneradores cimentados en lecho marino y, por tanto, será el documento de referencia que se considerará en el desarrollo del presente epígrafe.

Los principales parámetros a definir para estas secciones serán el factor de seguridad que presenta el material, la esbeltez reducida de la chapa o el valor del coeficiente de reducción de pandeo.

- **Factor de seguridad del material**

El valor del factor de seguridad del material depende del valor de la esbeltez reducida de la chapa ($\bar{\lambda}$):

$$\gamma_M = \begin{cases} 1,15 & \text{para } \bar{\lambda}_s < 0,5 \\ 0,85 + 0,6 \cdot \bar{\lambda}_s & \text{para } 0,5 \leq \bar{\lambda}_s \leq 1 \\ 1,45 & \text{para } \bar{\lambda}_s > 1 \end{cases} \quad (4.34)$$

■ **Establez reducida de la chapa ($\bar{\lambda}_s$)**

Para determinar la resistencia a pandeo es necesario calcular la establez reducida de la chapa $\bar{\lambda}_s$. Para ello, se emplea la ecuación

$$\bar{\lambda}_s^2 = \frac{f_y}{\sigma_{V,M}} \cdot \left[\frac{\sigma_{a0,Sd}}{f_{Ea}} + \frac{\sigma_{m0,Sd}}{f_{Em}} + \frac{\sigma_{h0,Sd}}{f_{Eh}} + \frac{\tau_{Sd}}{f_{E\tau}} \right] \quad (4.35)$$

En donde:

- f_y representa el límite elástico del material.
- $\sigma_{V,M}$ representa la tensión equivalente de Von Mises, la cual es la tensión de cálculo de Von Mises.
- $\sigma_{a0,Sd}$ representa el mínimo valor comprendido entre cero y la tensión normal producida por la carga axil de diseño, tal y como se muestra en la expresión 4.36. Dicha carga axil de diseño se corresponde con la carga vertical debida al peso propio

$$\sigma_{a0,Sd} = \begin{cases} 0 & \text{si } \sigma_{a,Sd} \geq 0 \\ -\sigma_{a,Sd} & \text{si } \sigma_{a,Sd} < 0 \end{cases} \quad (4.36)$$

- $\sigma_{m0,Sd}$ representa el mínimo valor comprendido entre cero y la tensión normal originada por los momentos flectores, tal que:

$$\sigma_{m0,Sd} = \begin{cases} 0 & \text{si } \sigma_{m,Sd} \geq 0 \\ -\sigma_{m,Sd} & \text{si } \sigma_{m,Sd} < 0 \end{cases} \quad (4.37)$$

- $\sigma_{h0,Sd}$ representa el mínimo valor comprendido entre cero y la tensión normal debido a la presión externa que actúa sobre la sección, al igual que con las anteriores presiones:

$$\sigma_{h0,Sd} = \begin{cases} 0 & \text{si } \sigma_{h,Sd} \geq 0; \text{ presión neta interna} \\ -\sigma_{h,Sd} & \text{si } \sigma_{h,Sd} < 0; \text{ presión neta externa} \end{cases} \quad (4.38)$$

Su cálculo se determina mediante la siguiente expresión:

$$\sigma_{h0,Sd} = \frac{L_s \cdot g \cdot \rho_{H20} \cdot (r_{interior}^2 + r_{exterior}^2) - 2 \cdot \rho_{H20} \cdot r_{interior}^2}{r_{interior}^2 - r_{exterior}^2} \quad (4.39)$$

En donde:

- f_{Ea} representa la resistencia a pandeo ante esfuerzos axiales.
- f_{Em} representa la resistencia a pandeo ante los esfuerzos originados por los momentos flectores que actúan sobre la sección.
- f_{Eh} representa la resistencia a pandeo debido a presiones hidrostáticas, laterales o por compresión circunferencial.
- $f_{E\tau}$ representa la resistencia a pandeo ante solicitudes de esfuerzos cortantes o momentos torsores.

El cálculo de las resistencias a pandeo mencionadas, se puede definir de manera genérica para todas mediante la siguiente ecuación:

$$f_{Ex} = C_{Ex} \cdot \frac{\pi^2 \cdot E}{12 \cdot (1 - \nu^2)} \cdot \left(\frac{t}{L_s} \right)^2 \quad (4.40)$$

En donde:

- f_{Ex} representa la resistencia a pandeo ante un esfuerzo x .
- ν representa el coeficiente de Poisson del material de la sección.
- C_{Ex} representa el coeficiente de reducción de pandeo para cada caso.

Nótese que el hecho de escoger el mínimo valor de tensiones anteriormente se corresponde con la mayor tensión de compresión, puesto que a dichas tensiones se consideran con el criterio clásico de Resistencia de Materiales de considerarlas de valor negativo.

■ Coeficiente de reducción de pandeo (C_{Ex})

El cálculo del coeficiente C_{Ex} depende del tipo de solicitud de la sección. Considerando r como el radio de la sección, t como el espesor de la sección y L_s como la longitud de la subestructura, se tiene que:

1. Solitación de esfuerzos axiles

$$C_{Ea} = \sqrt{1 + \left(0,5 \cdot \left(1 + \frac{r}{150 \cdot t}\right)^{-0,5} \cdot 0,702 \cdot \frac{L_s^2}{r \cdot t} \cdot \left(\sqrt{1 - \nu_p^2}\right)\right)^2} \quad (4.41)$$

2. Solitación de momentos flectores

$$C_{Em} = \sqrt{1 + \left(0,5 \cdot \left(1 + \frac{r}{300 \cdot t}\right)^{-0,5} \cdot 0,702 \cdot \frac{L_s^2}{r \cdot t} \cdot \left(\sqrt{1 - \nu^2}\right)\right)^2} \quad (4.42)$$

3. Solitación ante presión hidrostática

$$C_{Eh} = 2 \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{0,6 \cdot 1,04 \cdot \left(\frac{L_s^2}{r \cdot t} \cdot \sqrt{1 - \nu^2}\right)^{\frac{1}{2}}}{2}\right)^2} \quad (4.43)$$

4. Solitación ante esfuerzos cortantes y momentos torsores

$$C_{E\tau} = 5,34 \cdot \sqrt{1 + \left(\frac{0,6 \cdot 0,856 \cdot \left(\frac{L_s^2}{r \cdot t} \cdot \sqrt{1 - \nu^2}\right)^{\frac{3}{4}}}{5,34}\right)^2} \quad (4.44)$$

El valor de la resistencia elástica a pandeo debido a cargas cortantes ($f_{E\tau}$) o presión hidrostática (f_{Eh}) puede verse modificada dependiendo de si el elemento es muy esbelto. Para ello, se tienen en cuenta las condiciones y ecuaciones que se muestran a continuación:

$$\text{Si } \frac{L_s}{r} > 3,85 \cdot \sqrt{\frac{r}{t}} \quad \rightarrow \quad f_{E\tau} = 0,25 \cdot E \cdot \left(\frac{t}{r}\right)^{\frac{3}{2}} \quad (4.45)$$

$$\text{Si } \frac{L_s}{r} > 2,25 \cdot \sqrt{\frac{r}{t}} \quad \rightarrow \quad f_{Eh} = 0,25 \cdot E \cdot \left(\frac{t}{r}\right)^2 \quad (4.46)$$

4.2.2.3.3 Comprobación del pandeo local

Para comprobar si se produce pandeo local se debe verificar la siguiente inecuación:

$$\sigma_{V,M} \leq \frac{f_{ks}}{\gamma_M} \quad (4.47)$$

En donde:

- γ_M representa el factor de seguridad del material visto anteriormente.
- f_{ks} representa la resistencia característica a pandeo de la chapa considerada. Su valor se puede determinar a partir de la siguiente ecuación:

$$f_{ks} = \frac{f_y}{\sqrt{1 + \bar{\lambda}_s^4}} \quad (4.48)$$

Con f_y como límite elástico del material y $\bar{\lambda}_s$ como esbeltez reducida de la chapa.

4.2.2.3.4 Comprobación del pandeo global

La comprobación de pandeo local debe realizarse en aquellos elementos de la estructura que verifiquen la siguiente condición:

$$\left(\frac{k \cdot L_s}{i} \right)^2 \geq 2,5 \cdot \frac{E}{f_y} \quad (4.49)$$

En donde:

- k representa un factor de longitud efectiva, que se puede estimar de valor unitario como caso restrictivo ubicado del lado de la seguridad.
- L_s representa la longitud de la subestructura.
- i representa el radio de giro de la sección.
- E representa el módulo de elasticidad del material.
- f_y representa el límite elástico del material.

El criterio de comprobación empleado en aquellos elementos que han de verificarse a pandeo global es:

$$\frac{\sigma_{a0,Sd}}{f_{kc}} + \frac{1}{\gamma_M} \cdot \frac{\sigma_{m,Sd}}{1 - \frac{\sigma_{a0,Sd}}{f_E}} \leq 1 \quad (4.50)$$

- $\sigma_{a0,Sd}$ representa el mínimo valor comprendido entre cero y la tensión normal producida por la carga axil de diseño.
- $\sigma_{m,Sd}$ representa la máxima tensión normal debida al momento flector.
- f_E representa la resistencia a pandeo de Euler. Su valor se calcula como:

$$f_E = \frac{\pi^2 \cdot E \cdot I_p}{(k \cdot L_s)^2 \cdot A_p} \quad (4.51)$$

En donde los parámetros empleados son parámetros geométricos y del material ya descritos anteriormente.

- f_{ak} representa la resistencia característica a pandeo reducida. Su valor se obtiene a partir de la solución de una ecuación de segundo grado y puede definirse como:

$$f_{ak} = \frac{b + \sqrt{b^2 - 4 \cdot a \cdot c}}{2 \cdot a} \quad (4.52)$$

Cuyos coeficientes son:

$$a = 1 + \left(\frac{f_y}{f_{Ea}} \right)^2$$

$$b = \sigma_{h,Sd} \cdot \left(\frac{2 \cdot f_y^2}{f_{Ea} \cdot f_{Eh}} - 1 \right) \quad (4.53)$$

$$c = \sigma_{h,Sd}^2 \cdot \left(1 + \left(\frac{f_y}{f_{Eh}} \right)^2 \right) - f_y^2$$

Con f_{Ex} como resistencia a pandeo, anteriormente explicada.

- f_{kc} representa la resistencia característica a pandeo del elemento y adquiere los siguientes valores:

$$f_{kc} = \begin{cases} (1 - 0,28 \cdot \bar{\lambda}^2) \cdot f_{ak} & \text{si } \bar{\lambda} \leq 1,34 \\ \frac{0,9}{\bar{\lambda}^2} \cdot f_{ak} & \text{si } \bar{\lambda} > 1,34 \end{cases} \quad (4.54)$$

En donde la esbeltez reducida del elemento ($\bar{\lambda}$) se obtiene de la siguiente forma:

$$\bar{\lambda} = \sqrt{\frac{f_{ak}}{f_E}} \quad (4.55)$$

4.2.3. Estados Límite de Fatiga (ELF)

La comprobación del Estado Límite de Fatiga (ELF) de la estructura debe garantizar que la misma alcance una vida útil de al menos 50 años. Para ello, se emplearan las recomendaciones establecidas en la DNV-RP-203 [59].

El primer paso consiste en el cálculo de la tensión máxima (σ_m) y la tensión alterna (σ_c). Las ecuaciones empleadas son las siguientes:

$$\sigma_m = \gamma_L \cdot M_{max} \cdot \frac{D_p}{2 \cdot I_p} \quad (4.56)$$

$$\sigma_c = \gamma_L \cdot \frac{(M_{max} - M_{min})}{2} \frac{D_p}{2 \cdot I_p} \quad (4.57)$$

En donde:

- M_{max} y M_{min} representan los momentos flectores máximo y mínimo obtenido de los distintos casos de carga calculados, respectivamente.
- γ_L representa el factor de carga, que para este problema particular toma un valor unitario.
- D_p y I_p son parámetros geométricos de la sección, que se corresponden con el diámetro del monopilote y la inercia que posee, respectivamente.

La condición que debe cumplir la estructura para considerar que resiste a vida infinita es:

$$\sigma_{end} > \sigma_c \quad (4.58)$$

En donde σ_{end} representa el límite de fatiga del material, que para aceros toma un valor de 260 MPa.

En caso de que la estructura no resista a vida infinita, han de compararse los ciclos de cargas que teóricamente es capaz de resistir (N_R), frente a los ciclos de carga que previsiblemente

recibirá (N_0).

El cálculo de los ciclos de carga que es capaz de resistir se lleva a cabo mediante la obtención de las curvas que enfrentan los esfuerzos y los ciclos de carga (curvas S-N), que se determinan a partir de las características del material y la sección. Para ello, la curva se determina a partir de la ecuación 4.59, en donde se hará la consideración de que se estudia una sección hueca circular que presenta uniones soldadas y, por tanto, es de empleo la curva C1 de las tipologías de sección que establece la DNV-RP-C203 [59].

$$\log(N) = \log(\bar{a}) - m \cdot \log(\sigma_c) \quad (4.59)$$

En donde:

- N representa el número de ciclos de carga que se prevé que resista la estructura
- σ_c representa la tensión alterante de cálculo.
- m representa la pendiente de la curva. Según la DNV-RP-C203 [59] puede tomar los siguientes valores para una sección de clase C1:

$$m = \begin{cases} 3 & \text{si } N < 10^6 \\ 5 & \text{si } 10^6 < N < 10^7 \end{cases} \quad (4.60)$$

- $\log(\bar{a})$ representa la intersección de la curva con el eje de abscisas y su valor es de:

$$\log(\bar{a}) = \begin{cases} 12,049 & \text{si } N < 10^6 \\ 16,081 & \text{si } 10^6 < N < 10^7 \end{cases} \quad (4.61)$$

Respecto al número de ciclos que recibirá la estructura, se trata un valor incierto, pero que puede aproximarse al número de ciclos de oleaje, suponiendo que los ciclos de carga que incidirán sobre el aerogenerador serán principalmente los que reciba debido a esta acción. Para esta estimación, se establece el número de ciclos de cargas de oleaje (N_{wave}) como:

$$N_{wave} = (1 - \sqrt[2920]{P}) \cdot \frac{t}{T_{wave}} \quad (4.62)$$

En donde:

- P representa el cuantil empleado para la estimación de la máxima altura de ola significativa, tal y como se determina en la DNV-ST-0437 [52]. El valor que adquiere para un periodo de 50 años es del 98 %, o, en tanto por uno, 0,98.
- t representa el periodo de tiempo considerado en segundos. Considerando 50 años de vida útil puede calcularse como:

$$50 \text{ años} \cdot 365 \frac{\text{días}}{\text{año}} \cdot 24 \frac{\text{h}}{\text{día}} \cdot 3600 \frac{\text{s}}{\text{h}} = 1,5768 \cdot 10^9 \quad (4.63)$$

- T_{wave} representa el periodo de la ola en segundos.

4.3. Flujo del proceso de diseño

En el presente apartado, se muestra de manera esquemática en la Figura 4.1 el flujo del proceso iterativo que se lleva a cabo para el diseño de una cimentación monopilotada.

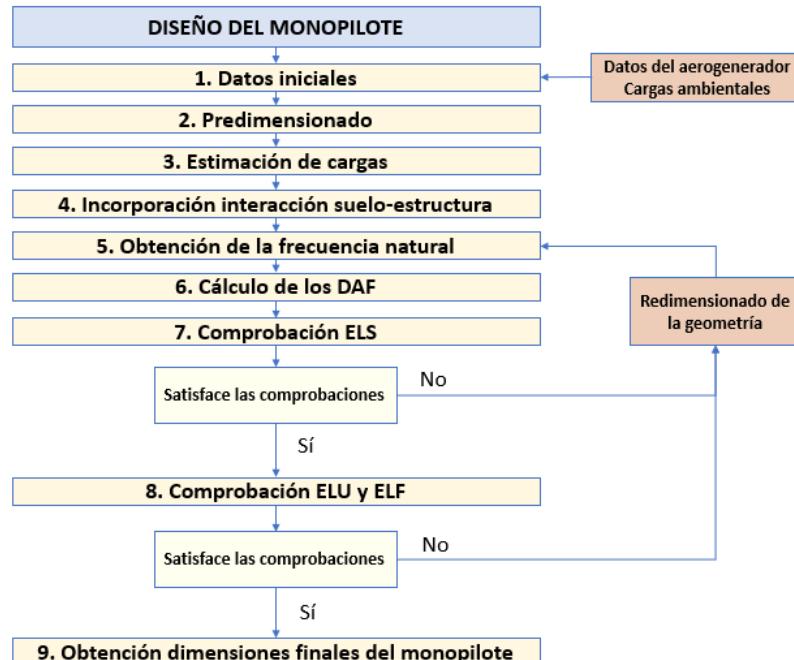


Figura 4.1: Flujo del programa para el diseño del monopilote (adaptado de [11])

CAPÍTULO 5

Diseño del monopilote

En el presente capítulo se muestran los resultados obtenidos para el dimensionado de la cimentación del aerogenerador escogido en este proyecto; abarcando para ello las cargas de diseño debido a las condiciones ambientales del emplazamiento sobre el que se cimenta, los criterios de comprobación que han de satisfacerse y las dimensiones finales que posee el monopilote.

5.1. Cargas obtenidas

Las cargas consideradas para el diseño del monopilote son las obtenidas para los escenarios E-2, viento a velocidad nominal y turbulencia extrema (U-2) combinado con una ola extrema prevista para 50 años de período de retorno (W-4) y E-3, viento a velocidad nominal y con turbulencia extrema de operación; así como con una ola extrema prevista para 1 año de período de retorno (W-2), por ser los escenarios de carga más desfavorables, tal y como se describió anteriormente.

5.1.1. Cargas de viento

La carga de viento para los estados de carga de viento U-2 y U-3 considerados para el diseño que se obtiene en la cimentación del aerogenerador de 15MW seleccionado para este proyecto son los mostrados en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1: Cargas de viento para el aerogenerador de 15MW

Parámetro	Notación	Escenario de carga	Valor
Desviación estándar de la velocidad del viento	$\sigma_{U,ETM}$ (m/s)	U-2 (ETM)	4,0
	$\sigma_{U,c}$ (m/s)	U-3 (EOG-UR)	4,74
Desviación estándar	$\sigma_{U,ETM} > f_{1P,max}$ (m/s)	U-2 (ETM)	1,47
		U-3 (EOG-UR)	-
Componente máxima de la velocidad del viento	u_{ETM} (m/s)	U-2 (ETM)	2,94
	U_{EOG} (m/s)	U-3 (EOG-UR)	9,19
Fuerza máxima del ciclo de carga	$F_{maxwind_{ETM}}$ (MN)	U-2 (ETM)	3,43
	$F_{maxwind_{EOG}}$ (MN)	U-3 (EOG-UR)	7,00
Fuerza mínima del ciclo de carga	$F_{minwind_{ETM}}$ (MN)	U-2 (ETM)	1,23
	$F_{windmin_{EOG}}$ (MN)	U-3 (EOG-UR)	0,1 0
Fuerza media sin turbulencia	$F_{meanwind_{ETM}}$ (MN)	U-2 (ETM)	2,33
	$F_{meanwind_{EOG}}$ (MN)	U-3 (EOG-UR)	3,55
Momento máximo del ciclo de carga	$M_{maxwind_{ETM}}$ (MN·m)	U-2 (ETM)	646,70
	$M_{maxwind_{EOG}}$ (MN·m)	U-3 (EOG-UR)	1318,10
Momento mínimo del ciclo de carga	$M_{minwind_{ETM}}$ (MN·m)	U-2 (ETM)	231,60
	$M_{minwind_{EOG}}$ (MN·m)	U-3 (EOG-UR)	18,88
Momento medio sin turbulencia	$M_{meanwind_{ETM}}$ (MN·m)	U-2 (ETM)	439,19
	$M_{meanwind_{EOG}}$ (MN·m)	U-3 (EOG-UR)	668,50

5.1.2. Cargas de las olas

Los resultados obtenidos para los estados de carga de olas W-2 y W-4 son los recogidos en la Tabla 5.2. Es de especial mención que, debido al carácter dinámico que presentan las cargas de oleaje, es necesario amplificarlas mediante el factor de amplificación dinámico (DAF) para el análisis estático equivalente a realizar, cuyo valor también se muestra en la tabla.

Tabla 5.2: Cargas de olas para el aerogenerador de 15MW

Parámetro	Notación	Escenario de carga	Valor
Coeficiente de arrastre	C_D	$W - 2$	0,36
		$W - 4$	0,38
Coeficiente de inercia	C_m	$W - 2$	2,00
		$W - 4$	2
Altura máxima de la ola	$H_{max,1}$ (m)	$W - 2$	6,39
	$H_{max,50}$ (m)	$W - 4$	7,31
Periodo máximo de la ola	$T_{max,1}$ (s)	$W - 2$	8,89
	$T_{max,50}$ (s)	$W - 4$	9,51
Fuerza máxima de arrastre	$F_{D,max}$ (MN)	$W - 2$	0,12
		$W - 4$	0,14
Fuerza máxima de inercia	$F_{I,max}$ (MN)	$W - 2$	5,47
		$W - 4$	5,80
Fuerza máxima de ola	$F_{wave,max}$ (MN)	$W - 2$	5,58
		$W - 4$	5,94
Momento máximo de arrastre	$M_{D,max}$ (MN·m)	$W - 2$	4,37
		$W - 4$	5,24
Momento máximo de inercia	$M_{I,max}$ (MN·m)	$W - 2$	175,94
		$W - 4$	181,05
Momento máximo de ola	$M_{wave,max}$ (MN·m)	$W - 2$	180,32
		$W - 4$	186,29
Factor de amplificación dinámico	DAF	$W - 2$	2,38
		$W - 4$	1,99
Fuerza máxima amplificada	$F_{wave,max} - DAF$ (MN)	$W - 2$	13,31
		$W - 4$	11,85
Momento máximo amplificado	$M_{D,max} - DAF$ (MN·m)	$W - 2$	429,58
		$W - 4$	371,25

5.1.3. Cargas de las corrientes marinas

La acción de las corrientes marinas sobre la cimentación se recoge en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3: Cargas de las corrientes marinas para el aerogenerador de 15MW

Parámetro	Notación	Valor
Fuerza de arrastre	$F_{D,corriente,max}$ (MN)	1,91
Momento máximo de corriente	$M_{D,corriente,max}$ (MN·m)	48,19

5.1.4. Carga vertical

La carga vertical debida al peso originado por las masas que constituyen el conjunto del aerogenerador son las que se muestran en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4: Carga vertical para el aerogenerador de 15MW

Parámetro	Valor	Unidades
Masa del conjunto rotor y góndola (m_{RNA})	1017	t
Masa de la torre (m_T)	860	
Masa de la pieza de transición (m_{TP})	163,48	
Masa del pilote (m_P)	8476,1	
Masa total (m)	10516,58	
Carga permanente debida al peso propio (V)	103,17	MN
Carga permanente amplificada (1,1·V)	113,49	

5.1.5. Cargas para el dimensionado del pilote

Las cargas obtenidas definitivamente para el dimensionado del pilote, considerando los factores de amplificación dinámicos y, en este caso, un factor de seguridad de valor 1,35 son las resumidas en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5: Cargas para el dimensionado del pilote del aerogenerador de 15MW

Cargas	E-2	E-3
Viento		
Fuerza máxima de viento (MN)	3,43	7,00
Fuerza mínima de viento (MN)	1,23	0,1
Momento máximo de viento (MN·m)	646,70	1318,10
Momento mínimo de viento (MN·m)	231,60	18,88
Oleaje		
Fuerza máxima de ola (MN)	5,94	5,58
Fuerza mínima de ola (MN)	-5,94	-5,58
Momento máximo de ola (MN·m)	186,29	180,32
Momento mínimo de ola (MN·m)	-186,29	-180,32
Fuerza máxima de ola amplificada con DAF (MN)	11,85	13,31
Fuerza mínima de ola amplificada con DAF (MN)	-11,85	-13,31
Momento máximo de ola amplificado con DAF (MN·m)	371,25	429,58
Momento mínimo de ola amplificado con DAF (MN·m)	-371,25	-429,58
Corrientes		
Fuerza máxima de corriente (MN)	1,91	
Momento máximo de corriente (MN·m)	48,19	
Carga total de diseño		
Fuerza total (MN)	15,58	20,30
Momento total (MN·m)	1018,00	1747,70
Fuerza de diseño (amplificada x 1,35 [MN])	22,53	29,31
Momento de diseño (amplificada x 1,35 [MN·m])	1422,50	2407,60

5.2. Estados Límites

En este apartado se recogen las comprobaciones de los Estados Límites que el diseño del monopilote ha de satisfacer.

5.2.1. Estados Límites de Servicio

La comprobación de los Estados Límites de Servicio abarca el estudio de las frecuencias naturales del sistema; así como las deformaciones obtenidas en la cabeza del monopilote. Para ello, se consideran los siguientes valores de rigideces de interacción suelo-estructura recogidos en la Tabla 5.6, obtenidas a partir de los datos geotécnicos del terreno.

Tabla 5.6: Rigideces del terreno para el dimensionado del aerogenerador de 15MW

Impedancias	Valor
Rigidez lateral (K_L)	2.1842 $\frac{GN}{m}$
Rigidez cruzada (K_{LR})	29,092 GN
Rigidez rotacional (K_R)	1078,4 GNm

En las tablas 5.7 y 5.8 se recogen los resultados obtenidos y las comprobaciones de las frecuencias y deformaciones.

Tabla 5.7: Comprobación de las frecuencias naturales del aerogenerador de 15 MW

Frecuencias	Valor (Hz)
Frecuencia a la máxima rpm ($f_{1P,max}$ Aumentada un 10 %)	0,139
Frecuencia debida al efecto sombra ($f_{3P,min}$)	0,25 0
Frecuencia natural en base fija (f_{FB})	0,184
Frecuencia natural en base flexible (f_0)	0,173
Comprobación: $f_{1P,max} \leq f_0 \leq f_{3P,min}$	0,139 < 0,173 < 0,188 Hz

Tabla 5.8: Comprobación de las deformaciones del aerogenerador de 15 MW

Deformaciones	Valor
Deflexión de la cabeza del monopilote (ρ)	0,02 m
Rotación de la cabeza del monopilote (θ)	0,00038°
Comprobación deflexión: $\rho < 20\text{cm}$	2<20 cm
Comprobación rotación: $\theta < 0,25^\circ$	0,00038°<0,25°

5.2.2. Estados Límites Últimos

Las comprobaciones de Estados Límites Últimos del aerogenerador abordan el estudio de la capacidad última estimada del terreno (Tabla 5.9), la plastificación del material (Tabla 5.10) y la comprobación de inestabilidad elástica o pandeo (Tabla 5.11).

Tabla 5.9: Comprobación de la capacidad última del terreno para el aerogenerador de 15 MW

Parámetro	Valor
Fuerza resistente de la cimentación (F_R)	1267,2 MN
Momento resistente de la cimentación (M_R)	42330 MN·m
Comprobación carga lateral: $F_{escenario} < F_R$	29,313<1267,2 MN
Comprobación momento resistente: $M_{escenario} < M_R$	2407,6<42.330 MN·m

Tabla 5.10: Comprobación de la plastificación del material para el aerogenerador de 15 MW

Parámetro	Valor
Tensión de Von Misses ($\sigma_{V,M}$)	144,93 MPa
Comprobación: $\sigma_{V,M} < f_{yd}$	144,93<322,73 MPa

Tabla 5.11: Comprobación de la inestabilidad elástica del aerogenerador de 15 MW

Parámetro	Valor
Axil de diseño (Ned)	113,48 MN
Axil resistente (Nb,Rd)	2.629,9 MN
Momento de diseño (Med)	2.407,6 MN·m
Momento resistente (Mb,Rd)	6248 MN·m
Comprobación $\frac{N_{Ed}}{N_{b,Rd}} + \frac{M_{Ed}}{M_{b,Rd}} \leq 1$	$0,428 \leq 1$

5.2.3. Estado Límite de Fatiga

El dimensionado del aerogenerador de este proyecto se ha llevado a cabo bajo la premisa de conseguir un diseño a vida infinita. Por tanto, la comprobación del Estado Límite de Fatiga que satisface esta condición es la mostrada en la Tabla 5.12.

Tabla 5.12: Comprobación del Estado Límite de fatiga del aerogenerador de 15 MW

Parámetro	Escenario	
	E-2	E-3
Tensión cíclica o alternante máxima (σ_c)	153,50 MPa	259,80 MPa
σ_{end}	260 MPa	
Comprobación de vida infinita: $\sigma_c < \sigma_{end}$	153,50 < 260 MPa	259,80 < 260 MPa

5.2.4. Resumen de las comprobaciones

Las comprobaciones en el diseño del monopilote anteriormente descritas se encuentran resumidas en la Tabla 5.13.

Tabla 5.13: Resumen de las comprobaciones de Estados Límites del aerogenerador de 15 MW

Estado Límite		Condición	Valor
ELS	Frecuencia	$f_{1P,max} \leq f_0 \leq f_{3P,min}$	$0,1386 < 0,1843 < 0,188$ Hz
	Deflexión	$\rho < 20$ cm	$2,07 < 20$ cm
	Rotación	$\theta < 0,25$ °	$0,0007^0 < 0,25^0$
ELU	Capacidad de carga geotécnica	$F_{Escenario} < F_R$	$29,31 < 1267,20$ MN
	Plastificación	$M_{Escenario} < M_R$	$2.407,60 < 42.330,00$ MNm
	Pandeo	$\sigma_{V,M} < f_{yd}$	$144,93 < 322,73$ MPa
ELF	Fatiga a vida infinita	$\frac{N_{Ed}}{N_{b,Rd}} + \frac{M_{Ed}}{M_{b,Rd}} \leq 1$	$0,428 \leq 1$
		$\sigma_c < \sigma_{end}$	$259,8 < 260$ MPa

5.3. Dimensiones finales del monopilote

Las dimensiones finales obtenidas para el monopilote sobre el que se cimentará el aerogenerador de 15 MW escogido para este proyecto son las que se muestran en la Tabla 5.14.

Tabla 5.14: Dimensiones finales del monopilote del aerogenerador de 15 MW

Parámetro	Valor
Diámetro (D_p)	10 m
Espesor (t_p)	25,5 cm
Longitud enterrada (L_p)	86,15 m
Longitud subestructura (L_s)	52,15 m
Longitud total del pilote (L_{pt})	138,3 m

CAPÍTULO 6

Comparación de modelos

La comparativa de modelos llevada a cabo en esta Memoria se efectúa con tres casuísticas distintas del aerogenerador seleccionado de 15 MW de potencia nominal. En primer lugar, se estudiará dicho aerogenerador con un monopilote en base fija adaptado a la batimetría del emplazamiento, pero con el espesor del modelo de referencia del IEA-15MW-RWT de la NREL [55]. En segundo lugar, se estudia un modelo de base fija cuya cimentación se dimensionó para el emplazamiento escogido de acuerdo a las normas de referencia tal y como figura en el capítulo 5. Por último, se estudiarán los fenómenos de interacción suelo-estructura para la cimentación diseñada, en donde las propiedades del suelo empleadas se corresponden con las terreno en el que se emplazará el aerogenerador de este trabajo.

El estudio comparativo entre el modelo simplificado de bajo coste computacional y el software OpenFast se efectuará atendiendo a las respuestas del sistema obtenidas con ambos en términos de varias variables de interés del problema; tales como frecuencias naturales del sistema, esfuerzos cortantes y flectores o desplazamientos y aceleraciones en diferentes puntos del aerogenerador. Como casos de estudio, se optará por analizar los escenarios de carga de los descritos en el capítulo 2, aplicando las condiciones ambientales del lugar de emplazamiento del aerogenerador. Además, para comprender mejor la contribución de cada tipo de excitación, que se analizará también la respuesta que producen el viento u oleaje individualmente sobre la estructura. El único escenario que no se estudiará será el E-5, puesto que en él se considera que la acción del viento y el oleaje se producen en planos diferentes, y, por tanto, se encuentran fuera del alcance del actual modelo simplificado en donde no se contempla acoplamiento del problema en diferentes planos.

La comparación entre los modelos se efectuará tanto a nivel gráfico, mediante la representación de envolventes de desplazamientos y, aceleraciones y esfuerzos; así como a nivel cuantitativo, calculando la máxima desviación porcentual para diferentes puntos de interés del aerogenerador de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Diferencia(\%)} = \frac{\text{Valor}_{\text{FAST}} - \text{Valor}_{\text{Mod.Simplificado}}}{\text{Valor}_{\text{FAST}}} \quad (6.1)$$

En donde:

- $\text{Valor}_{\text{FAST}}$ es el resultado obtenido con OpenFast de la variable a estudiar.
- $\text{Valor}_{\text{Mod.Simplificado}}$ es el resultado obtenido con el modelo simplificado de la variable a estudiar.

Cabe destacar que un valor positivo de la diferencia porcentual obtenido indica que el valor obtenido con OpenFast es superior al del modelo simplificado; mientras que un valor negativo indica lo contrario.

6.1. Parámetros definidos en OpenFast

La simulación llevada a cabo en dominio del tiempo se realizó con las siguientes condiciones de los módulos de OpenFast:

- **Fichero principal FAST:** se realiza una simulación de 400 s de duración con un intervalo de tiempo en el cálculo de 0.001 s.
- **ElastoDyn:** se establece la condición de operación del aerogenerador, con un ángulo inicial de palas y velocidad del rotor de 11,5º y 7.55 rpm, respectivamente, de acuerdo con la documentación del aerogenerador de 15 MW [55] para la velocidad de nominal del viento.

Los datos de las palas del aerogenerador empleados en el módulo ElastoDyn se corresponden con los datos originales del modelo de referencia obtenidos de [25].

Por su parte, los datos asociados a las propiedades de la torre empleados también son los obtenidos de [25]; a excepción de los modos de vibración de la torre que se recalculan en

cada caso de estudio con el software BModes.

- **HydroDyn**: las condiciones de oleaje se simulan considerando un espectro de olas de JONSWAP, en donde se emplean los parámetros del modelo de referencia obtenidos de [25] y se adaptan la altura y período de oleaje para cada escenario de carga de los estudiados; así como se emplean los datos para la velocidad de corriente del emplazamiento escogido.
- **InflowWind**: se emplea para cada escenario un campo de viento calculado en formato binario mediante el software TurbSim. Cabe destacar que TurbSim simula campos de viento estocásticos, por lo que para la simulación del campo de viento U-3 con turbulencia extrema de operación (EOG), determinista, se emplea la metodología de la IEC 61400 [37], en donde se permite la posibilidad de simular dicho campo de viento con turbulencia normal (NTM) y desconexión de la red eléctrica del aerogenerador.
- **ServoDyn**: se activa el control de palas del aerogenerador definido por el controlador en formato *.dll* del modelo de referencia y se determina un ángulo de palas de 0º al final de la simulación. El resto de parámetros empleados son los obtenidos con el modelo de referencia de [25].
- **SubDyn**: se emplea la reducción modal de Craig-Bampton, se adaptan el número de nodos y elementos de la discretización a la batimetría del lugar y, en su caso, se emplean elementos LPM para la simulación de los efectos de interacción suelo-estructura en el lugar del emplazamiento.
- **AeroDyn y BeamDyn**: se emplean los datos del modelo de referencia de [25] para ambos módulos.

Por su parte, para la determinación de las frecuencias con OpenFast únicamente se considera la geometría del aerogenerador y no se tiene en cuenta efectos de viento u oleajes en la simulación, así como se mantienen las condiciones de cálculo del fichero principal. Las modificaciones en el resto de módulos son:

- **ElastoDyn**: se establece la condición de parada del aerogenerador y se realiza la simulación con un ángulo de palas inicial de 90º y velocidad nula del rotor.
- **ServoDyn**: se inhabilita el control de palas del aerogenerador.

Una información más amplia de la definición de las condiciones de operación y parada se describen en el manual de usuario de FAST [60].

Respecto al modelo simplificado, se realiza para cada escenario de carga un análisis estático equivalente, considerando el efecto dinámico correspondiente a las cargas de oleaje mediante el uso de un factor de amplificación dinámico (DAF)

6.2. Frecuencia natural del conjunto

El primer aspecto a analizar en la comparación son las frecuencias naturales entre ambos modelos. Las frecuencias naturales son inherentes al sistema de estudio y dependen únicamente de las propiedades del mismo, tales como rigidez y masa, tal que puede definirse a partir de la relación de ambas. El objetivo de analizar las frecuencias naturales radica en comprobar si los sistemas a estudiar con ambos modelos son semejantes y, por tanto, comparables entre sí.

6.2.1. Caso en base fija sin dimensionar

El estudio de las frecuencias naturales se aborda aborda comparando los resultados obtenidos en el modelo simplificado (obtenidos mediante la resolución del problema de autovalores y autovectores) y las frecuencias del sistema definido en OpenFast (calculadas con el software BModes).

En esencia, con los resultados de la Tabla 6.1 se observa como las consideraciones del modelo simplificado para el modelado del sistema generan diferencias en las frecuencias naturales obtenidas respecto a un programa más complejo como OpenFast, cuya definición de la geometría y masas (porque, para este caso, constituye la única diferencia) del aerogenerador de estudio es más amplia y elaborada.

Tabla 6.1: Frecuencias naturales del modelo en base fija sin dimensionar para el aerogenerador de 15MW

Caso	Frecuencia natural del sistema (Hz)	Desviación (%)
Modelo simplificado	0,147	-11,4
OpenFast	0,132	-

6.2.2. Caso en base fija dimensionado

El estudio de las frecuencias para la comparación entre modelos para el caso en base fija con las dimensiones del monopilote del diseño realizado se recoge en la Tabla 6.2, en donde se observa que el porcentaje desviación se reduce frente al sistema más flexible (caso anterior) presentando valores próximos entre ambos modelos, aunque en este caso se obtienen frecuencias mayores al tratarse de un aerogenerador con una cimentación más rígida al haberse incrementado el espesor con respecto al valor original.

Tabla 6.2: Frecuencias naturales del modelo en base fija dimensionado para el aerogenerador de 15MW

Caso	Frecuencia natural del sistema (Hz)	Desviación (%)
Modelo simplificado	0,184	-1,5
OpenFast	0,181	-

6.2.3. Caso en base flexible dimensionado

En el caso del modelo con la cimentación dimensionada, pero incorporando efectos de interacción suelo-estructura, se observa como las frecuencias naturales obtenidas siguen presentando desviaciones similares al anterior caso de estudio. En esta ocasión, además, como se recoge en la Tabla 6.3, se produce un descenso de las frecuencias naturales al incorporar los mencionados efectos de interacción suelo-estructura.

Tabla 6.3: Frecuencias naturales del modelo en base flexible dimensionada para el aerogenerador de 15MW

Caso	Frecuencia natural del sistema (Hz)	Desviación (%)
Modelo simplificado	0,173	-2,5
OpenFast	0,169	-

6.3. Respuesta ante los escenarios de carga

6.3.1. Caso en base fija sin dimensionar

La respuesta temporal del sistema para diferentes variables de interés es la que se muestra en la Figura 6.1, obtenida a partir de la simulación de cada escenario de carga con OpenFast. En ella, se puede observar como los casos E3 y E4 en los que se simula una desconexión de la red eléctrica en torno al segundo 200 se produce un pico en la respuesta. Los valores máximos de las variables para estos escenarios se han considerado a partir de dicha desconexión. Además, la representación gráfica de cada escenario de carga, así como los resultados máximos de los escenarios E-1 y E-2, se obtienen tras despreciar los 100 primeros segundos del cálculo debido a los fenómenos transitorios presentes al inicio de la simulación.

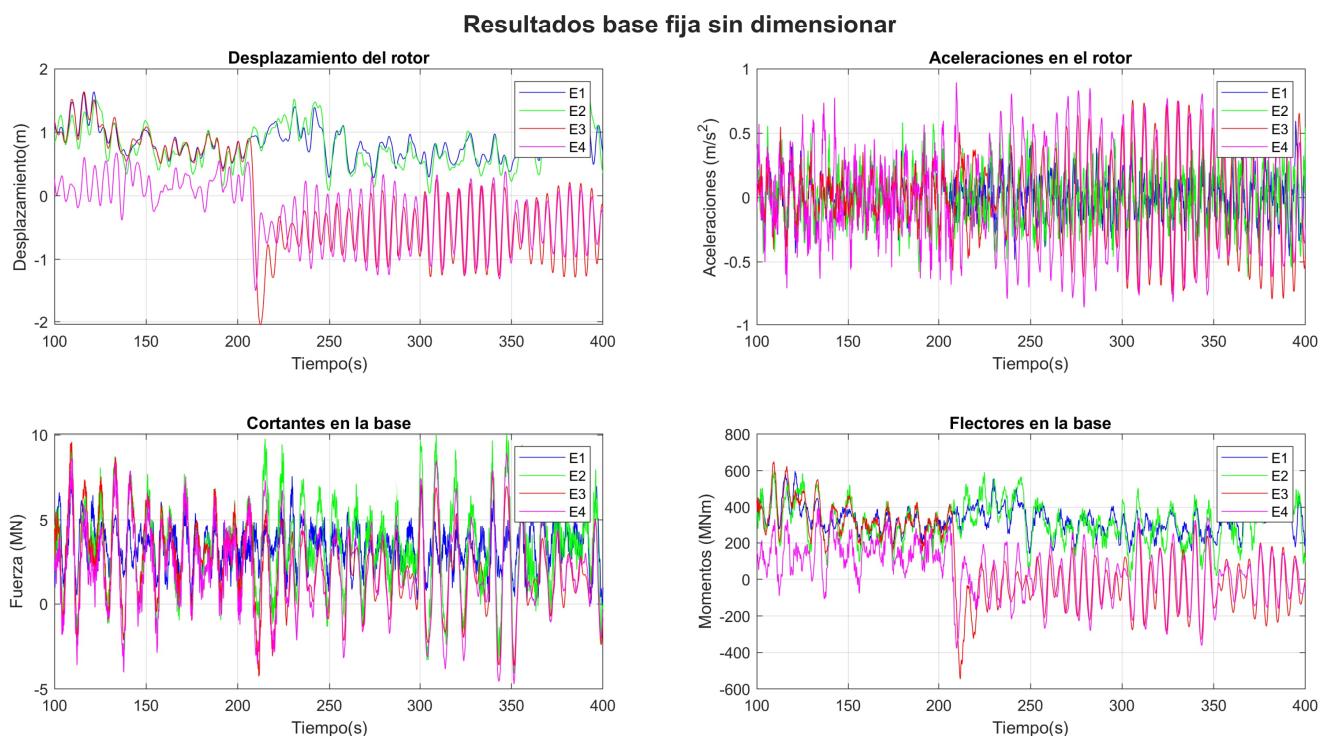


Figura 6.1: Respuesta en tiempo para los diferentes escenarios de carga para el aerogenerador de 15 MW en base fija sin dimensionar

En la Figura 6.2 se representa las envolventes de esfuerzos cortantes y flectores obtenidas en ambos modelos. Además, se establece como referencia el nivel del mar y se marca la altura de la pieza de transición considerada.

De los resultados graficados, se observa como el escenario de carga considerado afecta a la respuesta. Considerando que las diferentes condiciones de oleaje varían exclusivamente en altura y períodos, siendo todos ellos de valores no sustancialmente distantes, se tiene que el factor determinante que provoca diferencias notables entre ambos modelos es el viento considerado. La tendencia de los resultados es que la mayor turbulencia del viento produce la mayor la desviación entre los resultados que se obtienen.

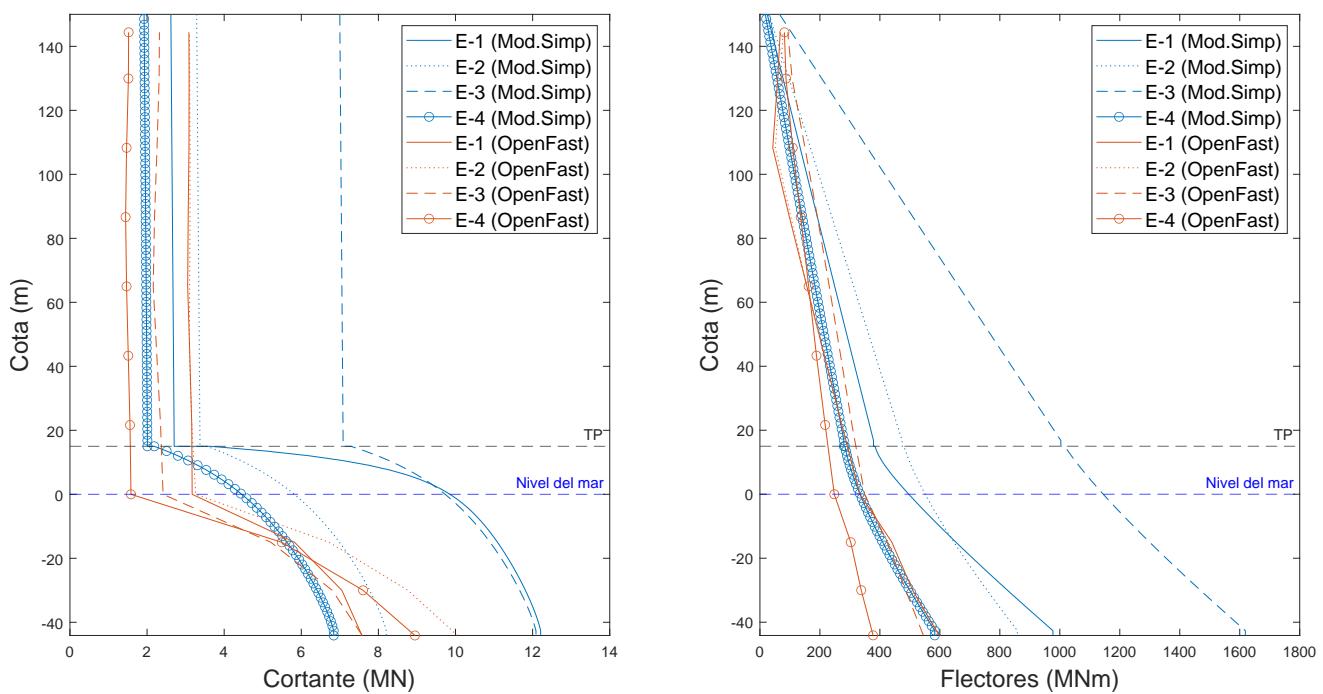


Figura 6.2: Envolventes de esfuerzos de los escenarios de carga para el aerogenerador de 15 MW en base fija sin dimensionar

Los resultados de valores máximos y desviación porcentual de los esfuerzos en la base de la cimentación son los recogidos en la Tabla 6.4. De ella se extrae como la mayor desviación de los resultados ocurre con la mayor turbulencia considerada. Además, se observa como en el caso de los momentos flectores los resultados obtenidos con OpenFast son siempre inferiores a los del modelo simplificado.

Respecto al escenario E4 de carga, cabe destacar que los resultados no siguen la tendencia de desviación de la mayor turbulencia, justificado en parte a la particularidad de que se considera activo el control de palas del aerogenerador. Ello se debe a que en este escenario de carga el viento actúa con velocidad nominal a la altura del rotor y, aunque se considere la

misma turbulencia que para el escenario E-3, la desviación que se obtiene es menor al existir una menor presencia de efectos como el amortiguamiento aeroelástico.

Tabla 6.4: Esfuerzos en la base del monopilote para el aerogenerador de 15 MW en base fija sin dimensionar

Esfuerzos en la base del monopilote (línea de barro)						
Modelo	Esfuerzo	Escenarios de carga				
		E1	E2	E3	E4	
OpenFast	Cortante (MN)	7,6	10,1	7,6	8,9	
	Momento flector (MN·m)	597,1	602,8	545,0	377,3	
Modelo Simplificado	Cortante (MN)	12,2	8,2	12,1	6,8	
	Momento flector (MN·m)	995,2	870,6	1636,5	593,2	
Diferencia (%)	Cortante	-61,2	18,4	-59,5	23,5	
	Momento flector	-66,7	-44,4	-200,3	-57,2	

La desviación de los resultados entre los modelos comienzan con la consideración inicial de esfuerzos en el rotor que, además, inciden directamente en los posteriores resultados obtenidos. Los resultados obtenidos para el modelo en base fija sin dimensionar son los que se muestran en la Figura 6.5.

De los resultados obtenidos, se observa nuevamente que los casos de mayor desviación son aquellos de turbulencia extrema de operación, es decir los escenarios de carga E-3 y E-4. Es de especial mención que, estos escenarios de carga presentan los modelos de viento más complejo y que la estimación de estas cargas presentan un importante carácter conservador. Por ello, este tipo de modelos son empleados en etapas iniciales de prediseño, ya que están del lado de la seguridad en el dimensionado. De acuerdo a normas como la DNV-RP-C205 [44], un cálculo más preciso de estas cargas de viento se realiza teniendo en cuenta también la velocidad instantánea de las palas; aunque en casos donde dicha velocidad sea despreciable en comparación a la velocidad del viento se puede no considerar, dando lugar a un método de cálculo conservador como aquí se observa.

Tabla 6.5: Esfuerzos en el rotor para el aerogenerador de 15 MW en base fija sin dimensionar

Esfuerzos cortantes en el rotor (MN)				
Modelo	Escenarios de carga			
	E1	E2	E3	E4
OpenFast	3,1	3,1	2,3	1,5
Modelo Simplificado	2,6	3,3	7,0	1,9
Diferencia (%)	15,4	-5,8	-201,3	-26,0

En cuanto las variables intrínsecas de desplazamientos y aceleraciones (Figura 6.3), se tiene la representación de las mismas en el instante de tiempo en el que se obtiene el valor máximo de estas variables, respectivamente, a la altura del rotor para los valores obtenidos de OpenFast; frente a la representación del continuo de desplazamientos y aceleraciones del modelo simplificado.

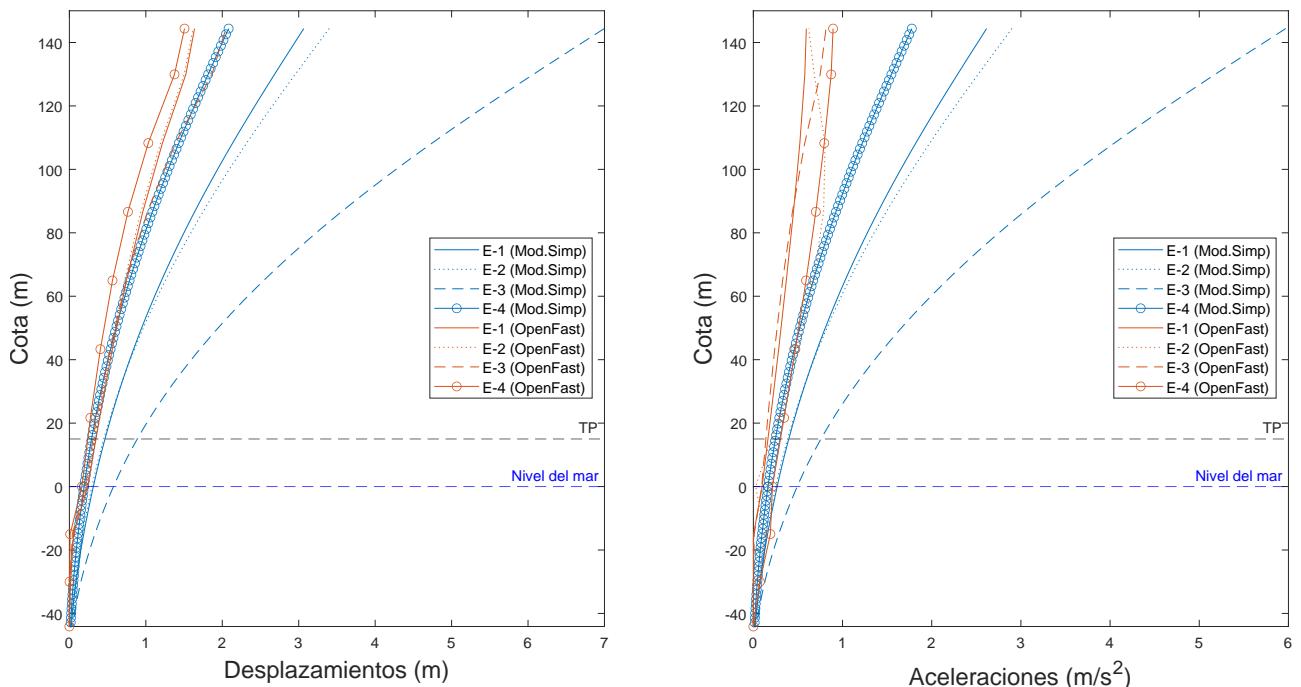


Figura 6.3: Comparación de desplazamientos y aceleraciones de los escenarios de carga para el aerogenerador de 15 MW en base fija sin dimensionar

En las tablas 6.6 y 6.7 se recogen las diferencias porcentuales de los resultados obtenidos en diferentes puntos de interés del aerogenerador.

Se observa que las simplificaciones consideradas en el modelo simplificado generan una respuesta bastante diferente de las variables de desplazamientos y aceleraciones, frente a las de un modelo más complejo como el de OpenFast. Además, esta diferencia se acentúa aún más en el caso de las aceleraciones, cuyo cálculo a partir de un estudio estático equivalente es bastante simplificado frente al modelo dinámico.

Es de especial mención que, nuevamente, los distintos escenarios de carga son un factor decisivo en cuanto a la diferencia de resultados entre ambos modelos. Se denota que la máxima turbulencia entre los escenario de carga y, por tanto, la de mayor presencia de los efectos de amortiguamiento aeroelástico, produce una mayor diferencia en la respuesta, principalmente a la altura del rotor, en donde los resultados obtenidos con el modelo simplificado tienden a experimentar resultados mucho mayores frente a OpenFast. Cabe destacar la influencia de los efectos del amortiguamiento aeroelástico, comentando que esta tendencia de aumento de la diferencia se reduce para el último escenario, E4, a pesar de operar con la misma turbulencia que el escenario E3 y a mayor velocidad de viento, debido a que se encuentra activo el control de palas para la protección del aerogenerador, tal y como se mencionó anteriormente y, por tanto, reduciendo la presencia de este efecto aeroelástico.

Por último, la diferencia entre los modelos depende a su vez del punto de estudio. En puntos como la base de la torre existe una menor diferencia de resultados, frente a otros como el rotor; en donde los efectos del amortiguamiento anteriormente descrito se acentúa. Es por ello que, de los resultados gráficos anteriores, se observa como la diferencia entre ambos modelos se acentúa a mayor sea la cota considerada.

Tabla 6.6: Desplazamientos en puntos de interés para el aerogenerador de 15 MW en base fija sin dimensionar

Desplazamiento del rotor (m)				
Modelo	Escenarios de carga			
	E1	E2	E3	E4
OpenFast	1,6	1,6	2,0	1,5
Modelo Simplificado	3,1	3,4	7,0	2,1
Diferencia (%)	-87,2	-110,1	-241,8	-38,3
Desplazamiento de la base de la torre (m)				
Modelo	Escenarios de carga			
	E1	E2	E3	E4
OpenFast	0,24	0,23	0,23	0,16
Modelo Simplificado	0,31	0,29	0,58	0,19
Diferencia (%)	-29,1	-25,5	-148,3	-17,6

Tabla 6.7: Aceleraciones en puntos de interés para el aerogenerador de 15 MW en base fija sin dimensionar

Aceleraciones del rotor ($\frac{m}{s^2}$)				
Modelo	Escenarios de carga			
	E1	E2	E3	E4
OpenFast	0,6	0,6	0,8	0,9
Modelo Simplificado	2,6	2,9	6,0	1,8
Diferencia (%)	-340,4	-367,1	-632,8	-98,8
Aceleraciones de la base de la torre ($\frac{m}{s^2}$)				
Modelo	Escenarios de carga			
	E1	E2	E3	E4
OpenFast	0,68	1,03	0,47	0,94
Modelo Simplificado	0,27	0,25	0,49	0,16
Diferencia (%)	60,4	75,6	-4,6	82,5

6.3.1.1. Comprobaciones de Estados Límites

En este apartado se realizará una comprobación con ambos modelos de los Estados Límites anteriormente descritos que debe satisfacer el aerogenerador, con el objetivo de determinar si las conclusiones que se obtienen con cada uno de ellos son las mismas o no. De acuerdo con el modelo simplificado, las peores solicitudes tienen lugar en el escenario de carga E-3; mientras que con OpenFast ocurre con el escenario E-2. A continuación, se comprueba si las pertinentes comprobaciones a realizar del aerogenerador aportan las mismas conclusiones con las mayores solicitudes obtenidas de cada modelo.

En primer lugar, se compara en la Tabla 6.12 las frecuencias que se obtienen entre ambos modelos, obteniendo que la comprobación de que las frecuencias se encuentren en el rango 1P y 3P se satisface para el modelo simplificado pero no con OpenFast.

Tabla 6.8: Comprobación de frecuencias entre ambos modelos para el aerogenerador de 15 MW sin dimensionar

Frecuencias (Hz)	Modelo simplificado	OpenFast
Frecuencia a la máxima rpm ($f_{1P,max}$ Aumentada un 10 %)		0,139
Frecuencia debida al efecto sombra ($f_{3P,min}$)		0,250
Frecuencia natural en base fija (f_{FB})	0,147	0,132
Comprobación: ($f_{1P,max} \leq f_{FB} \leq f_{3P,min}$)	0,139 < 0,147 < 0,250	0,139 < 0,132 < 0,250

Respecto a los Estados Límites Últimos, se observa como la comprobación de la capacidad última del terreno se verifica con ambos modelos (Tabla 6.9), mientras que no ocurre lo mismo para la plastificación del material (Tabla 6.10) y la inestabilidad elástica o pandeo del mismo (Tabla 6.11).

Tabla 6.9: Comprobación de la capacidad última del terreno entre ambos modelos para el aerogenerador de 15 MW sin dimensionar

Parámetro	Modelo simplificado	OpenFast
Fuerza resistente de la cimentación (F_R)	345,28 MN	
Momento resistente de la cimentación (M_R)	6042 MN·m	
Comprobación carga lateral: $F_{escenario} < F_R$	29,31 < 345,28 MN	13,603 < 345,28 MN
Comprobación momento resistente: $M_{escenario} < M_R$	2407,6 < 6042 MN·m	812,59 < 6042 MN·m

Tabla 6.10: Comprobación de plastificación entre ambos modelos para el aerogenerador de 15 MW sin dimensionar

Parámetro	Modelo simplificado	OpenFast
Tensión de Von Misses ($\sigma_{V,M}$)	785,87 MPa	212,95 MPa
Comprobación: $\sigma_{V,M} < f_{yd}$	785,87 > 322,73 MPa	212,95 < 322,73 MPa

Tabla 6.11: Comprobación de inestabilidad elástica entre ambos modelos para el aerogenerador de 15 MW sin dimensionar

Parámetro	Modelo simplificado	OpenFast
Axil de diseño (Ned)	36,239 MN	10,373 MN
Axil resistente (Nb,Rd)	582,02 MN	
Momento de diseño (Med)	2407,6 MN·m	812,59 MN·m
Momento resistente (Mb,Rd)	1439 MN·m	
Comprobación $\frac{N_{Ed}}{N_{b,Rd}} + \frac{M_{Ed}}{M_{b,Rd}} \leq 1$	1,7353 < 1	0,5825 < 1

En cuanto al Estado Límite de fatiga, se comprueba que el modelo no cumple a vida infinita con ambos modelos. No obstante, los ciclos previstos de oleaje con el modelo simplificado son superiores a los ciclos resistentes del material; mientras que con OpenFast ocurre lo contrario. En la Tabla 6.12 se recogen los resultados obtenidos.

Tabla 6.12: Comprobación de Estado Límite de fatiga entre ambos modelos para el aerogenerador de 15 MW sin dimensionar

Parámetro	Modelo simplificado		OpenFast	
	E-2	E-3	E-2	E-3
Tensión alterna máxima (σ_c)	666,02 MPa	1127,3 MPa	380,46 MPa	167,69 MPa
σ_{end}	260 MPa			
Comprobación: $\sigma_c < \sigma_{end}$	666,02 > 260 MPa	1127,3 > 260 MPa	380,46 > 260 MPa	335,39 > 260 MPa
Ciclos oleaje	1227,4 MPa			
Ciclos resistente	3789 MPa	781,5 MPa	20326 MPa	29672 MPa

A modo de resumen, en la Tabla 6.13 se recogen los resultados de las comprobaciones obtenidas para cada modelo, en donde en verde se marca aquella comprobación que satisface los requisitos mínimos; mientras que en rojo las que no.

Tabla 6.13: Resumen comparativo de Estados Límites entre ambos modelos para el aerogenerador de 15 MW sin dimensionar

Estado Límite		Condición	Modelo simplificado	OpenFast
ELS	Frecuencia	$f_{1P,max} < \leq f_0 \leq f_{3P,min}$		
ELU	Capacidad de carga geotécnica	$F_{Escenario} < F_R$		
	Plastificación	$M_{Escenario} < M_R$		
	Pandeo	$\sigma_{V,M} < f_{yd}$		
		$\frac{N_{Ed}}{N_{b,Rd}} + \frac{M_{Ed}}{M_{b,Rd}} \leq 1$		
ELF	Fatiga a vida infinita	$\sigma_c < \sigma_{end}$		

6.3.2. Caso en base fija dimensionado

Los resultados que se exponen en el presente apartado se corresponden con el caso del aerogenerador en base fija y con los dimensiones del diseño realizado en el capítulo. Dado que este la geometría de este diseño incorpora mayor espesor del monopilote, se tiene que el sistema a estudiar es más rígido en comparación al analizado en el apartado anterior.

Respecto a la respuesta en el dominio del tiempo se simulan para este caso cada escenario

de carga nuevamente y se obtienen los resultados mostrados en la Figura 6.4. Se observa como al ser más rígido, los desplazamientos y aceleraciones en el rotor se reducen en comparación al caso anterior.

La envolvente de esfuerzos cortantes y flectores de ambos modelos se representan en la Figura de la 6.5, en donde nuevamente se contrasta que el escenario de carga a considerar afecta a la respuesta obtenida. Además, al ser un problema isostático, en el modelo simplificado el cambio de rigidez tiene poca incidencia en los resultados, tan solo afectando al valor del DAF por el cambio de la frecuencia natural del sistema. Sin embargo, no ocurre lo mismo con la respuesta de OpenFast, en donde al incluir efectos dinámicos y no lineales de interacción fluido-estructura, los esfuerzos se ven afectados al cambiar la rigidez del sistema a simular.

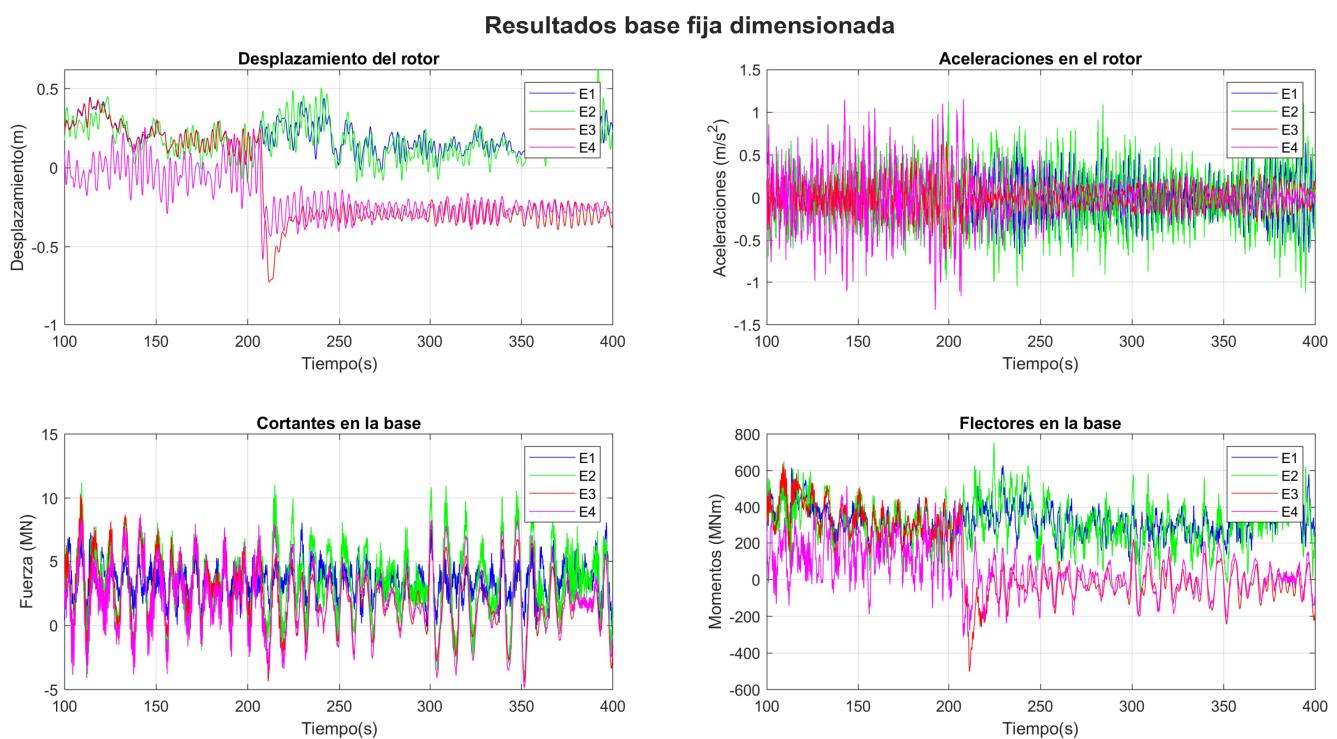


Figura 6.4: Respuesta en tiempo para los diferentes escenarios de carga para el aerogenerador de 15 MW en base fija dimensionado

Los esfuerzos a la altura del rotor se muestran en la Tabla 6.14; así como las desviaciones en porcentaje obtenidas en cada escenario de carga analizado se recogen en la Tabla 6.15. Se observa nuevamente en los resultados que la mayor turbulencia existente en el escenario de estudio, produce la mayor desviación de los resultados obtenidos. Además, se comprueba que

ambos modelos reproducen resultados de momentos flectores en la base con cierto grado de similitud, viéndose principalmente afectado en el caso de mayor turbulencia en el escenario E-3. Tal y como se comentó anteriormente, aunque en el escenario E-4 se aplique la misma turbulencia de viento que en el E-3, la activación del control de palas produce una disminución de los efectos derivados de la turbulencia como es el amortiguamiento aeroelástico y, por tanto, se obtiene resultados más semejantes entre los modelos.

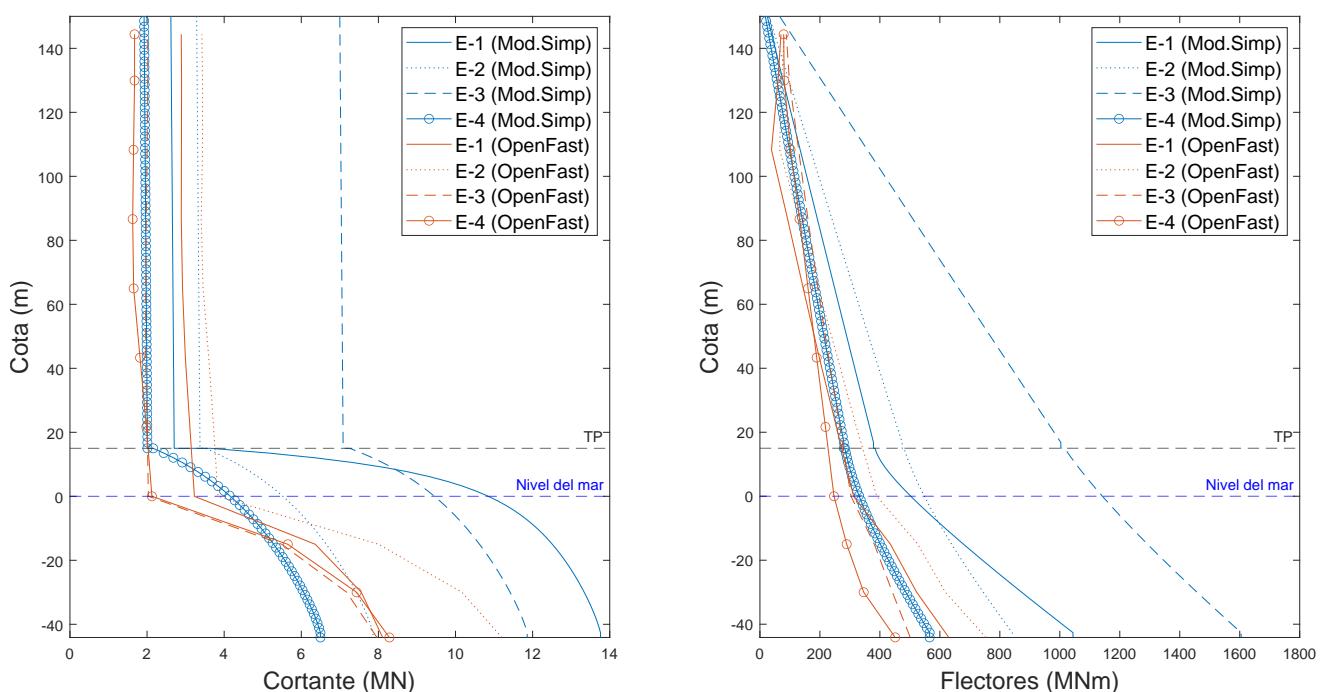


Figura 6.5: Envolventes de esfuerzos de los escenarios de carga para el aerogenerador de 15 MW en base fija dimensionado

Tabla 6.14: Esfuerzos en el rotor para el aerogenerador de 15 MW en base fija dimensionada

Esfuerzos cortantes en el rotor (MN)				
Modelo	Escenarios de carga			
	E1	E2	E3	E4
OpenFast	2,9	3,4	2,0	1,7
Modelo Simplificado	2,6	3,3	7,0	1,9
Diferencia (%)	9,5	4,1	-246,6	-14,4

Tabla 6.15: Esfuerzos en la base del monopilote para el aerogenerador de 15 MW en base fija dimensionada

Esfuerzos en la base del monopilote (línea de barro)					
Modelo	Esfuerzo	Escenarios de carga			
		E1	E2	E3	E4
OpenFast	Cortante (MN)	8,1	11,2	8,0	8,3
	Momento flector (MN·m)	629,7	753,3	501,2	450,9
Modelo Simplificado	Cortante (MN)	13,8	7,9	11,9	6,5
	Momento flector (MN·m)	1064,3	852,9	1622,2	575,5
Diferencia (%)	Cortante	-69,7	29,8	-48,9	21,6
	Momento flector	-69,0	-13,2	-223,7	-27,6

La representación de los desplazamientos y aceleraciones de ambos modelos se muestran en la Figura 6.6. Gráficamente se observa como al realizar el cálculo con una cimentación más rígida, los desplazamientos de la subestructura presentan una pendiente inferior respecto al caso anterior.

Las diferencias porcentuales de los desplazamientos obtenidos se recogen en la Tabla 6.16 y las de las aceleraciones en la Tabla 6.17. Se comprueba como las consideraciones realizadas en ambos modelos provocan diferencias notables de estas variables; además de que el punto de estudio es también un factor decisivo puesto que la incidencia de efectos de iniciales o de amortiguamiento se acentúan a mayor sea la cota del punto considerado.

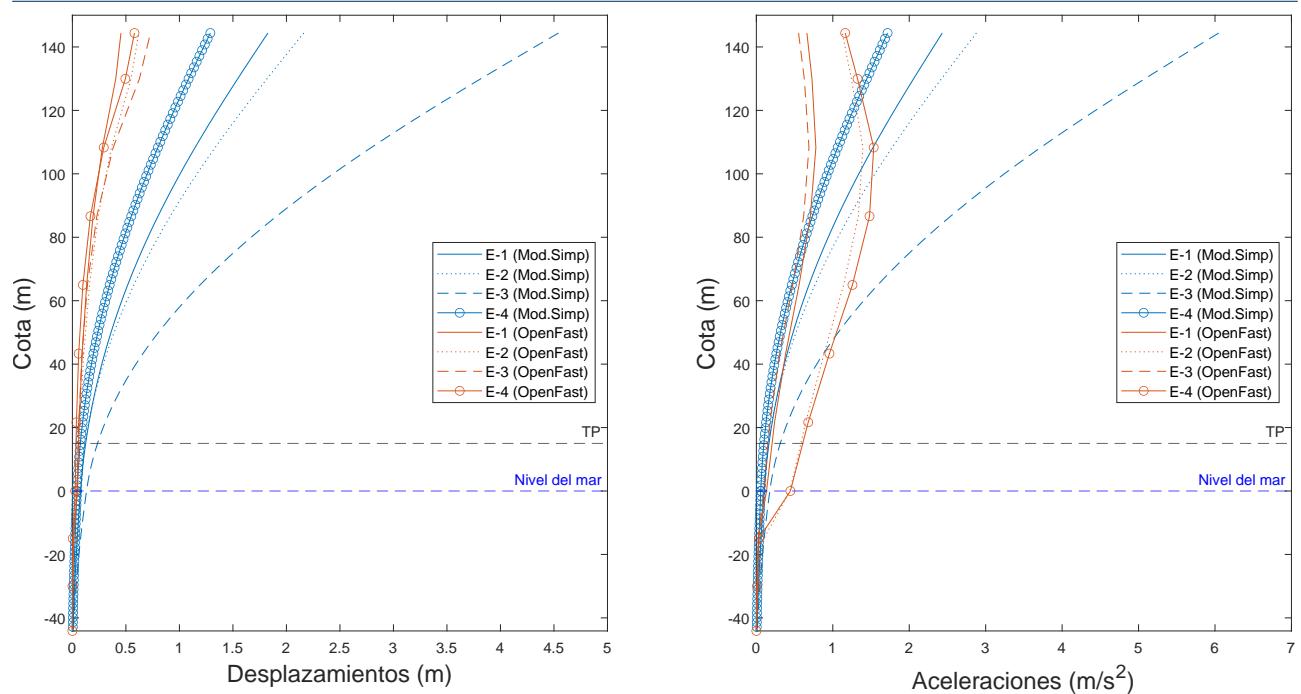


Figura 6.6: Comparación de desplazamientos y aceleraciones de los escenarios de carga para el aerogenerador de 15 MW en base fija dimensionada

Tabla 6.16: Desplazamientos en puntos de interés para el aerogenerador de 15 MW en base fija dimensionada

Desplazamiento del rotor (m)				
Modelo	Escenarios de carga			
	E1	E2	E3	E4
OpenFast	0,5	0,6	0,7	0,6
Modelo Simplificado	1,8	2,2	4,5	1,3
Diferencia (%)	-302,5	-248,3	-523,0	-122,3
Desplazamiento de la base de la torre (m)				
Modelo	Escenarios de carga			
	E1	E2	E3	E4
OpenFast	0,05	0,06	0,04	0,03
Modelo Simplificado	0,08	0,07	0,13	0,04
Diferencia (%)	-46,5	-9,6	-199,2	-27,8

Tabla 6.17: Aceleraciones en puntos de interés para el aerogenerador de 15 MW en base fija dimensionada

Aceleraciones del rotor ($\frac{m}{s^2}$)				
Modelo	Escenarios de carga			
	E1	E2	E3	E4
OpenFast	0,7	1,1	0,6	1,2
Modelo Simplificado	2,4	2,9	6,0	1,7
Diferencia (%)	-266,8	-156,2	-995,2	-47,7
Aceleraciones de la base de la torre ($\frac{m}{s^2}$)				
Modelo	Escenarios de carga			
	E1	E2	E3	E4
OpenFast	0,54	0,81	0,31	0,65
Modelo Simplificado	0,10	0,09	0,18	0,06
Diferencia (%)	81,3	89,0	42,9	91,1

6.3.3. Caso en base flexible dimensionado

El tercer caso de estudio a analizar incorpora los fenómenos de interacción suelo-estructura al aerogenerador con el monopilote diseñado en el presente trabajo.

La respuesta en tiempo obtenida para estos casos se muestra en la Figura 6.7.

Las envolventes de esfuerzos cortantes y flectores se recogen en las Figura 6.8. En la Tabla 6.18 se recogen las desviaciones porcentuales de los esfuerzos cortantes y flectores obtenidas para cada escenario de carga; así como en la Tabla 6.19 se recogen los esfuerzos cortantes obtenidos a la cota del rotor. Al igual que en el caso anterior, se observa como la rigidez del conjunto incide levemente sobre los resultados de esfuerzos obtenidos en el modelo simplificado al tratarse de un problema isostático; mientras que la respuesta de OpenFast sí se ve alterada.

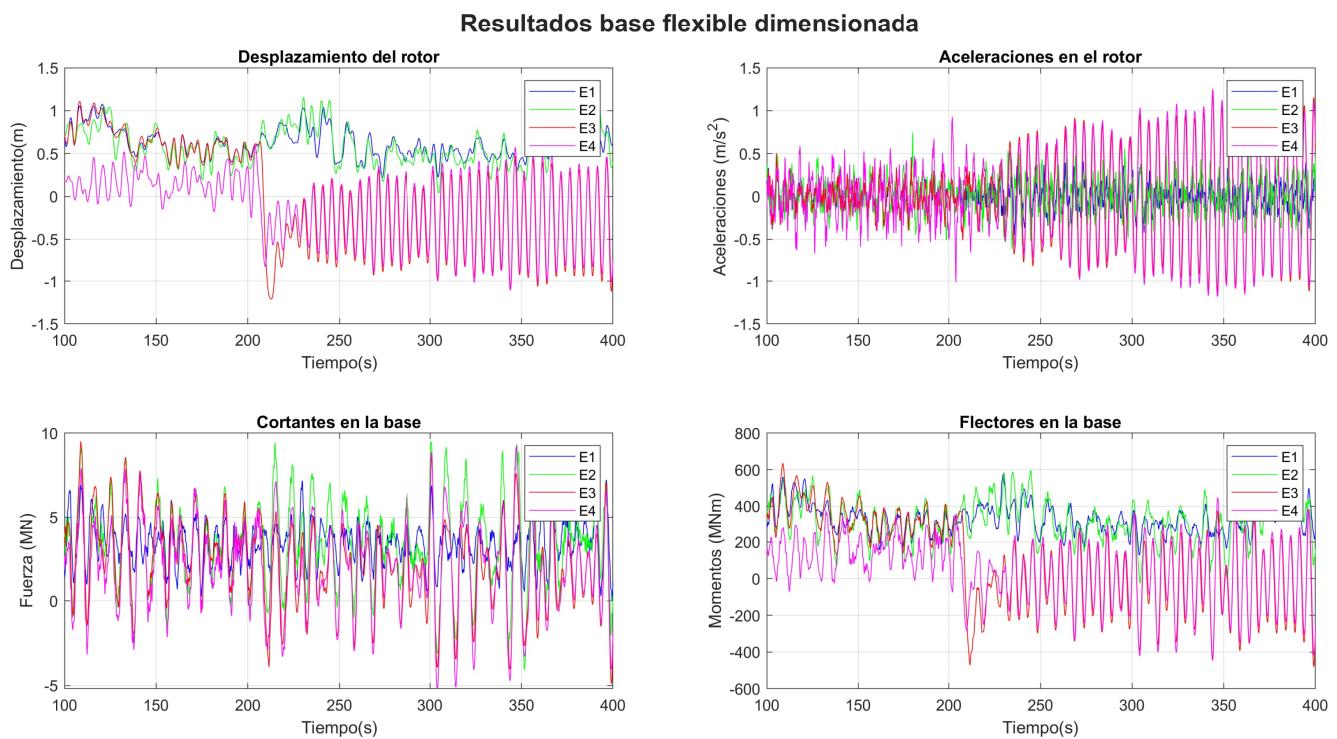


Figura 6.7: Respuesta en tiempo para los diferentes escenarios de carga para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionada

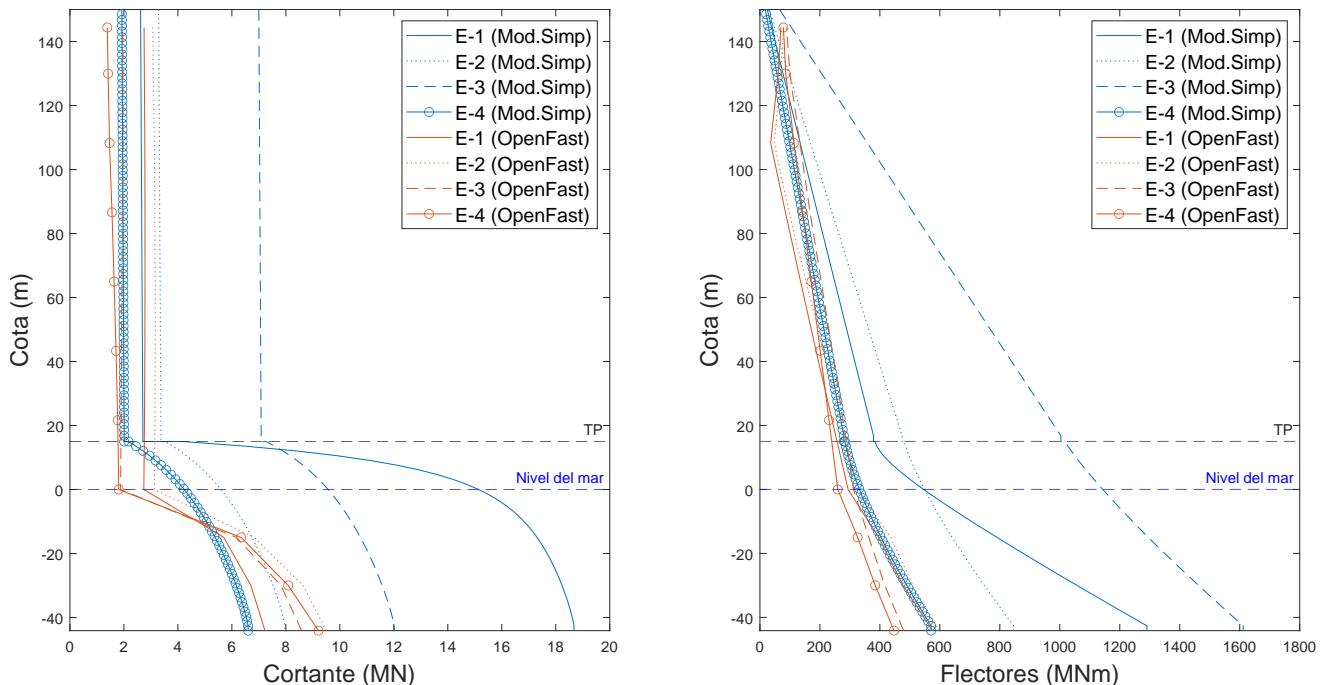


Figura 6.8: Envolventes de esfuerzos de los escenarios de carga para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionada

Tabla 6.18: Esfuerzos en la base del monopilote para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionada

Esfuerzos en la base del monopilote (línea de barro)					
Modelo	Esfuerzo	Escenarios de carga			
		E1	E2	E3	E4
OpenFast	Cortante (MN)	7,2	9,5	8,6	9,2
	Momento flector (MN·m)	575,7	597,6	479,1	447,1
Modelo Simplificado	Cortante (MN)	18,7	8,0	12,0	6,6
	Momento flector (MN·m)	1318,1	857,9	1629,4	580,4
Diferencia (%)	Cortante	-158,5	16,1	-40,0	28,3
	Momento flector	-129,0	-43,6	-240,1	-29,8

Tabla 6.19: Esfuerzos en el rotor para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionada

Esfuerzos cortantes en el rotor (MN)				
Modelo	Escenarios de carga			
	E1	E2	E3	E4
OpenFast	2,7	3,1	2,0	1,4
Modelo Simplificado	2,6	3,3	7,0	1,9
Diferencia (%)	4,9	6,9	257,5	38,5

La representación de los desplazamientos y aceleraciones se muestran en la Figura 6.9.

Cabe destacar en estos resultados los desplazamientos y aceleraciones no nulos en el nivel de la línea de barro, los cuales son mayores en el modelo simplificado. En las tablas 6.20 6.21 se recogen las desviaciones porcentuales obtenidas tanto para desplazamientos como aceleraciones.

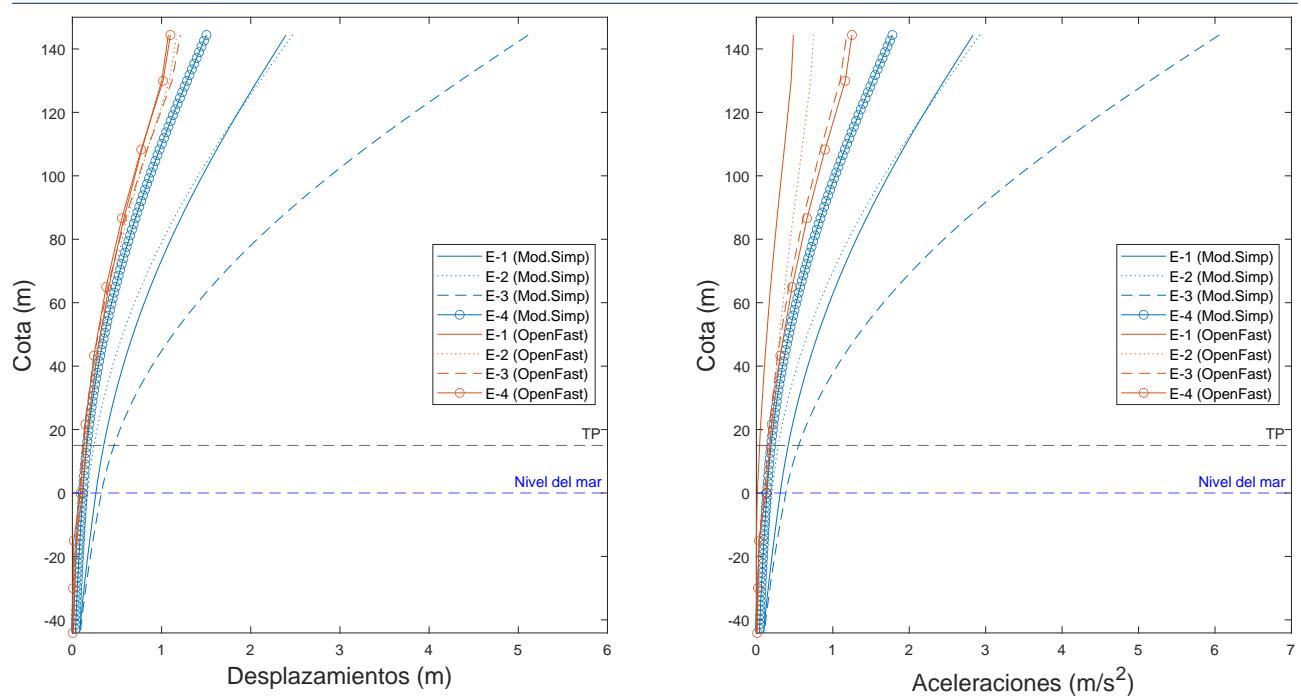


Figura 6.9: Comparación de desplazamientos y aceleraciones de los escenarios de carga para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionada

Tabla 6.20: Aceleraciones en puntos de interés para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionada

Aceleraciones del rotor ($\frac{m}{s^2}$)				
Modelo	Escenarios de carga			
	E1	E2	E3	E4
OpenFast	0,5	0,7	1,2	1,3
Modelo Simplificado	2,8	2,9	6,1	1,8
Diferencia (%)	-484,1	-291,3	-412,4	-42,3
Aceleraciones de la base de la torre ($\frac{m}{s^2}$)				
Modelo	Escenarios de carga			
	E1	E2	E3	E4
OpenFast	0,17	0,27	0,15	0,23
Modelo Simplificado	0,31	0,20	0,39	0,14
Diferencia (%)	-84,7	24,8	-155,0	40,5

Tabla 6.21: Desplazamientos en puntos de interés para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionada

Desplazamiento del rotor (m)				
Modelo	Escenarios de carga			
	E1	E2	E3	E4
OpenFast	1,1	1,2	1,2	1,1
Modelo Simplificado	2,4	2,5	5,1	1,5
Diferencia (%)	-122,5	-110,9	-322,2	-36,8
Desplazamiento de la base de la torre (m)				
Modelo	Escenarios de carga			
	E1	E2	E3	E4
OpenFast	0,12	0,12	0,10	0,09
Modelo Simplificado	0,26	0,17	0,33	0,12
Diferencia (%)	-127,8	-42,5	-238,5	-28,9
Desplazamiento en la línea de barro (m)				
Modelo	Escenarios de carga			
	E1	E2	E3	E4
OpenFast	0,01	0,01	0,01	0,01
Modelo Simplificado	0,04	0,02	0,04	0,02
Diferencia (%)	-203,0	-65,0	-294,5	-37,1

6.4. Respuesta ante cargas exclusivas de viento u oleaje en la estructura

La consideración de las cargas y su definición es un aspecto fundamental de diferencias entre los modelos numéricos de estudio. Es por ello que, en el presente apartado, se pretende comprobar la respuesta de la estructura frente a cargas exclusivas de viento u oleaje. Como cargas de estudio, se desglosarán los escenarios de carga que presentan la menor y mayor turbulencia de viento; es decir, escenarios de carga E-1 (viento U-1 con turbulencia normal a velocidad nominal y oleaje significativo a 1 año de periodo de retorno W-2) y E-3 (viento U-3 con turbulencia extrema de operación a velocidad nominal y oleaje máximo a 1 año de

retorno W-2), respectivamente. Para cada caso de estudio del aerogenerador se comprobará las respuesta obtenida frente a cada una de las condiciones de viento u oleaje que componen los citados escenarios. En este caso, no se estudia el escenario E-4, en el que también se considera la mayor turbulencia de viento, ya que, tal y como se comprobó anteriormente, la activación del control de palas reduce los efectos de dicha turbulencia. Además, como caso de estudio a presentar se mostrarán únicamente los resultados obtenidos en el sistema de base flexible. Es decir, se analiza el aerogenerador con la cimentación diseñada, pero incorporando efectos de interacción suelo-estructura, debido a que las conclusiones obtenidas para los sistema de base fija misma son las mismas.

La respuesta en tiempo que se obtiene es la de la Figura 6.10.

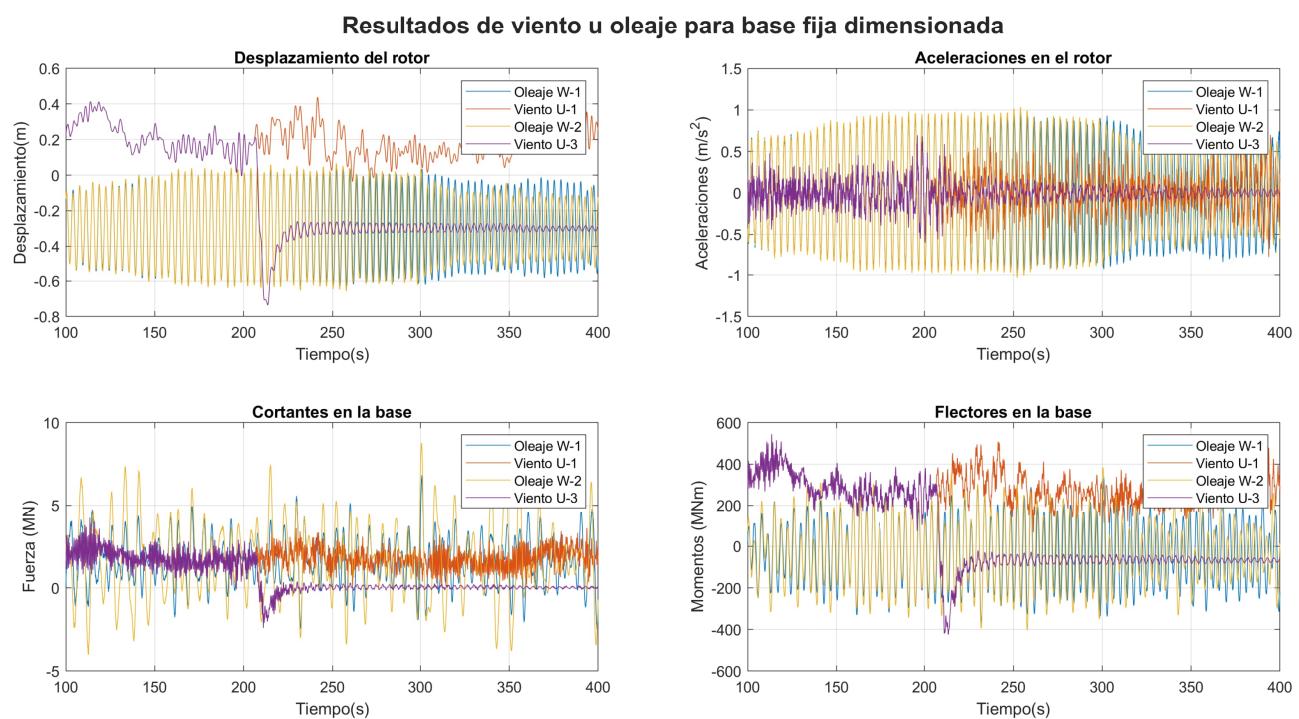


Figura 6.10: Respuesta en tiempo del aerogenerador para las diferentes solicitudes de viento u oleaje para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionado

Las envolventes de esfuerzos de la figura 6.11 muestran una respuesta del oleaje dependiente del escenario considerado y un sobredimensionado del viento por parte del modelo simplificado frente a los resultados de OpenFast. Destacar que en el caso del viento, el sobredimensionado es especialmente acusado cuando se incorpora mayor turbulencia de viento.

Además, en el caso del oleaje se comprueba que la tendencia es diferente entre ambos programas; así como se observa la presencia de efectos inerciales y dinámicos en OpenFast al no presentar una respuesta de esfuerzos nula en la torre. También, en OpenFast aumentan los esfuerzos al considerar el escenario de olas W-2, mientras que en el modelo simplificado ocurre lo contrario. Ello se debe a que la frecuencia del oleaje en el escenario de olas W-1 se encuentra próxima a la frecuencia natural del sistema; dando lugar a un factor de amplificación dinámico bastante superior al obtenido con oleaje W-2. Por tanto, en líneas generales se observa que en el modelo simplificado se tiende infradimensionar las condiciones del oleaje en aquellos casos donde la frecuencia del oleaje diste de la frecuencia natural.

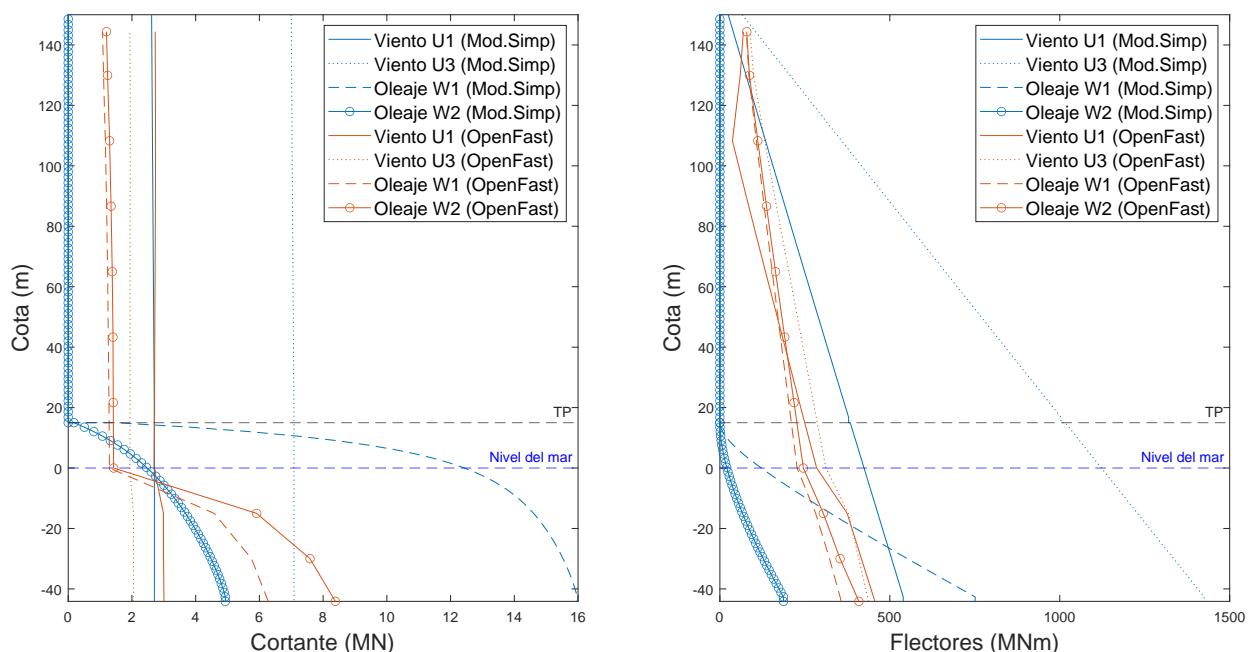


Figura 6.11: Envolventes de esfuerzos frente a solicitudes exclusivas de viento u oleaje

En la Tabla 6.22 se muestran los valores máximos obtenidos y las desviaciones porcentuales obtenidas. Respecto a los desplazamientos y aceleraciones de la Figura 6.12 , la respuesta obtenida es bastante similar a la de los casos anteriores.

Tabla 6.22: Esfuerzos cortantes y flectores en la base del monopilote frente a solicitudes exclusivas de viento u oleaje

Esfuerzos en la base del monopilote (línea de barro)					
Modelo	Esfuerzo	Oleaje		Viento	
		W1	W2	U1	U3
OpenFast	Cortante (MN)	6,28	8,38	3,01	2,05
	Momento flector (MN·m)	357,23	409,02	456,08	437,56
Modelo Simplificado	Cortante (MN)	15,97	4,93	2,70	7,09
	Momento flector (MN·m)	774,63	194,27	543,48	1435,20
Diferencia (%)	Cortante	-154,46	41,19	10,02	-245,08
	Momento flector	-116,84	52,50	-19,16	-228,00

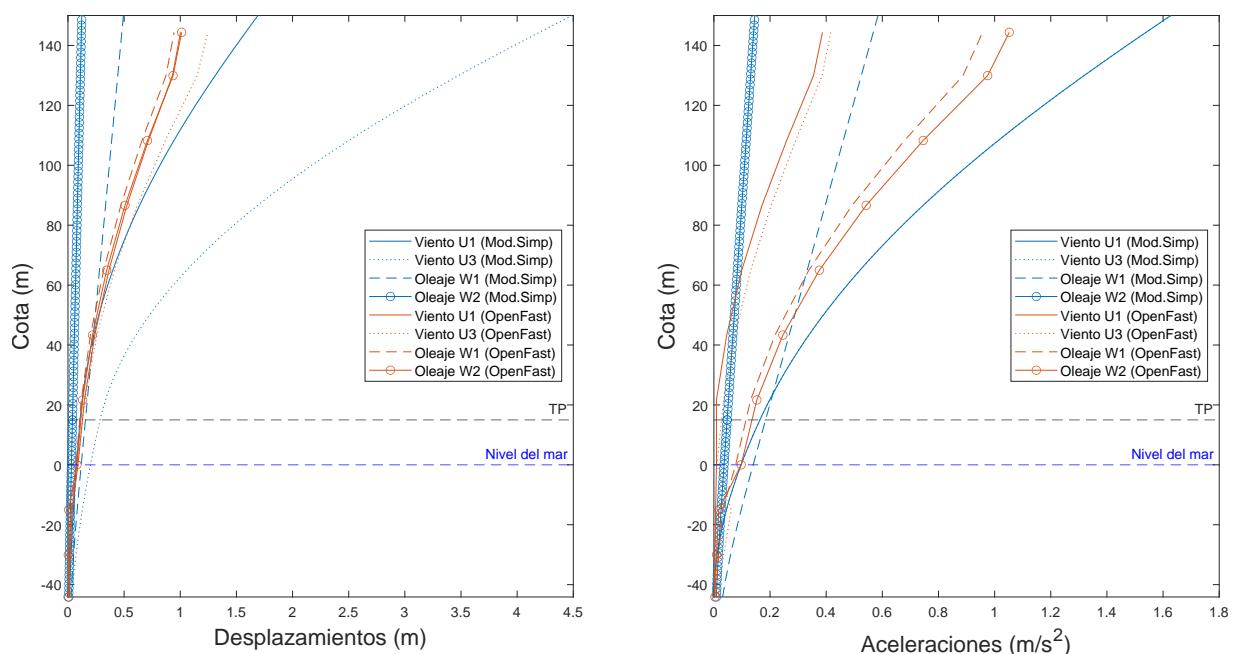


Figura 6.12: Comparación de desplazamientos y aceleraciones frente frente a solicitudes exclusivas de viento u oleaje

Los valores máximos obtenidos se recogen en las tablas 6.24 y la 6.23.

Tabla 6.23: Desplazamientos en puntos de interés ante viento u oleaje para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionado

Desplazamiento del rotor (m)				
Modelo	Oleaje		Viento	
	W1	W2	U1	U3
OpenFast	0,94	1,01	1,00	1,25
Modelo Simplificado	0,52	0,13	1,88	4,98
Diferencia (%)	45,28	87,28	-87,33	-300,04
Desplazamiento de la base de la torre (m)				
Modelo	Oleaje		Viento	
	W1	W2	U1	U3
OpenFast	0,072	0,020	0,092	0,089
Modelo Simplificado	0,156	0,040	0,108	0,286
Diferencia (%)	-116,96	-103,06	-17,57	-222,42
Desplazamiento en la línea de barro (m)				
Modelo	Oleaje		Viento	
	W1	W2	U1	U3
OpenFast	0,008	0,009	0,009	0,008
Modelo Simplificado	0,026	0,007	0,012	0,033
Diferencia (%)	-231,87	21,72	-42,07	-310,36

Tabla 6.24: Aceleraciones en puntos de interés ante viento u oleaje para el aerogenerador de 15 MW en base flexible dimensionado

Modelo	Aceleraciones del rotor ($\frac{m}{s^2}$)			
	Oleaje		Viento	
	W1	W2	U1	U3
OpenFast	0,96	1,05	0,39	0,42
Modelo Simplificado	0,61	0,15	2,22	5,90
Diferencia (%)	36,04	85,52	-474,81	-1316,49
Aceleraciones de la base de la torre ($\frac{m}{s^2}$)				
Modelo	Oleaje		Viento	
	W1	W2	U1	U3
	0,155	0,167	0,316	0,164
OpenFast	0,184	0,047	0,128	0,338
Diferencia (%)	-18,97	71,79	59,42	-106,07

6.5. Resumen comparativo

Los resultados obtenidos para la comparación entre ambos modelos se resumen en este apartado contrastando las diferencias existentes en cada caso de estudio de los anteriormente explicados.

En cuanto a las frecuencias naturales, se observa como en los casos de mayor rigidez el modelo simplificado es capaz de representar al sistema de estudio de manera bastante próxima a OpenFast, en donde las desviaciones son inferiores al 5 %. No obstante, para el caso más flexible (monopilote sin dimensionar) la diferencia de frecuencias aumenta considerablemente. Los valores obtenidos se recogen en la Tabla 6.25, pudiendo observar claramente como el primer caso ejecutado en base fija empleando el espesor del modelo referencia es un modelo mucho más flexible, frente al caso en base fija con el espesor del dimensionado realizado. También, en el caso del monopilote diseñado se observa la incidencia de los efectos de interacción suelo-estructura, en donde dicha interacción flexibiliza al conjunto y reduce la primera frecuencia natural del sistema.

Tabla 6.25: Comparación de las frecuencias naturales entre los casos estudiados

Modelo	Frecuencias naturales (Hz)		
	Base fija		Base flexible
	Sin dimensionar	Dimensionado	Dimensionado
Mod. Simplificado	0,147	0,184	0,173
OpenFast	0,132	0,181	0,169
Desviación (%)	-11,4	-1,5	-2,5

En cuanto a las demás variables analizadas, es decir, esfuerzos cortantes y flectores, desplazamientos y aceleraciones se observan diferencias entre los diferentes casos de estudios como se puede observar en la Tabla 6.26, en donde se recoge los resultados de los escenarios de carga que el mayor y menor resultado obtenido de cada variable.

Tabla 6.26: Comparación de esfuerzos cortantes y flectores, desplazamientos y aceleraciones entre los casos estudiados de mayor y menor valor

Modelo		Modelo simplificado			OpenFast		
Tipo de base		Base fija		Base flexible	Base fija		Base flexible
Monopilote		Sin dimensionar	Dimensionada	Dimensionada	Sin dimensionar	Dimensionada	Dimensionada
Mínimos	Cortantes (MN)	6,8	6,5	6,6	7,6	8,0	7,2
	Flectores (MN·m)	593,2	575,5	580,4	545,0	450,9	447,1
	Desplazamientos del rotor(m)	2,1	1,3	1,5	1,5	0,5	1,1
	Aceleraciones del rotor($\frac{m}{s^2}$)	1,8	1,7	1,8	0,6	0,6	0,5
Máximos	Cortantes (MN)	12,2	13,8	18,7	10,1	11,2	9,5
	Flectores (MN·m)	1636,5	1622,2	1629,4	602,8	753,3	597,6
	Desplazamientos del rotor(m)	7,0	4,5	5,1	2,0	0,7	1,2
	Aceleraciones del rotor($\frac{m}{s^2}$)	6,0	6,0	6,1	0,9	1,2	1,3

Analizando los resultados de los esfuerzos obtenidos, se puede ver como los cambios de rigidez de la estructura no afectan a los esfuerzos isostáticos en el caso del modelo simplificado, pero sí lo hacen en los resultados obtenidos con OpenFast. Dichas diferencias en este modelo simplificado tienen su origen en la contribución del factor de amplificación dinámico (DAF) en cada caso. Destacar que este valor de amplificación está sujeto al amortiguamiento del sistema, en este caso para el modelo simplificado considerado de valor 1% como valor típico del acero, además de ser una suposición bastante simplificada en la realización del análisis estático

equivalente realizado.

Los resultados obtenidos muestran una tendencia clara en que los esfuerzos cortantes obtenidos con OpenFast tienden por lo general a ser mayores que los del modelo simplificado, de la misma forma que los resultados de momentos flectores siguen la tendencia diferentes y suelen ser mayores en el modelo simplificado.

En cuanto a los desplazamientos y aceleraciones obtenidos a la altura del rotor se puede observar como se trata de variables con resultados bastante diferentes entre ambos modelos, especialmente para el caso de las aceleraciones obtenidas, debido principalmente a la naturaleza del modelo simplificado. Se observa, tanto en los máximos como en los mínimos, que los resultados de desplazamientos del modelo simplificado son mayores a los de OpenFast. Además, cabe destacar la presencia de los efectos de interacción suelo-estructura que provoca un aumento de los desplazamientos obtenidos para ambos modelos. Respecto a los resultados de aceleraciones, es de especial mención que su cálculo en un análisis estático equivalente presenta una simplificación demasiado importante frente al problema dinámico simulado en OpenFast y produce resultados que no son representativos del problema de estudio; es decir, las simplificaciones realizadas para el cálculo de las aceleraciones no permiten estudiar esta variable en el modelo simplificado.

Por último, y con el objetivo de establecer un rango de desviaciones, en la Tabla 6.27 se recoge la máxima y mínima desviación en valor absoluto. Destacar que el resultado presentado sigue mostrándose de valor positivo o negativo para enfocar si dicha desviación proporciona valores superiores o inferiores del modelo simplificado frente a OpenFast. De las desviaciones mostradas se puede concluir que el modelo simplificado representa con un aceptable grado de similitud los resultados en términos de esfuerzos cortantes y flectores; mientras que en términos de desplazamientos y aceleraciones no presenta resultados representativos. Además, cabe destacar que el modelo simplificado es principalmente eficaz para estados de carga con poca turbulencia de viento; mientras que para aquellos casos con mayor turbulencia proporciona una respuesta sobredimensionada del sistema.

Tabla 6.27: Desviaciones porcentuales máximas y mínimas

Variable	Desviación (%)	
	Mínima	Máxima
Cortantes	8,6	-266,7
Flectores	-8,8	-96,6
Desplazamientos	-38,3	-172,7
Aceleraciones	-199,1	-523,0

Para cuantificar los efectos de la interacción suelo-estructura entre los caso de base fija y base flexible con dimensiones del monopilote diseñado para cada escenario de carga, se calcula la diferencia porcentual de manera análoga a lo realizado entre los modelos tal que:

$$\text{Diferencia(\%)} = \frac{\text{Valor}_{\text{FB}} - \text{Valor}_{\text{SSI}}}{\text{Valor}_{\text{FB}}} \quad (6.2)$$

En donde:

- Valor_{FB} representa el valor de la variable a analizar en el caso de base fija.
- $\text{Valor}_{\text{SSI}}$ representa el valor de la variable a analizar en el caso de base flexible que incorpora fenómenos de interacción suelo-estructura.

Un valor positivo indica que el resultado de la variable obtenido en base fija es superior al obtenido al incorporar fenómenos de interacción suelo-estructura; mientras que un valor negativo indica lo contrario.

En la tablas 6.28, 6.29 y 6.30 se recogen los resultados obtenidos. Se observa como la tendencia entre ambos programas suele ser la misma, aunque porcentualmente sea bastante dispar la diferencia obtenida. En el caso de los esfuerzos, los modelos de base fija tienden a presentar esfuerzos menores en el modelo simplificado, mientras que en OpenFast los resultados son variados y dependientes del escenario de carga considerado. No ocurre lo mismo con los desplazamiento, en donde se observa que la flexibilización de la estructura al incorporar los efectos de la interacción suelo-estructura genera en ambos modelos numéricos unos desplazamientos mayores en el rotor respecto al caso en base fija, aunque con un porcentaje de desviación sig-

nificativamente diferentes entre ambos. Por último, la respuesta de las aceleraciones ante la interacción suelo estructura no sigue una tendencia clara y, mucho menos, unos porcentajes de la variación similares entre ambos modelos.

Tabla 6.28: Variación porcentual de los esfuerzos cortantes y flectores en la base del aerogenerador ante fenómenos de interacción suelo-estructura

Variación en los esfuerzos en la base del monopilote (%)					
Modelo	Esfuerzo	Escenarios de carga			
		E1	E2	E3	E4
OpenFast	Cortante	10,9	15,2	-7,8	-11,2
	Momento flector	8,6	20,7	4,4	0,83
Modelo Simplificado	Cortante	-35,7	-1,4	-1,3	-1,6
	Momento flector	-23,9	-0,6	-0,4	-0,9

Tabla 6.29: Variación de los desplazamientos del rotor ante fenómenos de interacción suelo-estructura

Variación en el desplazamiento del rotor (%)				
Modelo	Escenarios de carga			
	E1	E2	E3	E4
OpenFast	-137,1	-88,7	-66,0	-89,5
Modelo Simplificado	-31,1	-14,2	-12,5	-16,6

Tabla 6.30: Variación de las aceleraciones del rotor ante fenómenos de interacción suelo-estructura

Variación en las aceleraciones del rotor (%)				
Modelo	Escenarios de carga			
	E1	E2	E3	E4
OpenFast	26,8	33,5	-113,9	-7,6
Modelo Simplificado	-16,6	-1,6	-0,1	-3,7

Por último, las principales diferencias entre los resultados obtenidos con ambos modelos pueden agruparse en la Tabla 6.31.

Tabla 6.31: Comparación de los resultados obtenidos

Parámetro	Modelo simplificado	OpenFast
Frecuencias naturales	Mod.Simplificado \simeq OpenFast	
Esfuerzo predominante	Viento	Oleaje
Esfuerzos cortantes	Mod.Simplificado < OpenFast	
Esfuerzos flectores	Mod.Simplificado > OpenFast	
Desplazamientos	Máximos en el rotor	
	Mod.Simplificado > OpenFast	
Aceleraciones	Máximos en el rotor	Máximo en punto intermedio de la torre
	Mod.Simplificado > OpenFast	
Incorporación fenómenos de	Aumento de esfuerzos	Tiende a la disminución de esfuerzos
interacción suelo-estructura (SSI)	Aumentan los desplazamientos	
	Tienden al aumento de aceleraciones	No sigue una tendencia definida
Resultados entre modelos	Esfuerzos reproducibles y comparables entre ambos	
	Variables intrínsecas no reproducibles ni comparables	
Validez del estudio con ambos modelos	Apto para estudios con bajas turbulencias de viento	
Consideraciones	Carácter conservador del modelo simplificado	
	Efectos dinámicos no caracterizados	
	adecuadamente en el mod.simplificado	
	Efectos del amortiguamiento aeroelástico	
	Diferente predominancia de los efectos de interacción suelo-estructura	

CAPÍTULO 7

Conclusiones y propuestas de mejora

En el presente capítulo se expondrán las principales conclusiones extraídas durante el desarrollo de este trabajo; así como se formularán diferentes propuestas de mejora enfocadas a líneas futuras de trabajo en el ámbito.

Durante el trabajo, se ha abordado el empleo de dos modelos numéricos diferentes para el cálculo y análisis de estructuras de soporte para aerogeneradores marinos, caracterizados por presentar un modelado y una resolución del problema desde diferentes metodologías. Para ello, como punto de partida se opta por considerar como caso particular de estudio en las islas Canarias dado el alto potencial de desarrollo de la energía eólica de que dispone. Como resultado del proyecto a abordar, se obtiene que un aerogenerador de 15 MW de potencia nominal ubicado en la costa sureste de la isla de Gran Canaria es el más adecuado dadas las características de lugar. A partir de la selección del aerogenerador, se realiza el análisis estructural del mismo ante las cargas de viento, oleaje y corrientes a las que se verá sometido en el lugar de ubicación; así como se incorporan los fenómenos de interacción suelo-estructura derivados de las propiedades del terreno. Dicho análisis estructural comprende etapas de dimensionado del monopilote; del mismo modo que también aborda las comprobaciones de Estados Límites del aerogenerador para el sistema seleccionado.

Las conclusiones que se extraen se organizan en diferentes enfoques. En primer lugar, se analizarán las conclusiones derivadas de los resultados obtenidos con los modelos numéricos de estudio en términos de las variables de interés de estudio del problema (esfuerzos cortantes y flectores, desplazamientos y aceleraciones); así como de comprobaciones a realizar en el estudio estructural. Posteriormente, se elaborarán futuras líneas de trabajo a abordar como propuestas

de mejora.

7.1. Evaluación de los modelos numéricos

La diferencia en la definición del problema entre los modelos numéricos de estudios es notable, como queda patente en las explicaciones teóricas desarrolladas en este trabajo. No obstante, se observa que a pesar de las diferencias existentes en la geometría, ambos modelos son capaces de alcanzar una reproducción similar del problema como se comprueba en el estudio de las frecuencias naturales del sistema. Sin embargo, se observa como el modelado de factores externos como las cargas; del mismo modo que los efectos derivados de los casos de estudios considerados producen diferencias notables entre ambos. Por un lado, se comprueba que el modelo simplificado aborda de manera conservadora los efectos relacionados con el campo de viento del emplazamiento, mientras que presenta una deficiencia en el modelado de las cargas dinámicas del oleaje. Ello se traduce en que, en el análisis de esfuerzos, se obtengan altos porcentajes de diferencia entre las medidas, especialmente cuando los efectos dinámicos del problema (entiéndase como tal los efectos iniciales, de amortiguamiento aeroelástico o de amortiguamiento hidrodinámico presentes) adquieren una relevancia importante. Ello queda patente en el sobredimensionado de la respuesta que se obtiene en los casos de mayor turbulencia de viento o, las notables diferencias entre la respuesta frente al oleaje que se obtiene.

Los efectos dinámicos anteriormente mencionados también inciden notablemente en los resultados de otras variables como los desplazamientos y aceleraciones. En el caso de esta última, especialmente marcada por el carácter excesivamente simplificado que adquiere en el modelo de elementos finitos, en donde su cálculo se basa en un estudio estático equivalente. Además, en este aspecto, es de especial mención la aplicación de los Factores de Amplificación Dinámicos (DAF), que constituyen una simplificación importante de los efectos de las cargas cíclicas frente a las estáticas. Sin embargo, en la propia concepción de los DAF existe la disyuntiva relacionada con la manera de abordar dicho factor en relación a las cargas de oleaje.

Respecto a los fenómenos de interacción suelo-estructura, se observan como la incorporación de dicho fenómeno genera diferencias notables en los resultados obtenidos para los casos de base fija y base flexible en cada modelo. Sin embargo, el sistema no se ve afectado de igual forma ante estos efectos en ambos; así como la magnitud del cambio en la respuesta tampoco

es la misma entre el modelo simplificado y OpenFast. Además, se observa claramente como en el modelo simplificado, al tratarse de un sistema isostático, la incidencia del cambio de rigidez es muy leve y derivada exclusivamente de la alteración del DAF al variar las frecuencias del sistema; mientras que en OpenFast no ocurre lo mismo debido a los efectos dinámicos que incorpora. No obstante, en el caso de desplazamientos y aceleraciones la rigidez sí es un factor fundamental que afecta a los resultados.

7.2. Aplicación de los modelos numéricos

En el análisis de las variables de interés con ambos modelos numéricos, no solo se ha abordado la comparación desde un punto de vista cuantitativo de dichas variables, sino que también se ha comprobado la aplicación de ambos modelos en etapas de predimensionado y diseño cimentaciones de aerogeneradores marinos.

Las principales conclusiones que se obtienen en la aplicación de ambos modelos denota que los escenarios de carga empleados en las etapas de diseño se encuentran sobredimensionados con el modelo simplificado, siendo comparables los resultados entre ambos modelos en los casos de bajas turbulencia del viento. Dicho sobredimensionado de resultados da lugar a diseños más conservadores, ubicados desde el lado de la seguridad al tender a la estimación de esfuerzos de mayor valor en comparación a OpenFast. No obstante, ello permite dimensionar con garantías suficientes haciendo uso del modelo Destacar además que el modelo simplificado genera una reproducción de oleaje bastante similar a OpenFast en el caso de que la frecuencia de las olas se aproxime a la frecuencia natural del sistema, en el que sería la situación de diseño más desfavorable.

La aplicación de ambos modelos numéricos no debe contemplarse excluyentes uno del otro, sino que la potencialidad que alcanzan radica en la conjunción en el uso de ambos. Lo que se trata de reflejar es que, en etapas iniciales de diseño de la estructura de soporte de aerogeneradores, el modelo simplificado es una herramienta adecuada con la que comenzar a abordar el problema, dado que su carácter simplificado permite realizar un primer análisis estructural haciendo uso de pocos recursos computacionales, con menor complejidad en el tratamiento y procesado de datos y con una menor cantidad de tiempo empleado. Sin embargo, a partir de dichas consideraciones iniciales, OpenFast constituye una herramienta amplia y con un mayor

grado de definición del problema, que permite realizar un análisis más profundo de la respuesta estructural que ofrece el aerogenerador.

7.3. Propuestas de mejora

Las propuestas de mejora que se proponen se centran principalmente en las mejoras a incorporar en el modelo simplificado, con el objetivo de aumentar el alcance del análisis estructural que es capaz de abordar. Para ello se proponen las siguientes sugerencias:

- Mejorar la definición de las cargas de oleaje del modelo para poder definir más adecuadamente su carácter dinámico.
- Incorporación de otros espectros de viento y oleaje que permitan ampliar el campo de estudio que abarca el programa.
- Implementar la resolución del problema mediante un análisis dinámico, reformulando el sistema a resolver con las matrices de rigidez y masa ya definidas.
- Incorporar amortiguadores en la cota del rotor con el objetivo de aproximar los resultados del programa a los casos de mayor presencia del efecto de amortiguamiento aeroelástico.
- Mejorar la definición de la pieza de transición implementada con el objetivo de aproximar el problema al sistema real.
- Incorporar al modelo la posibilidad de estudio de cargas sísmicas y las variables relacionadas con el problema.

Dado el carácter práctico de este trabajo, en donde se ha planteado las bases de un futuro proyecto de instalación de energía eólica, se puede ampliar el alcance del mismo con el objetivo de poder materializarlo y favorecer la transición energética hacia energías renovables en las Islas Canarias. Para ello, se propone :

- Ampliar el proyecto para su concepción final abordando el sistema eléctrico del aerogenerador.
- Realización de un estudio de impacto ambiental del proyecto.
- Análisis de los efectos de corrosión en la estructura para un aumento de su vida útil.

- Realización de un estudio pormenorizado y detallado del potencial eólico del emplazamiento.
- Asociación con empresas del sector para el impulso de la energía eólica en las islas Canarias.

Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES Y CIVILES

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

ANEXO I

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Trabajo Fin de Grado

Autor: Antonio José Romero Monzón

Tutores: Guillermo Manuel Álamo Meneses y Carlos Romero Sánchez

Curso 2023/2024

ANEXO I

Fundamentos teóricos

En el desarrollo de este trabajo se ha hecho referencia a numerosos conceptos relacionados con el análisis mediante el Método de los Elementos Finitos; así como otros conceptos relativos a la elastodinámica o la dinámica de estructuras. Es por ello, y debido al enfoque en el análisis estructural de este trabajo, que se presenta este anexo como una ampliación de dichos conceptos con el objetivo de fundamentar aquellos aspectos teóricos tratados.

En los siguientes apartados, se desarrollan las ecuaciones básicas que gobiernan el comportamiento dinámico de un sólido elástico.

I.1. Elastodinámica lineal

Las ecuaciones de equilibrio en las tres direcciones, así como la ley de comportamiento del material que rigen el comportamiento de un sólido elástico en régimen dinámico, se caracterizan del mismo modo que en un problema de carácter estático, con la salvedad de incluir la dependencia temporal del problema dinámico; del mismo modo que será necesario incorporar los efectos consecuencias de las fuerzas de inercia y disipativas.

En primer lugar, se puede definir el tensor de pequeñas deformaciones ε_{ij} (ecuación I.1), sabiendo que \mathbf{x} es el vector de posición de cualquier punto perteneciente al sólido Ω respecto al sistema de referencia cartesiano fijo, t es la variable temporal y siendo el vector de desplazamiento como $u_i(\bar{x}, t)$ para cada punto del sólido Ω .

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2}(u_{i,j} + u_{j,i}) \quad \text{con } i, j = 1, 2, 3 \quad (\text{I.1})$$

Con dicho tensor simétrico tal que $\varepsilon_{ij} = \varepsilon_{ji}$.

A escala diferencial, se puede representar las ecuaciones de equilibrio como sigue la ecuación I.2.

$$\sigma_{ij,j} + \rho \cdot b = \rho \cdot \ddot{u}_i \quad (\text{I.2})$$

En donde:

- σ_{ij} es el tensor de tensiones (simétrico tal que $\sigma_{ij} = \sigma_{ji}$).
- ρ es la densidad del material
- $b(x, t)$ representa las fuerzas de volumen por unidad de masa.

La relación entre ambos tensores mediante la ley de comportamiento o constitutiva viene dada por la ley de Hooke, y se expresa como la ecuación I.3 para materiales homogéneos, isótropos, elásticos y lineales.

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1 - \nu}{E} \cdot \sigma_{ij} - \frac{v}{E} \cdot \sigma_{kk} \cdot \delta_{ij} \quad (\text{I.3})$$

La ecuación I.4 es otra forma de expresarlo.

$$\sigma_{ij} = \lambda \cdot \delta_{ij} \cdot \varepsilon_{kk} + 2 \cdot \mu \cdot \varepsilon_{ij} \quad (\text{I.4})$$

En donde ε_{kk} representa la dilatación volumétrica del medio y δ_{ij} es la delta de Kronecker, que adquiere los siguientes valores:

$$\delta_{ij} = \begin{cases} \delta_{ij} = 1 & \text{si } i = j \\ \delta_{ij} = 0 & \text{si } i \neq j \end{cases} \quad (\text{I.5})$$

Respecto a μ y λ se tiene que son las constantes de Lamé, y están relacionadas con el módulo de Young E y el módulo de Poisson ν como se recogen en las expresiones I.6.

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad ; \quad \lambda = \frac{\nu E}{(1+\nu)(1-2\nu)} \quad (I.6)$$

Cabe destacar que μ representa la rigidez al cambio de forma. Sin embargo, puede ser de utilidad el empleo del módulo de rigidez volumétrica o módulo de compresibilidad K como una constante característica del medio, que representa la rigidez al cambio de volumen de un sólido. Mientras que K es una constante del medio asociada a la componente esférica del comportamiento del material, G se relaciona con la parte desviadora de la ley de comportamiento.

$$K = \lambda + \frac{2}{3}\mu = \frac{E}{3(1-2\nu)} \quad (I.7)$$

El comportamiento dinámico de un cuerpo elástico, homogéneo, lineal e isótropo se define por el sistema de ecuaciones formado por las ecuaciones I.1, I.2 y I.4. La dependencia temporal de estas ecuaciones representa el carácter onduladorio de la solución del problema, con la característica de que un solicitación genérica variable con el tiempo da lugar una respuesta del sistema en términos de desplazamiento, tensiones o deformaciones como ondas que se propagan en el dominio del estudio.

Sustituyendo I.1 y I.4 en I.2 se obtiene:

$$\mu \nabla^2 \bar{u} + (\lambda + \mu) \nabla(\nabla \cdot \bar{u}) + \rho \cdot \bar{b} = \rho \ddot{u} \quad (I.8)$$

La ecuación obtenida es la ecuación de Navier, que representa las ecuaciones que gobernan el movimiento del sólido en términos del vector de desplazamiento u . Dado el carácter diferencial de la ecuación I.8, su solución requiere establecer una serie de condiciones de contorno que, en este caso, se aplica en términos de esfuerzos y/o desplazamientos en el contorno Γ del sólido Ω ; además de las condiciones de tiempo iniciales con $\forall x \in \Omega$ [61].

I.2. Análisis por el Método de los Elementos Finitos

El Método de los Elementos Finitos es un procedimiento numérico para el análisis de problemas que no pueden ser fácilmente abordados por otros métodos clásicos de cálculo. La variedad de problemas que es capaz de abarcar incluye desde el análisis estructural, como el

que ocupa el presente trabajo, hasta el estudio de transferencias de calor, campos magnéticos o comportamientos de fluidos, entre otros.

En el caso del análisis estructural, se podrían dividir las estructuras en tres grupos diferenciados para su estudio: las estructuras de barras, las estructuras laminares y la estructuras continuas tridimensionales. En este caso, el estudio estructural de un aerogenerador se define con el adecuado número de elementos finitos tipo barra que es capaz de reproducir la geometría de la estructura.

La característica principal del Método de los Elementos Finitos radica en que divide el conjunto de la estructura en una serie de elementos, en este caso barras, conectadas entre sí en una serie de puntos denominados nodos. Por tanto, la solución que se obtiene en un problema de Elementos Finitos es una solución discreta; es decir, se obtienen los esfuerzos y desplazamientos en cada nodo de la estructura. Esto supone una diferencia fundamental respecto a otros métodos de cálculos como pueden ser los basados en las idealizaciones propias de la Resistencia de Materiales, en donde la solución se obtiene como un continuo con valores de esfuerzos y desplazamiento en cada punto de la estructura.

Otro detalle a tener en cuenta con el Método de los Elementos Finitos es que el hecho de discretizar la estructura reduce notablemente el número de grados de libertad de los puntos de la misma, pasando de un número infinito en el problema continuo a un número finito tras el discretizado. Entiéndase como grados de libertad a aquellas variables que es preciso fijar para determinar el movimiento de un cuerpo, y correspondiéndose en el caso de elementos finitos únicamente con los movimientos (desplazamientos y rotaciones) de los nodos de los elementos.

La resolución de un problema en el ámbito estructural deberá satisfacer tres relaciones. La primera de ellas, las ecuaciones de equilibrio entre las cargas actuantes y fuerzas actuantes; luego, las ecuaciones de compatibilidad entre los desplazamientos de los elementos que componen la estructura y las condiciones de contorno; y por último, la ley de comportamiento.

A continuación, se presenta la obtención de las matrices de rigidez y masa para un elementos finitos tipo barra, siguiendo la filosofía de cálculo de [62].

I.2.1. Matriz de rigidez

Un aspecto fundamental para la resolución del problema de Elementos Finitos es el concepto de rigidez del sistema, que a efectos de cálculos se expresa de forma matricial. El concepto de rigidez puede entenderse fácilmente tomando de ejemplo un resorte (ecuación I.9) al que se le aplica una fuerza P y se alarga una distancia δ . En dicho caso, la constante de rigidez o fuerza necesaria para lograr un desplazamiento unitario es K , siendo bastante intuitivo que a mayor rigidez menor será el desplazamiento que se produce ante una carga.

$$P = K \cdot \delta \quad (\text{I.9})$$

Extrapolando este concepto al ámbito estructural, se puede hablar de una fuerza genérica F que provoca un desplazamiento u , ambos relacionados a través de una rigidez definida por K (ecuación I.10); siendo un problema que se expresa matricialmente según el número de elementos y nodos del discretizado. Teniendo F y u como vectores K como matriz:

$$F = K \cdot u \quad (\text{I.10})$$

La obtención de las expresiones que constituyen la matriz de rigidez se pueden obtener estudiando un elemento finito tipo barra sometido a carga axial o a flexión. Durante el desarrollo de este trabajo, se empleó una expresión particular de la matriz de rigidez adaptada a las características del problema estudiado. No obstante, los siguientes epígrafes se presentan con el fin de mostrar la formulación matemática para la obtención de dicha matriz de rigidez.

- **Elemento barra sometido a carga axial**

Considérese un elemento finito tipo barra de dos nodos y de material homogéneo y lineal que presenta un módulo de Young E ; con longitud L y una sección transversal A . Dicho elemento se encuentra sometido a una carga axial N en sus extremos; así como una carga uniformemente distribuida b en toda su longitud y en dirección axial.

El campo de desplazamiento de este elemento en dirección axial se define mediante la siguiente ecuación diferencial:

$$EA \frac{d^2u}{dx^2} + b = 0 \quad (I.11)$$

Suponiendo que la carga distribuida b es nula, la forma de la ecuación I.11 se puede particularizar como la ecuación I.12. La solución de esta nueva ecuación diferencial sigue la forma $u = ax + b$ siendo a y b dos coeficientes de la recta.

$$\frac{d^2u}{dx^2} = 0 \quad (I.12)$$

Aplicando por tanto las condiciones de contorno mostradas en I.13, se llega a una solución de la forma que se muestra en I.14, en donde $\phi_i(x)$ son las denominadas funciones de forma, que representan el campo de desplazamiento, cuando el desplazamiento del nodo i es unitario y el de j es nulo.

$$\begin{aligned} u &= u_1 \quad \text{para} \quad x = 0 \\ u &= u_2 \quad \text{para} \quad x = L \end{aligned} \quad (I.13)$$

$$u(x) = \phi_1(x) \cdot u_1 + \phi_2(x) \cdot u_2 \quad (I.14)$$

La expresión de las funciones de forma que adquiere este tipo de elementos es la siguiente:

$$\begin{aligned} \phi_1(x) &= 1 - \frac{x}{L} \\ \phi_2(x) &= \frac{x}{L} \end{aligned} \quad (I.15)$$

Aplicando el Principio de los Trabajos virtuales sobre el campo de desplazamientos de la ecuación I.14, considerando un conjunto de cargas reales y un campo de desplazamientos virtuales denominado u^* , se tiene que:

$$\int_0^L \sigma \cdot \varepsilon^* \cdot A \cdot dx = N_1 \cdot u_1^* + N_2 \cdot u_2^* + \int_0^L b(x) \cdot u^* \cdot A \cdot dx + f \cdot u_f^* \quad (I.16)$$

Donde aplicando la ley de comportamiento que relaciona tensiones y deformaciones ($\sigma = E \cdot \varepsilon$) se puede obtener las siguientes expresiones:

$$\varepsilon^*(x) = \frac{d\phi_1}{dx} \cdot u_1^* + \frac{d\phi_2}{dx} \cdot u_2^* \quad (I.17)$$

$$\sigma(x) = E \cdot \left[\frac{d\phi_1}{dx} \cdot u_1 + \frac{d\phi_2}{dx} \cdot u_2 \right]$$

Sustituyendo las expresiones anteriores en la ecuación I.16 y reordenando los términos:

$$\begin{aligned}
 & u_1^* \left[\int_0^L \left(\frac{d\phi_1}{dx} EA \frac{d\phi_1}{dx} \right) dx \cdot u_1 + \int_0^L \left(\frac{d\phi_1}{dx} EA \frac{d\phi_2}{dx} \right) dx \cdot u_2 \right] + \\
 & + u_2^* \left[\int_0^L \left(\frac{d\phi_2}{dx} EA \frac{d\phi_1}{dx} \right) dx \cdot u_1 + \int_0^L \left(\frac{d\phi_2}{dx} EA \frac{d\phi_2}{dx} \right) dx \cdot u_2 \right] = \\
 & = N_1 \cdot u_1^* + N_2 \cdot u_2^* + u_1^* \int_0^L b(x) \cdot \phi_1(x) \cdot dx + \\
 & + u_2^* \int_0^L b(x) \cdot \phi_2(x) \cdot dx + u_1^* \cdot f \cdot \phi_1(x_f) + u_2^* \cdot f \cdot \phi_2(x_f)
 \end{aligned} \quad (I.18)$$

La expresión anterior satisface cualquiera campo virtual de desplazamientos considerado, por lo que igualando términos se pueden establecer las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned}
 & \int_0^L \left(\frac{d\phi_1}{dx} EA \frac{d\phi_1}{dx} \right) dx \cdot u_1 + \int_0^L \left(\frac{d\phi_1}{dx} EA \frac{d\phi_2}{dx} \right) dx \cdot u_2 = \\
 & = N_1 + \int_0^L b(x) \cdot \phi_1(x) \cdot dx + f \cdot \phi_1(x_f) \\
 & \int_0^L \left(\frac{d\phi_2}{dx} EA \frac{d\phi_1}{dx} \right) dx \cdot u_1 + \int_0^L \left(\frac{d\phi_2}{dx} EA \frac{d\phi_2}{dx} \right) dx \cdot u_2 = \\
 & = N_2 + \int_0^L b(x) \cdot \phi_2(x) \cdot dx + f \cdot \phi_2(x_f)
 \end{aligned} \quad (I.19)$$

Reescribiendo de forma matricial sería:

$$\begin{aligned}
 & \begin{bmatrix} \int_0^L \left(\frac{d\phi_1}{dx} EA \frac{d\phi_1}{dx} \right) dx & \int_0^L \left(\frac{d\phi_1}{dx} EA \frac{d\phi_2}{dx} \right) dx \\ \int_0^L \left(\frac{d\phi_2}{dx} EA \frac{d\phi_1}{dx} \right) dx & \int_0^L \left(\frac{d\phi_2}{dx} EA \frac{d\phi_2}{dx} \right) dx \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} u_1 \\ u_2 \end{Bmatrix} = \\
 & = \begin{Bmatrix} N_1 \\ N_2 \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} \int_0^L b(x) \cdot \phi_1(x) dx \\ \int_0^L b(x) \cdot \phi_2(x) dx \end{Bmatrix} + \begin{Bmatrix} f \cdot \phi_1(x_f) \\ f \cdot \phi_2(x_f) \end{Bmatrix}
 \end{aligned} \tag{I.20}$$

De la expresión anterior se tiene que la matriz que se ubica en el primer miembro de la ecuación constituye la matriz de rigidez de un elemento finito tipo barra sometido a axil. Integrando los términos de la matriz se obtiene la expresión final de dicha matriz de rigidez:

$$K = \begin{bmatrix} \frac{EA}{L} & -\frac{EA}{L} \\ -\frac{EA}{L} & \frac{EA}{L} \end{bmatrix} \tag{I.21}$$

■ **Elemento barra sometido a flexión**

Volviendo a considerar un elemento finito tipo barra de dos nodos y de material homogéneo y lineal que presenta un módulo de Young E ; con longitud L y una sección transversal A , pero que se encuentra sometido a cargas cortantes V y momentos flectores M en los extremos; así como a una carga distribuida q en la dirección transversal, se puede definir su campo de desplazamientos en dicha dirección de la siguiente forma:

$$EI \frac{d^2v}{dx^2} = M(x) \tag{I.22}$$

Conocida que la relación entre los momentos flectores y, las cargas cortantes y distribuidas radica en su variación respecto a x , se tiene que:

$$\begin{aligned}
 \frac{d}{dx} \left[EI \frac{d^2\nu}{dx^2} \right] &= \frac{dM(x)}{dx} = V \\
 \frac{d^2}{dx^2} \left[EI \frac{d^2\nu}{dx^2} \right] &= \frac{dV(x)}{dx} = q
 \end{aligned} \tag{I.23}$$

Realizando nuevamente la suposición de que la carga distribuida es nula, se puede obtener la siguiente expresión particular de la ecuación I.22:

$$\frac{d^4\nu}{dx^4} = 0 \tag{I.24}$$

La solución particular de dicha expresión sigue la forma $\nu = a_1 + a_2x + a_3x^2 + a_4x^3$, donde los términos a_i representan una serie de coeficientes. Por tanto, aplicando las condiciones de contorno mostradas en I.25 se obtiene una solución de la forma de la ecuación I.26:

$$\begin{aligned}
 \nu(0) &= \nu_1 \quad \text{para } x = 0 \\
 \nu(L) &= \nu_2 \quad \text{para } x = L \\
 \left(\frac{d\nu}{dx}\right)_{x=0} &= \theta_1 \quad \text{para } x = 0
 \end{aligned} \tag{I.25}$$

$$\left(\frac{d\nu}{dx}\right)_{x=L} = \theta_2 \quad \text{para } x = L$$

$$\nu(x) = \phi_1(x) \cdot \nu_1 + \phi_2(x) \cdot \theta_1 + \phi_3(x) \cdot \nu_2 + \phi_4(x) \cdot \theta_2 \tag{I.26}$$

Los términos $\phi_i(x)$ de la solución son los conocidos como polinomios de Hermite, que representa la deformada que sufre el elemento barra ante la aplicación de un desplazamiento unitario de la variable i considerada, siendo el resto nulas. La expresión de estos términos es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 \phi_1(x) &= 1 - 3 \cdot \left(\frac{x}{L}\right)^2 + 2 \cdot \left(\frac{x}{L}\right)^3 \\
 \phi_2(x) &= x \cdot \left(1 - \frac{x}{L}\right)^2 \\
 \phi_3(x) &= 3 \cdot \left(\frac{x}{L}\right)^2 - 2 \cdot \left(\frac{x}{L}\right)^3 \\
 \phi_4(x) &= x \cdot \left(\left(\frac{x}{L}\right)^2 - \frac{x}{L}\right)
 \end{aligned} \tag{I.27}$$

Realizando un procedimiento similar al caso de elemento sometido a carga axil, se aplica el Principio de los Trabajos Virtuales:

$$\int_V \varepsilon^* \cdot \sigma \cdot V = V_1 \cdot v_1^* + M_1 \cdot \theta_1^* + V_2 \cdot v_2^* + M_2 \cdot \theta_2^* + \int_0^L q(x) \cdot v^*(x) dx + \rho \cdot v^*(x_p) \tag{I.28}$$

Con el campo de desplazamientos de la dirección transversal (ecuación I.29) y la relación entre las tensiones existentes de la sección y el momento a que se encuentra sometida (ecuación I.31); se puede obtener el campo de tensiones reales a que se encuentra sometida, así como el campo virtual de deformaciones (ecuación I.31).

$$EI \frac{d^2\nu}{dx^2} = M(x) \tag{I.29}$$

$$\sigma_{xx} = -\frac{M}{I_y} z \tag{I.30}$$

$$\sigma = -z \cdot E \frac{d^2\nu}{dx^2} ; \quad \varepsilon^* = -z \cdot \frac{d^2\nu^*}{dx^2} \tag{I.31}$$

Sustituyendo en la integral del primer miembro de la ecuación I.28:

$$\begin{aligned}
 \int_V \varepsilon^* \cdot \sigma \cdot dV &= \int_0^L \left[\int_S z^2 \cdot dA \right] \frac{d^2\nu^*}{dx^2} \cdot E \cdot \frac{d^2\nu}{dx^2} \cdot dx = \\
 &= \int_0^L \frac{d^2\nu^*}{dx^2} \cdot EI \cdot \frac{d^2\nu}{dx^2} \cdot dx
 \end{aligned} \tag{I.32}$$

A partir del campo de desplazamientos (ecuación I.26), se puede escribir que:

$$\frac{d^2\nu}{dx^2} = \frac{d^2\phi_1(x)}{dx^2} \cdot \nu_1 + \frac{d^2\phi_2(x)}{dx^2} \cdot \theta_1 + \frac{d^2\phi_3(x)}{dx^2} \cdot \nu_2 + \frac{d^2\phi_4(x)}{dx^2} \cdot \theta_2 \quad (I.33)$$

Por tanto, la ecuación I.28 se puede reescribir como:

$$\begin{aligned} & \int_0^L \left(\frac{d^2\phi_1}{dx^2} \cdot \nu_1^* + \frac{d^2\phi_2}{dx^2} \cdot \theta_1^* + \frac{d^2\phi_3}{dx^2} \cdot \nu_2^* + \frac{d^2\phi_4}{dx^2} \cdot \theta_2^* \right) \cdot EI \cdot \\ & \cdot \left(\frac{d^2\phi_1}{dx^2} \cdot \nu_1 + \frac{d^2\phi_2}{dx^2} \cdot \theta_1 + \frac{d^2\phi_3}{dx^2} \cdot \nu_2 + \frac{d^2\phi_4}{dx^2} \cdot \theta_2 \right) = \\ & = V_1 \cdot \nu_1^* + M_1 \cdot \theta_1^* + V_2 \cdot \nu_2^* + M_2 \cdot \theta_2^* + \\ & + \int_0^L q(x) (\phi_1(x) \cdot \nu_1^* + \phi_2(x) \cdot \theta_1^* + \phi_3(x) \cdot \nu_2^* + \phi_4(x) \cdot \theta_2^*) dx + \\ & + \rho(\phi_1(x_p) \cdot \nu_1^* + \phi_2(x_p) \cdot \theta_1^* + \phi_3(x_p) \cdot \nu_2^* + \phi_4(x_p) \cdot \theta_2^*) \end{aligned} \quad (I.34)$$

De forma matricial:

$$\int_0^L \begin{bmatrix} \frac{d^2\phi_1}{dx^2} \\ \frac{d^2\phi_2}{dx^2} \\ \frac{d^2\phi_3}{dx^2} \\ \frac{d^2\phi_4}{dx^2} \end{bmatrix} \cdot EI \cdot \begin{bmatrix} \frac{d^2\phi_1}{dx^2} & \frac{d^2\phi_2}{dx^2} & \frac{d^2\phi_3}{dx^2} & \frac{d^2\phi_4}{dx^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \nu_1 \\ \theta_1 \\ \nu_2 \\ \theta_2 \end{bmatrix} dx = \begin{bmatrix} V_1 \\ M_1 \\ V_2 \\ M_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \int_0^L q \cdot \phi_1(x) dx \\ \int_0^L q \cdot \phi_2(x) dx \\ \int_0^L q \cdot \phi_3(x) dx \\ \int_0^L q \cdot \phi_4(x) dx \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \rho \cdot \phi_1(x_p) dx \\ \rho \cdot \phi_2(x_p) dx \\ \rho \cdot \phi_3(x_p) dx \\ \rho \cdot \phi_4(x_p) dx \end{bmatrix} \quad (I.35)$$

Multiplicando los dos primeros vectores que se encuentran en el primer miembro de la ecuación anterior se obtiene la matriz de rigidez propia de un elemento finito tipo barra que se encuentra sometido a cargas de flexión. La expresión resultante es de la siguiente forma:

$$K = \begin{bmatrix} 12\frac{EI}{L^3} & 6\frac{EI}{L^2} & -12\frac{EI}{L^3} & 6\frac{EI}{L^2} \\ 6\frac{EI}{L^2} & 4\frac{EI}{L} & -6\frac{EI}{L^2} & 2\frac{EI}{L} \\ -12\frac{EI}{L^3} & -6\frac{EI}{L^2} & 12\frac{EI}{L^3} & -6\frac{EI}{L^2} \\ 6\frac{EI}{L^2} & 2\frac{EI}{L} & -6\frac{EI}{L^2} & 4\frac{EI}{L} \end{bmatrix} \quad (I.36)$$

I.2.1.1. Matriz elemental de rigidez

Alunando las expresiones para la matriz de rigidez obtenidas anteriormente, se puede definir la matriz de rigidez elemental para un elemento finito tipo barra con dos nodos y seis grados de libertad. Destacar que a la matriz mostrada quedaría por añadir la flexión en el otro plano; así como la torsión.

$$K = \begin{bmatrix} \frac{EA}{L} & 0 & 0 & -\frac{EA}{L} & 0 & 0 \\ 0 & 12\frac{EI}{L^3} & 6\frac{EI}{L^2} & 0 & -12\frac{EI}{L^3} & 6\frac{EI}{L^2} \\ 0 & 6\frac{EI}{L^2} & 4\frac{EI}{L} & 0 & -6\frac{EI}{L^2} & 2\frac{EI}{L} \\ -\frac{EA}{L} & 0 & 0 & \frac{EA}{L} & 0 & 0 \\ 0 & -12\frac{EI}{L^3} & -6\frac{EI}{L^2} & 0 & 12\frac{EI}{L^3} & -6\frac{EI}{L^2} \\ 0 & 6\frac{EI}{L^2} & 2\frac{EI}{L} & 0 & -6\frac{EI}{L^2} & 4\frac{EI}{L} \end{bmatrix} \quad (I.37)$$

Como podrá observar, en el modelo simplificado de Elementos Finitos empleado en este trabajo no se han considerado los desplazamientos de los nodos en dirección axial. Es por ello, que la expresión particular de la matriz de rigidez usada solo involucra los términos relativos al elemento barra sometido a flexión.

I.2.2. Matriz de masa

Un elemento clave en el análisis dinámico de un sistema estructural es determinar la matriz de masa del sistema, aplicando un procedimiento similar al empleado anteriormente para la matriz de rigidez.

Haciendo uso de los polinomios de Hermite vistos anteriormente y suponiendo el elemento tipo barra de masa distribuida $m(x)$ posee una aceleración angular unidad en el nodo 1 ($\ddot{\theta}_1 = 1$), se tiene aceleraciones verticales a lo largo de la barra definidas por la siguiente expresión obtenida de derivar la ecuación I.26 considerando nulos el resto de grados de libertad.

$$\ddot{\nu}(x) = \phi_2(x) \cdot \ddot{\theta}_1 \quad (\text{I.38})$$

Según el principio de d'Alambert, surgen fuerzas iniciales en oposición a esta aceleración que se definen como:

$$f_1(x) = m(x) \cdot \ddot{\nu}(x) = m(x) \cdot \phi_2(x) \cdot \ddot{\theta}_1 \quad (\text{I.39})$$

Aplicando el Principio de los Trabajos Virtuales estableciendo un desplazamiento vertical virtual e igualando el trabajo de la fuerza nodal externa p_1 con el de las fuerzas de inercia distribuidas:

$$p_1 \cdot \delta \cdot \nu_1 = \int_0^L f_1(x) \cdot \delta \cdot \nu(x) dx \quad (\text{I.40})$$

Sustituyendo I.39 en I.40 y particularizando para el nodo 1:

$$p_1 \cdot \delta \cdot \nu_1 = \int_0^L m(x) \cdot \phi_2(x) \cdot \ddot{\theta}_1 \cdot \phi_1(x) \cdot \delta \cdot \nu_1 dx \quad (\text{I.41})$$

Simplificando y conocido que la aceleración angular en el extremo de la barra se consideró de valor unitario se tiene que:

$$m_{12} = \int_0^L \phi_1(x) \cdot m(x) \cdot \phi_2(x) dx \quad (I.42)$$

Que de manera genérica se puede expresar como:

$$m_{ij} = \int_0^L \phi_i(x) \cdot m(x) \cdot \phi_j(x) dx \quad (I.43)$$

De la expresión anterior se deduce que la matriz de masa, al igual que ocurría con la de rigidez, es simétrica, en donde para el caso de un elemento barra con masa distribuida uniformemente a lo largo de su longitud sigue un sistema de la siguiente forma:

$$\begin{Bmatrix} f_{I_{x_1}} \\ f_{I_{y_1}} \\ M_{I_1} \\ f_{I_{x_2}} \\ f_{I_{y_2}} \\ M_{I_2} \end{Bmatrix} = \frac{\rho A L}{420} \begin{bmatrix} 140 & 0 & 0 & 70 & 0 & 0 \\ 0 & 156 & 22L & 0 & 54 & -13L \\ 0 & 22L & 4L^2 & 0 & 13L & -3L^2 \\ 70 & 0 & 0 & 140 & 0 & 0 \\ 0 & 54 & 13L & 0 & 156 & -22L \\ 0 & -13L & -3L^2 & 0 & -22L & 4L^2 \end{bmatrix} \begin{Bmatrix} \ddot{u}_1 \\ \ddot{v}_1 \\ \ddot{\theta}_1 \\ \ddot{u}_2 \\ \ddot{v}_2 \\ \ddot{\theta}_1 \end{Bmatrix} \quad (I.44)$$

La matriz del sistema es la denominada matriz de masa.

I.3. Estimación del amortiguamiento

Los aerogeneradores offshore están diseñados para soportar las condiciones extremas del mar a las que se ven sometidos. En este aspecto, el amortiguamiento de la estructura, definido como la habilidad del sistema para disipar energía, es crucial para asegurar su estabilidad. No obstante, existen varios tipos de amortiguamiento asociados a este tipo de sistemas estructurales.

Por un lado, se encuentra el propio amortiguamiento material de la estructura, relacionado con la capacidad de la estructura del aerogenerador para disipar energía a través de la deformación elástica y la fricción interna. Por otro lado, está el amortiguamiento aerodinámico, cuyo efecto radica en la disipación de energía debido a la interacción del rotor con el viento, principalmente cuando el aerogenerador se encuentra en operación, tal que permite reducir las oscilaciones de la torre y las palas. Luego, está presente el amortiguamiento hidrodinámico, que puede dividirse en un amortiguamiento debido a la viscosidad del fluido y otro debido al movimiento del agua alrededor de la estructura que proporciona un efecto de amortiguamiento adicional. También, se puede conseguir amortiguamiento por control mediante el uso de sistemas de control activo que permiten ajustar la posición de las palas y otros componentes del aerogenerador para optimizar el rendimiento del mismo y reducir las vibraciones presentes en el mismo. Por último, cabe comentar el amortiguamiento debido al suelo, que puede dividirse en un amortiguamiento por radiación, con la energía disipada a través de la propagación de ondas en la estructura; así como el amortiguamiento histerético que se produce debido a la energía disipada por deformaciones plásticas del propio material [63].

Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES Y CIVILES

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

ANEXO II

SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

Trabajo Fin de Grado

Autor: Antonio José Romero Monzón

Tutores: Guillermo Manuel Álamo Meneses y Carlos Romero Sánchez

Curso 2023/2024

ANEXO II

— *Datos para la selección del aerogenerador* —

En el presente anexo se muestran datos empleados y cálculos realizados para la elección del aerogenerador más adecuado para el emplazamiento seleccionado en el desarrollo del presente trabajo.

En el apartado II.1 se recoge la potencia generada [25] por cada aerogenerador de estudio en cada instante de velocidad de los considerados para el estudio de su producción energética.

También, en el apartado II.1 se recoge el cálculo energético efectuado para cada mes del año 2023, en donde se muestra para cada instante de velocidad la distribución de Weibull para ese instante y la distribución acumulada, así como el número de horas que estadísticamente se prevé que tuvo lugar y la cantidad de energía generada. Todos estos resultados se recogen en una tabla cada mes (de la Tabla II.2 a la Tabla II.13).

Por último, en el epígrafe II.2 se recoge en la Figura II.1 la distribución de Weibull obtenida para cada instante de la velocidad del viento de cada mes del año 2023.

II.1. Curvas de potencia y cálculo energético

Tabla II.1: Valores de potencia para cada velocidad (Fuente: [25])

Velocidades (m/s)	Potencia (kW)		
	5MW	10MW	15MW
0,5	0	0	0
1,5	0	0	0
2,5	0	0	0
3,5	109,10	239,18	249,50
4,5	290,80	757,45	961,50
5,5	570,75	1.523,90	2.078,00
6,5	962,40	2.562,75	3.600,50
7,5	1.479,15	3.937,90	5.556,00
8,5	2.144,85	5.729,30	8.051,00
9,5	2.983,50	7.864	11.217,00
10,5	3.984,5	10.310	13.987,50
11,5	5.000	10.638	15.000
12,5	5.000	10.638	15.000
13,5	5.000	10.638	15.000
14,5	5.000	10.638	15.000
15,5	5.000	10.638	15.000
16,5	5.000	10.638	15.000
17,5	5.000	10.638	15.000
18,5	5.000	10.638	15.000
19,5	5.000	1.0638	15.000
20,5	5.000	10.638	15.000
21,5	5.000	10.638	15.000
22,5	5.000	10.638	15.000
23,5	5.000	10.638	15.000
24,5	5.000	10.638	15.000

■ Enero:

Tabla II.2: Distribución de velocidades de viento y energía generada para enero 2023

Distribución de Weibull					Energía (kW·h)		
Intervalo (m/s)	U(m/s)	p(U)	$\sum p(U)$	t(h)	5MW	10MW	15MW
0-1	0,5	0,0081	0,0081	5,995	0,00	0,00	0,00
1-2	1,5	0,0208	0,0288	15,441	0,00	0,00	0,00
2-3	2,5	0,0316	0,0604	23,493	0,00	0,00	0,00
3-4	3,5	0,0408	0,1012	30,336	3309,64	7255,78	7568,78
4-5	4,5	0,0483	0,1495	35,959	10456,84	27236,87	34574,46
5-6	5,5	0,0542	0,2037	40,342	23025,30	61477,46	83831,07
6-7	6,5	0,0585	0,2622	43,491	41855,80	111456,72	156589,57
7-8	7,5	0,0611	0,3233	45,446	67221,04	178960,71	252496,43
8-9	8,5	0,0622	0,3855	46,281	99265,83	265157,80	372608,43
9-10	9,5	0,0620	0,4474	46,102	137544,52	362544,03	517123,14
10-11	10,5	0,0605	0,5080	45,036	179445,07	464318,91	629937,99
11-12	11,5	0,0581	0,5661	43,226	216131,71	459841,82	648395,12
12-13	12,5	0,0549	0,6209	40,824	204119,79	434285,26	612359,36
13-14	13,5	0,0510	0,6720	37,979	189895,62	404021,93	569686,87
14-15	14,5	0,0468	0,7188	34,836	174179,21	370583,69	522537,63
15-16	15,5	0,0424	0,7612	31,526	157632,01	335377,87	472896,03
16-17	16,5	0,0379	0,7990	28,168	140837,85	299646,60	422513,54
17-18	17,5	0,0334	0,8324	24,858	124290,78	264441,07	372872,35
18-19	18,5	0,0291	0,8616	21,678	108389,60	230609,71	325168,79
19-20	19,5	0,0251	0,8867	18,688	93438,01	198798,71	280314,03
20-21	20,5	0,0214	0,9081	15,930	79649,63	169462,55	238948,88
21-22	21,5	0,0181	0,9262	13,431	67156,44	142882,04	201469,31
22-23	22,5	0,0151	0,9412	11,204	56019,67	119187,45	168059,01
23-24	23,5	0,0124	0,9537	9,248	46241,91	98384,29	138725,73
24-25	24,5	0,0102	0,9638	7,556	37779,54	80379,74	113338,61
					Total	2257885,79	5086310,98
						7142015,13	

■ Febrero

Tabla II.3: Distribución de velocidades de viento y energía generada para febrero 2023

Distribución de Weibull					Energía (kW·h)			
Intervalo (m/s)	U(m/s)	p(U)	$\sum p(U)$	t(h)	5MW	10MW	15MW	
0-1	0,5	0,0169	0,0169	11,388	0,00	0,00	0,00	
1-2	1,5	0,0429	0,0599	28,858	0,00	0,00	0,00	
2-3	2,5	0,0634	0,1233	42,607	0,00	0,00	0,00	
3-4	3,5	0,0784	0,2017	52,707	5750,36	12606,62	13150,45	
4-5	4,5	0,0880	0,2897	59,125	17193,54	44783,92	56848,67	
5-6	5,5	0,0923	0,3820	62,031	35404,30	94529,32	128900,80	
6-7	6,5	0,0920	0,4740	61,816	59491,73	158418,98	222568,54	
7-8	7,5	0,0879	0,5619	59,036	87322,50	232476,27	328001,77	
8-9	8,5	0,0809	0,6427	54,338	116546,25	311317,09	437472,97	
9-10	9,5	0,0720	0,7147	48,387	144361,92	380513,55	542754,38	
10-11	10,5	0,0622	0,7769	41,800	166552,48	430959,00	584678,85	
11-12	11,5	0,0522	0,8292	35,102	175511,83	373418,96	526535,48	
12-13	12,5	0,0427	0,8719	28,700	143500,08	305310,77	430500,24	
13-14	13,5	0,0340	0,9059	22,874	114372,01	243337,89	343116,03	
14-15	14,5	0,0265	0,9324	17,790	88949,01	189247,92	266847,03	
15-16	15,5	0,0201	0,9525	13,511	67557,20	143734,70	202671,60	
16-17	16,5	0,0149	0,9674	10,029	50142,80	106683,82	150428,40	
17-18	17,5	0,0108	0,9782	7,278	36391,86	77427,31	109175,57	
18-19	18,5	0,0077	0,9859	5,168	25838,98	54975,01	77516,93	
19-20	19,5	0,0053	0,9913	3,591	17956,03	38203,25	53868,09	
20-21	20,5	0,0036	0,9949	2,443	12217,28	25993,48	36651,84	
21-22	21,5	0,0024	0,9973	1,628	8141,69	17322,25	24425,06	
22-23	22,5	0,0016	0,9989	1,063	5315,70	11309,69	15947,10	
23-24	23,5	0,0010	0,9999	0,680	3401,19	7236,36	10203,56	
24-25	24,5	0,0006	1,0006	0,427	2133,19	4538,58	6399,58	
					Total	1384051,93	3264344,73	4568662,93

■ Marzo

Tabla II.4: Distribución de velocidades de viento y energía generada para marzo 2023

Distribución de Weibull					Energía (kW·h)		
Intervalo (m/s)	U(m/s)	p(U)	$\sum p(U)$	t(h)	5MW	10MW	15MW
0-1	0,5	0,0071	0,0071	5,259	0,00	0,00	0,00
1-2	1,5	0,0208	0,0278	15,441	0,00	0,00	0,00
2-3	2,5	0,0316	0,0594	23,493	0,00	0,00	0,00
3-4	3,5	0,0408	0,1002	30,336	3309,64	7255,78	7568,78
4-5	4,5	0,0483	0,1485	35,959	10456,84	27236,87	34574,46
5-6	5,5	0,0542	0,2027	40,342	23025,30	61477,46	83831,07
6-7	6,5	0,0585	0,2612	43,491	41855,80	111456,72	156589,57
7-8	7,5	0,0611	0,3223	45,446	67221,04	178960,71	252496,43
8-9	8,5	0,0622	0,3845	46,281	99265,83	265157,80	372608,43
9-10	9,5	0,0620	0,4464	46,102	137544,52	362544,03	517123,14
10-11	10,5	0,0605	0,5070	45,036	179445,07	464318,91	629937,99
11-12	11,5	0,0581	0,5651	43,226	216131,71	459841,82	648395,12
12-13	12,5	0,0549	0,6199	40,824	204119,79	434285,26	612359,36
13-14	13,5	0,0510	0,6710	37,979	189895,62	404021,93	569686,87
14-15	14,5	0,0468	0,7178	34,836	174179,21	370583,69	522537,63
15-16	15,5	0,0424	0,7602	31,526	157632,01	335377,87	472896,03
16-17	16,5	0,0379	0,7980	28,168	140837,85	299646,60	422513,54
17-18	17,5	0,0334	0,8315	24,858	124290,78	264441,07	372872,35
18-19	18,5	0,0291	0,8606	21,678	108389,60	230609,71	325168,79
19-20	19,5	0,0251	0,8857	18,688	93438,01	198798,71	280314,03
20-21	20,5	0,0214	0,9071	15,930	79649,63	169462,55	238948,88
21-22	21,5	0,0181	0,9252	13,431	67156,44	142882,04	201469,31
22-23	22,5	0,0151	0,9402	11,204	56019,67	119187,45	168059,01
23-24	23,5	0,0124	0,9527	9,248	46241,91	98384,29	138725,73
24-25	24,5	0,0102	0,9628	7,556	37779,54	80379,74	113338,61
					Total	2257885,79	5086310,98
						7142015,13	

■ Abril

Tabla II.5: Distribución de velocidades de viento y energía generada para abril 2023

Distribución de Weibull					Energía (kW·h)		
Intervalo (m/s)	U(m/s)	p(U)	$\sum p(U)$	t(h)	5MW	10MW	15MW
0-1	0,5	0,0087	0,0087	6,286	0,00	0,00	0,00
1-2	1,5	0,0225	0,0312	16,172	0,00	0,00	0,00
2-3	2,5	0,0341	0,0653	24,549	0,00	0,00	0,00
3-4	3,5	0,0439	0,1092	31,596	3447,09	7557,13	7883,13
4-5	4,5	0,0518	0,1610	37,297	10845,86	28250,13	35860,69
5-6	5,5	0,0578	0,2188	41,632	23761,24	63442,40	86510,48
6-7	6,5	0,0620	0,2808	44,615	42937,75	114337,82	160637,33
7-8	7,5	0,0643	0,3451	46,305	68491,45	182342,88	257268,35
8-9	8,5	0,0650	0,4101	46,797	100371,99	268112,56	376760,55
9-10	9,5	0,0642	0,4743	46,222	137904,21	363492,10	518475,45
10-11	10,5	0,0621	0,5364	44,736	178251,06	461229,36	625746,43
11-12	11,5	0,0590	0,5954	42,507	212537,08	452193,89	637611,24
12-13	12,5	0,0552	0,6506	39,710	198550,17	422435,34	595650,51
13-14	13,5	0,0507	0,7013	36,514	182568,54	388432,82	547705,62
14-15	14,5	0,0459	0,7472	33,077	165383,94	351870,86	496151,81
15-16	15,5	0,0410	0,7883	29,541	147703,46	314253,88	443110,37
16-17	16,5	0,0361	0,8244	26,026	130131,04	276866,80	390393,11
17-18	17,5	0,0314	0,8558	22,632	113157,76	240754,46	339473,29
18-19	18,5	0,0270	0,8828	19,432	97160,12	206717,87	291480,35
19-20	19,5	0,0229	0,9057	16,481	82404,77	175324,39	247214,31
20-21	20,5	0,0192	0,9249	13,812	69058,38	146928,61	207175,14
21-22	21,5	0,0159	0,9408	11,440	57200,75	121700,31	171602,24
22-23	22,5	0,0130	0,9538	9,368	46839,85	99656,46	140519,54
23-24	23,5	0,0105	0,9643	7,585	37927,38	80694,29	113782,14
24-25	24,5	0,0084	0,9728	6,075	30373,78	64623,26	91121,34
					Total	2137007,64	4831217,61
						6782133,42	

■ Mayo

Tabla II.6: Distribución de velocidades de viento y energía generada para mayo 2023

Distribución de Weibull					Energía (kW·h)		
Intervalo (m/s)	U(m/s)	p(U)	$\sum p(U)$	t(h)	5MW	10MW	15MW
0-1	0,5	0,0075	0,0075	5,589	0,00	0,00	0,00
1-2	1,5	0,0194	0,0269	14,411	0,00	0,00	0,00
2-3	2,5	0,0295	0,0564	21,966	0,00	0,00	0,00
3-4	3,5	0,0382	0,0946	28,438	3102,56	6801,79	7095,21
4-5	4,5	0,0455	0,1401	33,823	9835,70	25618,99	32520,72
5-6	5,5	0,0512	0,1913	38,102	21746,61	58063,36	79175,58
6-7	6,5	0,0555	0,2468	41,274	39722,03	105774,76	148606,79
7-8	7,5	0,0583	0,3051	43,367	64146,40	170775,18	240947,44
8-9	8,5	0,0597	0,3648	44,438	95313,50	254600,38	357772,79
9-10	9,5	0,0599	0,4247	44,571	132977,19	350505,32	499951,45
10-11	10,5	0,0590	0,4837	43,869	174796,31	452290,11	613618,61
11-12	11,5	0,0571	0,5407	42,452	212260,95	451606,39	636782,84
12-13	12,5	0,0544	0,5951	40,448	202240,63	430287,17	606721,90
13-14	13,5	0,0511	0,6461	37,987	189936,24	404108,35	569808,73
14-15	14,5	0,0473	0,6935	35,197	175984,33	374424,26	527952,99
15-16	15,5	0,0433	0,7367	32,197	160982,86	342507,13	482948,58
16-17	16,5	0,0391	0,7758	29,095	145473,08	309508,52	436419,23
17-18	17,5	0,0349	0,8108	25,985	129926,75	276432,15	389780,24
18-19	18,5	0,0308	0,8416	22,948	114738,73	244118,12	344216,19
19-20	19,5	0,0269	0,8685	20,045	100224,37	213237,38	300673,12
20-21	20,5	0,0233	0,8918	17,324	86621,09	184295,03	259863,27
21-22	21,5	0,0199	0,9118	14,819	74093,29	157640,87	222279,86
22-23	22,5	0,0169	0,9286	12,548	62739,73	133485,05	188219,19
23-24	23,5	0,0141	0,9428	10,521	52602,56	111917,21	157807,69
24-25	24,5	0,0117	0,9545	8,735	43677,07	92927,34	131031,22
					Total	2293141,98	5150924,87
						7234193,63	

■ Junio

Tabla II.7: Distribución de velocidades de viento y energía generada para junio 2023

Distribución de Weibull					Energía (kW·h)		
Intervalo (m/s)	U(m/s)	p(U)	$\sum p(U)$	t(h)	5MW	10MW	15MW
0-1	0,5	0,0154	0,0154	11,117	0,00	0,00	0,00
1-2	1,5	0,0392	0,0547	28,249	0,00	0,00	0,00
2-3	2,5	0,0582	0,1129	41,921	0,00	0,00	0,00
3-4	3,5	0,0726	0,1855	52,238	5699,18	12494,43	13033,42
4-5	4,5	0,0822	0,2676	59,150	17200,84	44802,92	56872,78
5-6	5,5	0,0872	0,3548	62,768	35824,78	95652,01	130431,71
6-7	6,5	0,0880	0,4428	63,391	61007,40	162455,02	228238,93
7-8	7,5	0,0854	0,5282	61,472	90925,90	242069,50	341536,89
8-9	8,5	0,0799	0,6081	57,560	123457,50	329778,32	463415,29
9-10	9,5	0,0726	0,6807	52,241	155861,51	410824,50	585989,11
10-11	10,5	0,0640	0,7447	46,082	183612,62	475102,55	644568,07
11-12	11,5	0,0550	0,7997	39,586	197929,78	421115,41	593789,35
12-13	12,5	0,0461	0,8458	33,168	165840,07	352841,34	497520,21
13-14	13,5	0,0377	0,8834	27,139	135694,03	288702,62	407082,09
14-15	14,5	0,0301	0,9136	21,706	108529,91	230908,24	325589,74
15-16	15,5	0,0236	0,9372	16,984	84918,87	180673,38	254756,60
16-17	16,5	0,0181	0,9553	13,009	65045,30	138390,37	195135,89
17-18	17,5	0,0136	0,9688	9,760	48801,25	103829,55	146403,76
18-19	18,5	0,0100	0,9788	7,176	35880,69	76339,75	107642,07
19-20	19,5	0,0072	0,9860	5,173	25863,57	55027,34	77590,72
20-21	20,5	0,0051	0,9910	3,657	18284,15	38901,36	54852,45
21-22	21,5	0,0035	0,9946	2,536	12681,23	26980,58	38043,69
22-23	22,5	0,0024	0,9970	1,726	8631,27	18363,88	25893,80
23-24	23,5	0,0016	0,9986	1,153	5766,71	12269,25	17300,12
24-25	24,5	0,0011	0,9996	0,757	3782,89	8048,47	11348,67
					Total	1591239,44	3725570,78
						5217035,36	

■ Julio

Tabla II.8: Distribución de velocidades de viento y energía generada para julio 2023

Distribución de Weibull					Energía (kW·h)		
Intervalo (m/s)	U(m/s)	p(U)	$\sum p(U)$	t(h)	5MW	10MW	15MW
0-1	0,5	0,0040	0,0040	2,945	0,00	0,00	0,00
1-2	1,5	0,0103	0,0142	7,644	0,00	0,00	0,00
2-3	2,5	0,0158	0,0301	11,791	0,00	0,00	0,00
3-4	3,5	0,0209	0,0510	15,528	1694,12	3714,05	3874,27
4-5	4,5	0,0254	0,0763	18,879	5489,97	14299,69	18152,01
5-6	5,5	0,0294	0,1057	21,843	12466,74	33286,14	45389,20
6-7	6,5	0,0328	0,1385	24,414	23496,06	62567,04	87902,69
7-8	7,5	0,0357	0,1742	26,588	39328,01	104701,87	147724,32
8-9	8,5	0,0381	0,2124	28,365	60838,58	162511,35	228366,27
9-10	9,5	0,0400	0,2523	29,749	88755,53	233944,52	333692,23
10-11	10,5	0,0413	0,2937	30,750	122522,68	317030,69	430113,17
11-12	11,5	0,0422	0,3359	31,383	156916,71	333856,00	470750,14
12-13	12,5	0,0426	0,3784	31,669	158347,18	336899,46	475041,54
13-14	13,5	0,0425	0,4209	31,632	158161,76	336504,96	474485,29
14-15	14,5	0,0421	0,4630	31,300	156498,76	332966,75	469496,27
15-16	15,5	0,0413	0,5043	30,702	153509,51	326606,84	460528,54
16-17	16,5	0,0401	0,5444	29,871	149354,32	317766,24	448062,95
17-18	17,5	0,0388	0,5832	28,840	144198,32	306796,34	432594,95
18-19	18,5	0,0372	0,6203	27,642	138207,70	294050,71	414623,11
19-20	19,5	0,0354	0,6557	26,309	131546,18	279877,65	394638,53
20-21	20,5	0,0334	0,6891	24,874	124371,81	264613,46	373115,42
21-22	21,5	0,0314	0,7205	23,367	116834,37	248576,80	350503,11
22-23	22,5	0,0293	0,7499	21,815	109073,14	232064,01	327219,41
23-24	23,5	0,0272	0,7771	20,243	101215,20	215345,47	303645,61
24-25	24,5	0,0251	0,8022	18,675	93374,28	198663,12	280122,84
					Total	2246200,92	4956643,17
						6970041,88	

- Distribución de velocidades de viento y energía generada para agosto 2023

Tabla II.9: Agosto 2023

Distribución de Weibull					Energía (kW·h)			
Intervalo (m/s)	U(m/s)	p(U)	$\sum p(U)$	t(h)	5MW	10MW	15MW	
0-1	0,5	0,0052	0,0052	3,849	0,00	0,00	0,00	
1-2	1,5	0,0134	0,0186	9,966	0,00	0,00	0,00	
2-3	2,5	0,0206	0,0391	15,311	0,00	0,00	0,00	
3-4	3,5	0,0269	0,0661	20,047	2187,12	4794,85	5001,70	
4-5	4,5	0,0325	0,0986	24,190	7034,59	18322,95	23259,14	
5-6	5,5	0,0373	0,1359	27,734	15829,28	42264,10	57631,61	
6-7	6,5	0,0412	0,1771	30,669	29516,00	78597,39	110424,31	
7-8	7,5	0,0443	0,2215	32,994	48803,17	129927,32	183315,01	
8-9	8,5	0,0467	0,2681	34,718	74464,59	198909,02	279513,46	
9-10	9,5	0,0482	0,3163	35,861	106989,83	282007,04	402247,33	
10-11	10,5	0,0490	0,3653	36,452	145244,72	375824,58	509878,40	
11-12	11,5	0,0491	0,4144	36,533	182666,28	388640,79	547998,85	
12-13	12,5	0,0486	0,4630	36,150	180750,93	384565,68	542252,79	
13-14	13,5	0,0475	0,5105	35,356	176780,72	376118,65	530342,15	
14-15	14,5	0,0460	0,5565	34,208	171039,18	363902,96	513117,54	
15-16	15,5	0,0440	0,6005	32,764	163819,24	348541,82	491457,73	
16-17	16,5	0,0418	0,6423	31,083	155414,29	330659,43	466242,86	
17-18	17,5	0,0393	0,6816	29,222	146110,10	310863,84	438330,29	
18-19	18,5	0,0366	0,7182	27,236	136177,98	289732,27	408533,95	
19-20	19,5	0,0338	0,7520	25,174	125869,16	267799,21	377607,47	
20-21	20,5	0,0310	0,7831	23,082	115410,46	245547,30	346231,39	
21-22	21,5	0,0282	0,8113	21,000	105001,47	223401,13	315004,41	
22-23	22,5	0,0255	0,8368	18,963	94812,78	201723,68	284438,35	
23-24	23,5	0,0228	0,8596	16,997	84985,59	180815,35	254956,78	
24-25	24,5	0,0203	0,8800	15,126	75632,16	160914,97	226896,47	
					Total	2344539,63	5203874,35	7314681,97

■ Septiembre

Tabla II.10: Distribución de velocidades de viento y energía generada para septiembre 2023

Distribución de Weibull					Energía (kW·h)		
Intervalo (m/s)	U(m/s)	p(U)	$\sum p(U)$	t(h)	5MW	10MW	15MW
0-1	0,5	0,0068	0,0068	4,924	0,00	0,00	0,00
1-2	1,5	0,0177	0,0245	12,712	0,00	0,00	0,00
2-3	2,5	0,0270	0,0515	19,420	0,00	0,00	0,00
3-4	3,5	0,0350	0,0865	25,223	2751,84	6234,01	6502,94
4-5	4,5	0,0418	0,1283	30,125	8760,28	23578,45	29930,47
5-6	5,5	0,0474	0,1757	34,108	19467,21	53709,94	73239,22
6-7	6,5	0,0516	0,2273	37,168	35770,33	98426,94	138283,56
7-8	7,5	0,0546	0,2819	39,319	58158,83	159995,78	225738,73
8-9	8,5	0,0564	0,3383	40,599	87079,38	240359,02	337760,37
9-10	9,5	0,0570	0,3954	41,067	122522,48	333713,41	475999,92
10-11	10,5	0,0567	0,4520	40,797	162556,22	434639,16	589671,71
11-12	11,5	0,0554	0,5074	39,880	199399,82	438384,49	618139,44
12-13	12,5	0,0534	0,5608	38,413	192067,13	422263,43	595408,11
13-14	13,5	0,0507	0,6115	36,500	182501,10	401232,32	565753,41
14-15	14,5	0,0476	0,6590	34,243	171216,01	376421,82	530769,63
15-16	15,5	0,0441	0,7031	31,742	158708,23	348923,21	491995,50
16-17	16,5	0,0404	0,7435	29,088	145440,63	319754,13	450865,95
17-18	17,5	0,0366	0,7801	26,366	131830,62	289832,25	408674,92
18-19	18,5	0,0328	0,8130	23,648	118241,85	259957,07	366549,73
19-20	19,5	0,0292	0,8421	20,996	104979,51	230799,55	325436,48
20-21	20,5	0,0256	0,8678	18,458	92288,86	202898,90	286095,45
21-22	21,5	0,0223	0,8901	16,071	80356,55	176665,48	249105,30
22-23	22,5	0,0193	0,9093	13,863	69314,22	152388,70	214874,09
23-24	23,5	0,0165	0,9258	11,849	59243,75	130248,56	183655,62
24-25	24,5	0,0139	0,9397	10,037	50183,62	110329,69	155569,22
					Total	2252838,45	5210756,34
							7320019,77

■ Octubre

Tabla II.11: Octubre 2023

Distribución de Weibull					Energía (kW·h)		
Intervalo (m/s)	U(m/s)	p(U)	$\sum p(U)$	t(h)	5MW	10MW	15MW
0-1	0,5	0,0154	0,0154	11,488	0,00	0,00	0,00
1-2	1,5	0,0392	0,0547	29,191	0,00	0,00	0,00
2-3	2,5	0,0582	0,1129	43,319	0,00	0,00	0,00
3-4	3,5	0,0726	0,1855	53,979	5889,16	12910,91	13467,87
4-5	4,5	0,0822	0,2676	61,122	17774,20	46296,35	58768,54
5-6	5,5	0,0872	0,3548	64,860	37018,94	98840,41	134779,43
6-7	6,5	0,0880	0,4428	65,504	63040,98	167870,19	235846,89
7-8	7,5	0,0854	0,5282	63,521	93956,76	250138,48	352921,46
8-9	8,5	0,0799	0,6081	59,479	127572,74	340770,93	478862,47
9-10	9,5	0,0726	0,6807	53,983	161056,89	424518,65	605522,08
10-11	10,5	0,0640	0,7447	47,618	189733,04	490939,30	666053,68
11-12	11,5	0,0550	0,7997	40,905	204527,44	435152,59	613582,33
12-13	12,5	0,0461	0,8458	34,274	171368,07	364602,71	514104,22
13-14	13,5	0,0377	0,8834	28,043	140217,16	298326,04	420651,49
14-15	14,5	0,0301	0,9136	22,430	112147,58	238605,19	336442,73
15-16	15,5	0,0236	0,9372	17,550	87749,50	186695,83	263248,49
16-17	16,5	0,0181	0,9553	13,443	67213,47	143003,38	201640,42
17-18	17,5	0,0136	0,9688	10,086	50427,96	107290,53	151283,89
18-19	18,5	0,0100	0,9788	7,415	37076,71	78884,41	111230,13
19-20	19,5	0,0072	0,9860	5,345	26725,69	56861,58	80177,08
20-21	20,5	0,0051	0,9910	3,779	18893,62	40198,07	56680,86
21-22	21,5	0,0035	0,9946	2,621	13103,94	27879,93	39311,81
22-23	22,5	0,0024	0,9970	1,784	8918,98	18976,01	26756,93
23-24	23,5	0,0016	0,9986	1,192	5958,93	12678,22	17876,79
24-25	24,5	0,0011	0,9996	0,782	3908,99	8316,76	11726,96
					Total	1644280,75	3849756,47
						5390936,54	

■ Noviembre

Tabla II.12: Distribución de velocidades de viento y energía generada para noviembre 2023

Distribución de Weibull					Energía (kW·h)		
Intervalo (m/s)	U(m/s)	p(U)	$\sum p(U)$	t(h)	5MW	10MW	15MW
0-1	0,5	0,0095	0,0095	6,836	0,00	0,00	0,00
1-2	1,5	0,0244	0,0339	17,561	0,00	0,00	0,00
2-3	2,5	0,0369	0,0708	26,589	0,00	0,00	0,00
3-4	3,5	0,0474	0,1182	34,096	3843,86	8426,97	8790,50
4-5	4,5	0,0556	0,1738	40,058	12037,21	31353,26	39799,80
5-6	5,5	0,0617	0,2356	44,458	26220,21	70007,83	95463,14
6-7	6,5	0,0657	0,3013	47,324	47063,00	125322,83	176070,57
7-8	7,5	0,0677	0,3690	48,739	74495,04	198326,08	279819,12
8-9	8,5	0,0678	0,4368	48,832	108227,91	289097,21	406248,86
9-10	9,5	0,0663	0,5031	47,771	147275,82	388194,09	553709,70
10-11	10,5	0,0635	0,5667	45,751	188369,42	487410,89	661266,71
11-12	11,5	0,0597	0,6264	42,976	222044,24	472421,33	666132,72
12-13	12,5	0,0551	0,6815	39,655	204884,11	435911,43	614652,33
13-14	13,5	0,0500	0,7314	35,983	185912,23	395546,86	557736,69
14-15	14,5	0,0446	0,7761	32,138	166048,09	353283,91	498144,26
15-16	15,5	0,0393	0,8153	28,275	146085,71	310811,95	438257,12
16-17	16,5	0,0341	0,8494	24,518	126676,37	269516,65	380029,11
17-18	17,5	0,0291	0,8785	20,966	108323,04	230468,11	324969,13
18-19	18,5	0,0246	0,9031	17,687	91384,64	194429,95	274153,91
19-20	19,5	0,0205	0,9235	14,727	76087,91	161884,63	228263,72
20-21	20,5	0,0168	0,9403	12,105	62544,58	133069,86	187633,75
21-22	21,5	0,0136	0,9540	9,827	50771,42	108021,26	152314,25
22-23	22,5	0,0109	0,9649	7,880	40711,18	86617,10	122133,53
23-24	23,5	0,0087	0,9736	6,243	32253,00	68621,49	96759,00
24-25	24,5	0,0068	0,9804	4,887	25250,83	53723,67	75752,50
					Total	2146509,81	4872467,35
						6838100,43	

■ Diciembre

Tabla II.13: Distribución de velocidades de viento y energía generada para diciembre 2023

Distribución de Weibull					Energía (kW·h)		
Intervalo (m/s)	U(m/s)	p(U)	$\sum p(U)$	t(h)	5MW	10MW	15MW
0-1	0,5	0,0150	0,0150	11,148	0,00	0,00	0,00
1-2	1,5	0,0381	0,0531	28,351	0,00	0,00	0,00
2-3	2,5	0,0566	0,1097	42,138	0,00	0,00	0,00
3-4	3,5	0,0707	0,1805	52,624	5741,23	12586,60	13129,57
4-5	4,5	0,0803	0,2608	59,756	17376,99	45261,73	57455,20
5-6	5,5	0,0855	0,3463	63,630	36316,74	96965,53	132222,83
6-7	6,5	0,0867	0,4330	64,522	62095,96	165353,72	232311,41
7-8	7,5	0,0845	0,5175	62,859	92977,90	247532,48	349244,64
8-9	8,5	0,0795	0,5970	59,166	126902,48	338980,53	476346,55
9-10	9,5	0,0726	0,6696	54,010	161137,78	424731,87	605826,22
10-11	10,5	0,0644	0,7341	47,944	191033,19	494303,47	670617,82
11-12	11,5	0,0557	0,7898	41,470	207350,04	441157,95	622050,13
12-13	12,5	0,0471	0,8369	35,005	175027,11	372387,69	525081,34
13-14	13,5	0,0388	0,8757	28,871	144355,45	307130,67	433066,36
14-15	14,5	0,0313	0,9070	23,288	116442,09	247742,20	349326,28
15-16	15,5	0,0247	0,9317	18,387	91935,29	195601,52	275805,86
16-17	16,5	0,0191	0,9508	14,219	71094,98	151261,68	213284,95
17-18	17,5	0,0145	0,9653	10,776	53879,65	114634,34	161638,95
18-19	18,5	0,0108	0,9760	8,007	40035,88	85180,33	120107,63
19-20	19,5	0,0078	0,9839	5,836	29180,61	62084,67	87541,84
20-21	20,5	0,0056	0,9895	4,174	20869,83	44402,66	62609,50
21-22	21,5	0,0039	0,9934	2,930	14650,88	31171,20	43952,63
22-23	22,5	0,0027	0,9961	2,020	10098,42	21485,39	30295,25
23-24	23,5	0,0018	0,9980	1,367	6835,97	14544,21	20507,90
24-25	24,5	0,0012	0,9992	0,909	4545,75	9671,53	13637,24
					Total	1679884,22	3924171,97
						5496060,10	

II.2. Distribución de Weibull mensual para velocidad de viento

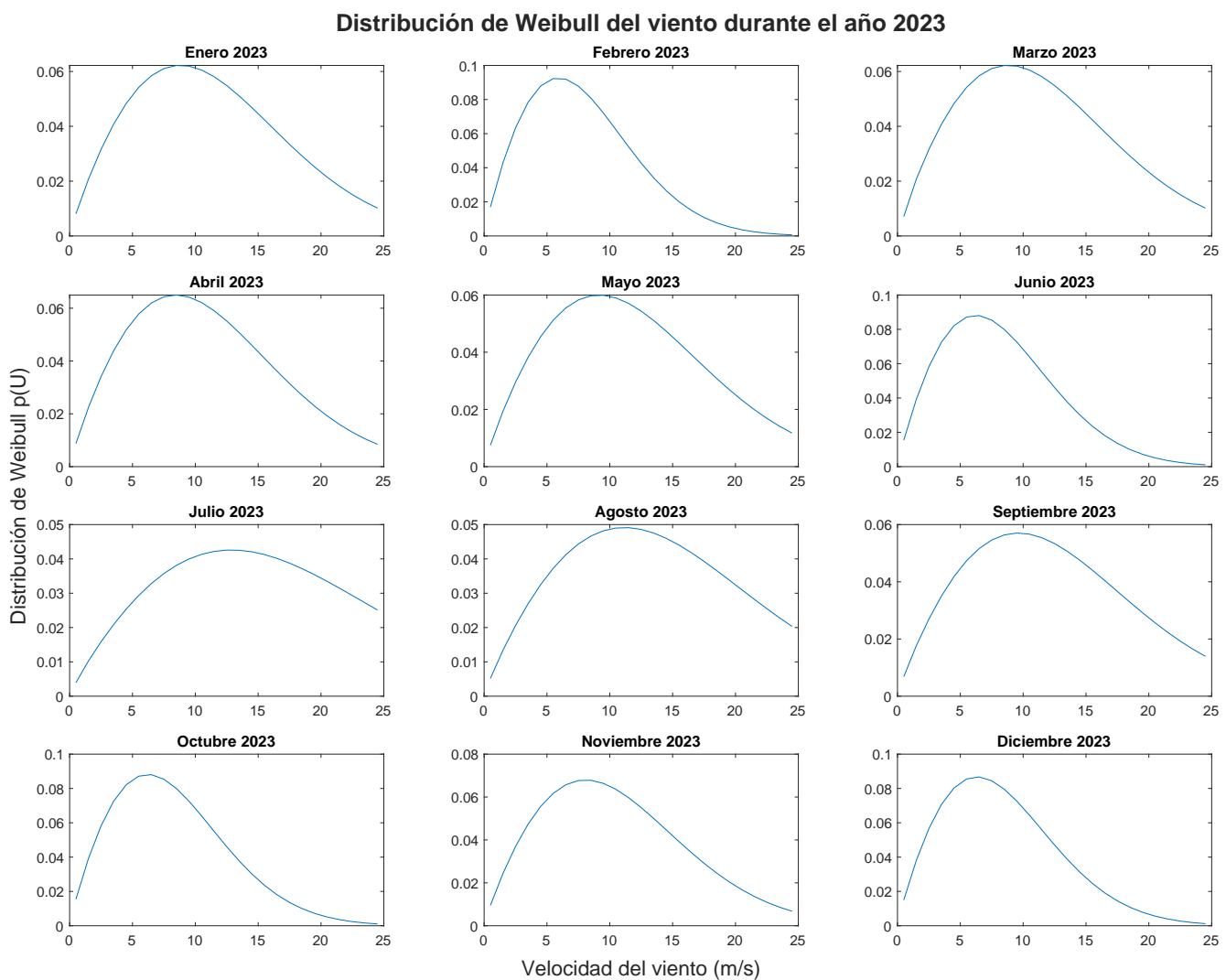


Figura II.1: Distribución de Weibull del viento durante el año 2023

Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES Y CIVILES

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

ANEXO III

ESTUDIO DE CONVERGENCIA

Trabajo Fin de Grado

Autor: Antonio José Romero Monzón

Tutores: Guillermo Manuel Álamo Meneses y Carlos Romero Sánchez

Curso 2023/2024

ANEXO III

Estudio de convergencia

En el presente anexo se realiza un estudio de convergencia del modelo simplificado de elementos finitos empleado en este trabajo con el objetivo de definir el número de elementos en los que dividir al conjunto formado por la torre y subestructura para el aerogenerador de 15 MW escogido para este proyecto.

El estudio de convergencia realizado se ha considerando empleando el caso del aerogenerador con el monopilote diseñado en este trabajo y en base flexible, aplicando las cargas correspondiente al escenario E-1. Para ello, se realiza un cálculo de 50 iteraciones. El cálculo se inicia considerando dos elementos para el monopilote y el doble para la torre, cuatro, debido a que en la torre será necesario emplear una mayor cantidad de elementos para poder representar adecuadamente la geometría cónica que posee. Además, en cada iteración se aumentará en dos el número de elementos de la torre y se mantendrá que los empleados en la torre sean el doble, dando lugar a que el monopilote representa el 33,3 % de los elementos totales y la torre el 66,6 %.

En la Figura III.1 se muestra como el problema alcanza la convergencia bastante rápido para esfuerzos cortantes y flectores, desplazamientos y aceleraciones; así como para las frecuencias naturales mostradas en la Figura III.2, necesitando unos pocos elementos para ello. No obstante, como el coste computacional es bajo, para el desarrollo de este trabajo se han empleado 40 elementos para el monopilote y 80 para la torre, dando lugar a un total de 120 elementos en la discretización.

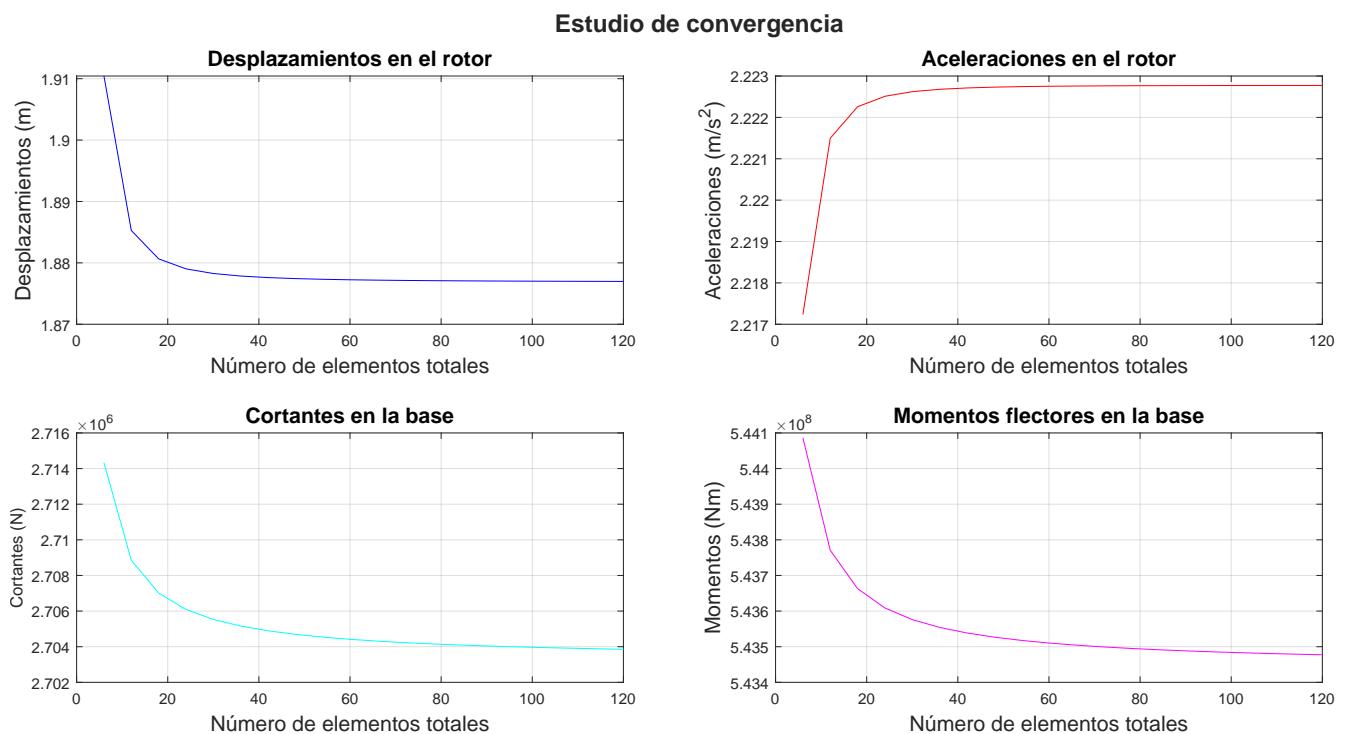


Figura III.1: Estudio de convergencia para el modelo simplificado en base flexible dimensionada

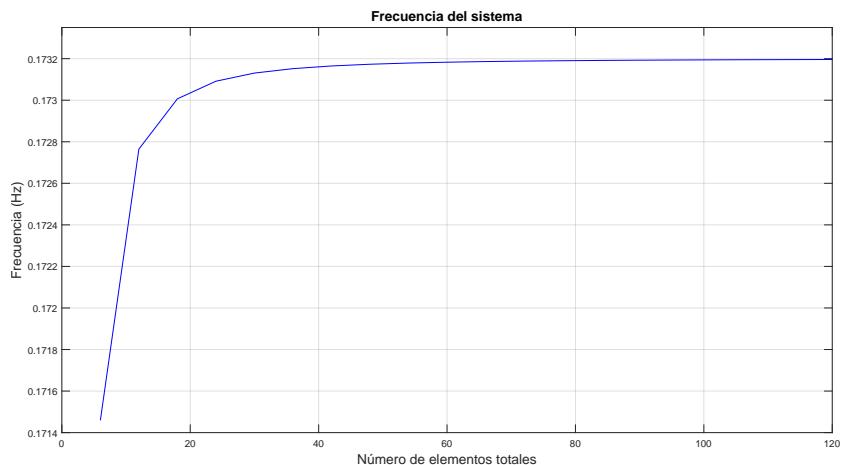


Figura III.2: Estudio de convergencia de la frecuencia fundamental para el modelo simplificado en base flexible dimensionada

Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES Y CIVILES

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

ANEXO IV

PLANOS DEL PROYECTO

Trabajo Fin de Grado

Autor: Antonio José Romero Monzón

Tutores: Guillermo Manuel Álamo Meneses y Carlos Romero Sánchez

Curso 2023/2024

ANEXO IV

Planos del proyecto ---

Índice de planos

1. Situación.
2. Vista general. Estructura con monopilote diseñado

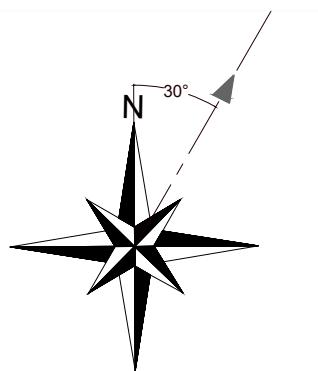


Escala 1:500.000



Escala 1:100.000

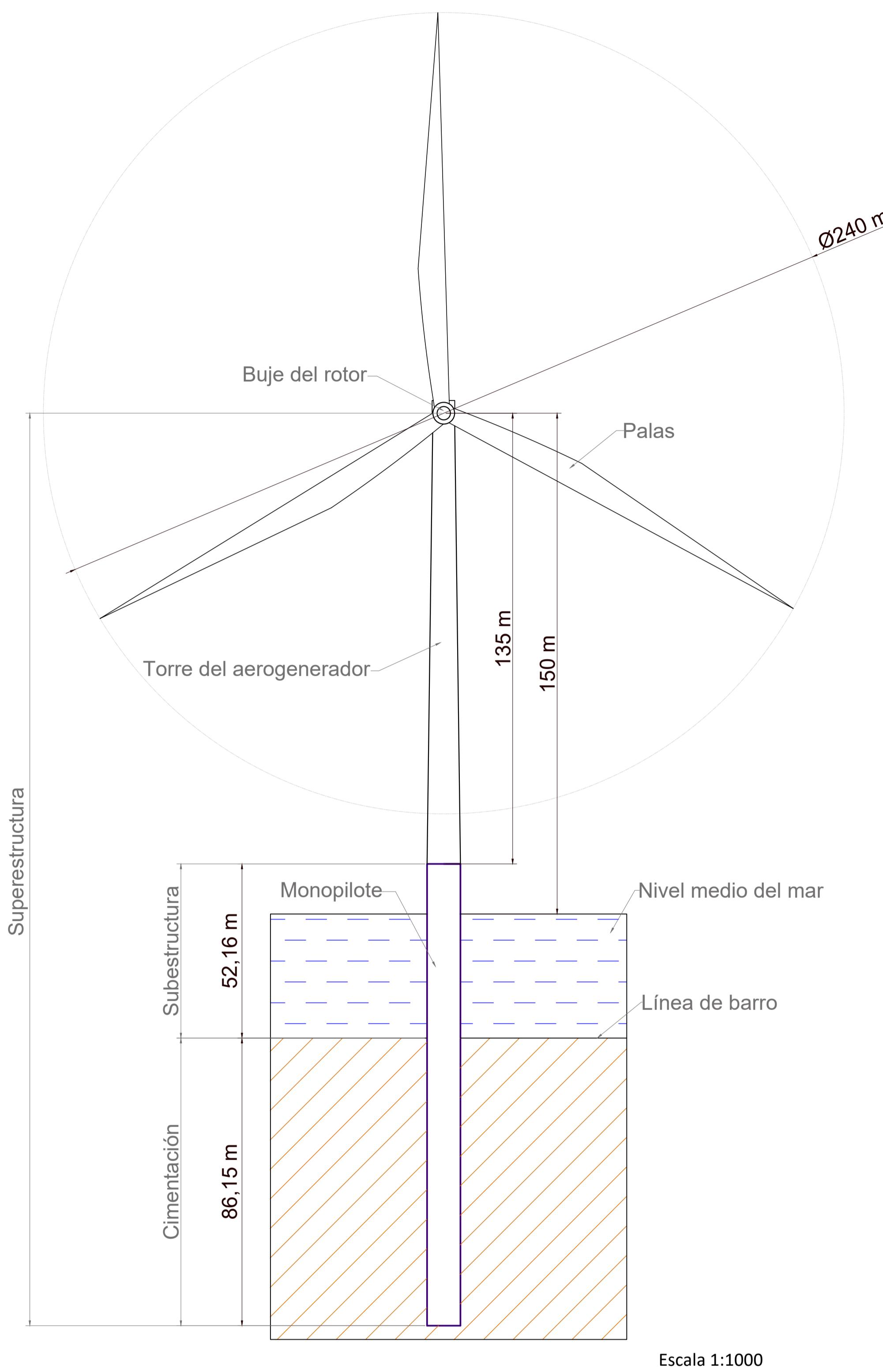
Rosa de vientos



DATOS DEL EMPLAZAMIENTO	
COORDENADAS GEOGRÁFICAS	Latitud: 27° 45' 18" N Longitud: 15° 25' 2" O
DISTANCIA A LA COSTA	2.1 km
PROFUNDIDAD	41.3 m



PROYECTO: Cálculo de la estructura de soporte para aerogeneradores marinos en las Islas Canarias mediante modelos de distinta complejidad	
PETICIONARIO: Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles	
EMPLAZAMIENTO: Costa de San Bartolomé de Tirajana, Gran Canaria Latitud: 27°47'18" N; Longitud: 15°25'2"O	TUTORES: Guillermo M. Álamo Meneses Carlos Romero Sánchez
PLANO: Situación	FECHA: Junio 2024
AUTOR: Antonio José Romero Monzón	FORMATO: A3 horizontal
FIRMA:	ESCALA: Varias
	Nº. 1



IEA-15-240-RWT

Potencia nominal	15 MW
Diámetro del rotor	240 m
Área barrida	45.239 m ²
Altura de la góndola	150 m
Masa del conjunto góndola-rotor	1017 T
Revoluciones de giro del rotor	5-7.56 rpm
Diámetro de la base de la torre	10 m
Diámetro superior de la torre	6.5 m
Espesor inferior de la torre	0,037 m
Espesor superior de la torre	0,024 m
Longitud de la torre	144.39 m

Material del monopilote

Acero S355

Módulo de Young 210 GPa

Coeficiente de Poisson 0,3

Límite elástico 355 MPa

Propiedades del terreno

Densidad 2.000 kg/m³

Peso específico 19,62 kN/m³

Peso específico unitario sumergido 9.000 kN/m³

Coeficiente de Poisson 0,49

Ángulo de rozamiento interno 28 °

Velocidad de las ondas de corte 100 m/s

Dimensiones del monopilote

Diámetro 10 m

Espesor 0,255 m

Longitud enterrada 86,15 m

Longitud de la subestructura 52,15 m

Longitud total 138,30 m



PROYECTO: Cálculo de la estructura de soporte para aerogeneradores marinos en las Islas Canarias mediante modelos de distinta complejidad

PETICIONARIO: Escuela de Ingenierías Industriales y Civiles

EMPLAZAMIENTO: Costa de San Bartolomé de Tirajana, Gran Canaria

Latitud: 27°47'18" N; Longitud: 15°25'2" O

TUTORES: Guillermo M. Álamo Meneses

Carlos Romero Sánchez

PLANO: Vista general. Estructura con monopilote diseñado.

FECHA: Junio 2024

AUTOR: Antonio José Romero Monzón

FORMATO: A2 vertical

FIRMA:

ESCALA:

- General: 1:1000

- Detalles: 1:100

Nº.

2

Universidad de Las Palmas de Gran Canaria

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES Y CIVILES

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

BIBLIOGRAFÍA

Trabajo Fin de Grado

Autor: Antonio José Romero Monzón

Tutores: Guillermo Manuel Álamo Meneses y Carlos Romero Sánchez

Curso 2023/2024

Bibliografía

- [1] Vector Renewables, Asset Empowerment. ¿Cuáles son los principales países productores de energía eólica mundial? Disponible en: <https://www.vectorenewables.com/es/blog/principales-paises-productores-energia-eolica>. Último acceso: 3 Febrero 2024.
- [2] Review Energy. ¿Qué países europeos construyeron más capacidad de energía eólica en 2022? Disponible en: <https://www.review-energy.com/eolico/-que-paises-europeos-construyeron-mas-capacidad-de-energia-eolica-en-2022>. Último acceso: 3 Febrero 2024.
- [3] Asociación Empresarial Eólica (AEE). Potencia instalada y generación. Disponible en: <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/potencia-instalada-y-generacion/>. Último acceso: 3 Febrero 2024.
- [4] James F Manwell, Jon G McGowan, and Anthony L Rogers. *Wind energy explained: theory, design and application*. John Wiley & Sons, 2010.
- [5] Boslan Engineering and Consulting. The Urge to Scale Up Offshore Wind. Disponible en: <https://www.boslan.com/offshore-wind-farms/>. Último acceso: 3 Febrero 2024.
- [6] Nord-Lock Group. La energía eólica marina flotante avanza a gran velocidad. Disponible en: <https://www.nord-lock.com/es-es/panorama/conocimiento/2020/offshore-floating-wind-energy/>. Último acceso: 1 Febrero 2024.
- [7] European Wind Energy Association. Offshore Support Structures. Disponible en: <https://www.wind-energy-the-facts.org/offshore-support-structures.html>. Último acceso: 22 Enero 2024.

- [8] Wybren de Vries, Naveen Kumar Vemula, Patrik Passon, Tim Fischer, Daniel Kaufer, Denis Matha, Bjrn Schmidt, and Fabian Vorpahl. Final report WP4. 2: Support structure concepts for deep water sites. *UpWind D4*, 2, 2011.
- [9] SKI Ingenieurges. mbH. Estructuras de soporte tripilote. Disponible en: <https://ski-consult.de/en/taetigkeitsbreiche/offshore-windenergianlagen/tripile/>. Último acceso: 30 Enero 2024.
- [10] Marina Sarmiento, Newtral Data. Parques eólicos marinos flotantes o cómo España planea aprovechar la energía del viento mar adentro. Disponible en: <https://www.newtral.es/parques-eolicos-marinos-europa/20220808/>. Último acceso: 1 Febrero 2024.
- [11] Laszlo Arany, Subhamoy Bhattacharya, John Macdonald, and Stephen J Hogan. Design of monopiles for offshore wind turbines in 10 steps. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*, 92:126–152, 2017.
- [12] Subhamoy Bhattacharya. Challenges in design of foundations for offshore wind turbines. *Eng. Technol. Ref*, 1(1):922, 2014.
- [13] Fayun Liang, Zhouchi Yuan, Xuan Liang, and Hao Zhang. Seismic response of monopile-supported offshore wind turbines under combined wind, wave and hydrodynamic loads at scoured sites. *Computers and Geotechnics*, 144:104640, 2022.
- [14] National Renewable Energy Laboratory. *OpenFAST Documentation. Release v3.5.2*, January 2024. <https://openfast.readthedocs.io/en/main/>. Publicado en: <https://github.com/OpenFAST/openfast>.
- [15] OpenFast. ElastoDyn Users Guide and Theory Manual. Disponible en: <https://kitefast.readthedocs.io/en/kitefast/source/user/elastodyn/>. Último acceso: 12 April 2024.
- [16] Cristina Medina, Guillermo M Álamo, and Luis A Padrón. Contribution of the rotational kinematic interaction to the seismic response of monopile-supported offshore wind turbines. *Ocean Engineering*, 280:114778, 2023.
- [17] Eduardo Rodríguez Galván. Trabajo Fin de Máster. estudio de la influencia de los fenóme-

nos de interacción cinemática sobre la respuesta sísmica de aerogeneradores marinos soportados por monopilotes. 2022.

- [18] Daniel Martens Pedersen and Henrik Askheim. Trabajo Fin de Máster. implementation of seismic soil-structure interaction in openfast and application to a 10MW offshore wind turbine on jacket structure. 2021.
- [19] AS Det Norske Veritas. DNV-Os-J101:design of offshore wind turbine structures. *DNV-Os-J101*, 2020.
- [20] Francisco González Pérez. *Advances in the numerical modelling of nonlinearities in dynamic soil-structure interaction problems*. PhD thesis, 2020.
- [21] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Infomar. Disponible en: <http://www.infomar.miteco.es/visor.html>. Último acceso: 23 January 2024.
- [22] Cartográfica de Canarias, S.A. GRAFCAN MAPAS DE CANARIAS. Disponible en: <https://visor.grafcan.es/>. Último acceso: 18 April 2024.
- [23] Ministerio de Transportes y Movilidad Sostenible. Puertos del Estado. Disponible en: <https://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx>. Último acceso: 23 January 2024.
- [24] Luis A Padrón, Sandro Carbonari, Francesca Dezi, Michele Morici, Jacob DR Bordón, and Graziano Leoni. Seismic response of large offshore wind turbines on monopile foundations including dynamic soil-structure interaction. *Ocean Engineering*, 257:111653, 2022.
- [25] GitHub. Repositorio GitHub. Disponible en: <https://github.com/NREL/turbine-models/tree/master/Offshore>. Último acceso: 23 January 2024.
- [26] Organización de Consumidores y Usuarios (OCU). Evolución del precio de la luz. Disponible en: <https://www.ocu.org/vivienda-y-energia/gas-luz/informe/precio-luz>. Último acceso: 23 January 2024.
- [27] Asociación Española de Normalización y Certificación. Eurocódigo 3: Proyecto de Estructuras de Acero. Parte 1-1: Reglas generales y reglas para edificios. *AENOR*, 2009.

- [28] Sergio Fernández Munguía. España es una potencia de la energía eólica, pero tiene una gran deuda con la offshore: así aspira a corregirla. Disponible en: <https://www.xataka.com>. Último acceso: 3 Febrero 2024.
- [29] Miguel Villarubia López. *Ingeniería de la energía eólica*, volume 5. Marcombo, 2012.
- [30] EGA Master S.L. Las estructuras eólicas offshore. Disponible en: <https://www.egamaster.com/es/ega-wiki/2021/6/25/las-estructuras-eolicas-offshore>. Último acceso: 22 Enero 2024.
- [31] Román Quevedo Reina. Trabajo Fin de Máster. diseño de una estructura jacket multipilotada para soporte de un aerogenerador marino en la isla de gran canaria. 2019.
- [32] Gabriel Rodríguez Galván. Trabajo Fin de Máster. dimensionamiento de cimentaciones superficiales para aerogeneradores offshore. 2018.
- [33] Marla Keene, technology writer, AX Control. Comparing offshore wind turbine foundations. Disponible en: <https://www.windpowerengineering.com/comparing-offshore-wind-turbine-foundations>. Último acceso: 31 Enero 2024.
- [34] Victor Baeschlin. ¿Qué es la energía eólica marina u offshore? Disponible en: <https://www.transicionenergetica.es/energias-renovables/eolica-marina/>. Último acceso: 9 Febrero 2024.
- [35] GitHub. versiones de OpenFast. Disponible en: <https://github.com/openfast>. Último acceso: 12 April 2024.
- [36] División de Mecánica de los Medios Continuos y Teoría de Estructuras. Instituto Universitario en Sistemas Inteligentes y Aplicaciones Numéricas en Ingeniería (SIANI). Disponible en: <http://www.mmc.siani.es/software/>. Último acceso: 5 April 2024.
- [37] International Electrotechnical Commission (IEC). IEC 61400-1:2007: Wind turbines. part 1: Design requirements. *IEC 61400-1:2007*, 2007.
- [38] National Renewable Energy Laboratory. TurbSim. Disponible en: <https://www.nrel.gov/wind/nwtc/turbsim.html>. Último acceso: 2 April 2024.

- [39] U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. National Renewable Energy Laboratory. Disponible en: <https://www.nrel.gov/>. Último acceso: 26 March 2024.
- [40] National Renewable Energy Laboratory. BModes. Disponible en: <https://www.nrel.gov/wind/nwtc/bmodes.html>. Último acceso: 2 April 2024.
- [41] Srinivasan Chandrasekaran. *Dynamic analysis and design of offshore structures*, volume 761. Springer, 2015.
- [42] AS Det Norske Veritas. DNV-GL-ST-0126: Support structures for wind turbines. *DNV-GL-ST-0126*, 2016.
- [43] WindEurope asbl/vzw. Wind Europe. Disponible en: <https://windeurope.org/about-wind/wind-basics/>. Último acceso: 30 March 2024.
- [44] AS Det Norske Veritas. DNV-RP-C205:environmental conditions and environmental loads. *DNV-RP-C205*, 2010.
- [45] John Nicholas Newman. *Marine hydrodynamics*. The MIT press, 2018.
- [46] David C Lay. *Álgebra lineal y sus aplicaciones*. Pearson educación, 2007.
- [47] Guillermo Manuel Álamo Meneses. *Dynamic response of piled structures: Implementation of a model based on the integral formulation of the problem and the use of a fundamental solution for the layered half space*. Tesis doctoral, 2018.
- [48] Canarias 7. Greenalia adapta el parque Gofio al plan de ordenación de la eólica marina. Disponible en: <https://www.canarias7.es/canarias/gran-canaria/greenalia-adapta-parque-gofio-plan-ordenacion-eolica-20240130081601-nt.html>. Último acceso: 10 Febrero 2024.
- [49] Canariasahora. La eólica marina se estrena en España con un prototipo a prueba en Gran Canaria. Disponible en: <https://www.eldiario.es/canariasahora/>. Último acceso: 10 Febrero 2024.
- [50] Carlos Prego. El primer parque eólico marino flotante conectado a la red de España se instalará en Gran Canaria y así será su capacidad. Disponible en: <https://www.xataka.com>

com. Accessed on 10 Febrero 2024.

- [51] Norma de Construcción Sismorresistente. Parte general y edificación (NCSE-02). *Ministerio de Fomento, Boletín Oficial del Estado*, 244:35898–35967, 2002.
- [52] AS Det Norske Veritas. DNV-GL-ST-0437: Loads and site conditions for wind turbines. *DNV-GL-ST-0437*, 2016.
- [53] Jason Jonkman, Sandy Butterfield, Walter Musial, and George Scott. Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2009.
- [54] Pietro Bortolotti, K Dykes, K Merz, and F Zahle. IEA wind task 37 on systems engineering in wind energy. *WP2-Reference Wind Turbines.: IEA Wind Task*, 37, 2019.
- [55] Evan Gaertner, Jennifer Rinker, Latha Sethuraman, Frederik Zahle, Benjamin Anderson, Garrett Barter, Nikhar Abbas, Fanzhong Meng, Pietro Bortolotti, Witold Skrzypinski, et al. Definition of the IEA 15-megawatt offshore reference wind turbine. 2020.
- [56] Julieta Schallenberg-Rodriguez. A methodological review to estimate techno-economical wind energy production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 21:272–287, 2013.
- [57] CYPE Ingenieros, S.A. Generador de precios de CYPE. Disponible en: <http://www.generadordeprecios.info/#gsc.tab=0>. Último acceso: 23 January 2024.
- [58] AS Det Norske Veritas. DNV-RP-C202:buckling strength of shells. *DNV-RP-C202*, 2013.
- [59] AS Det Norske Veritas. DNV-RP-C203: Fatigue design of offshore steel structures. *DNV-RP-C203*, 2016.
- [60] J.M Jonkman y M.L Buhl Jr. FAST user's guide. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2005.
- [61] Luis A Padrón Hernández. *Numerical Model for the Dynamic Analysis of Pile Foundations*. Tesis doctoral, 2009.
- [62] Luis A Padrón Hernández. Cálculo de estructuras de barras incluyendo efectos dinámicos de interacción suelo-estructura. modelo mixto de elementos finitos y elementos de contorno.

Proyecto fin de carrera, 2004.

- [63] Thomas Skov-Pedersen Casper Ostergaard, Kenneth Christiansen. Dynamic modelling of monopiles for offshore wind turbines. Technical report, Aalborg University, 2019.