

Estudio del comportamiento en la mar de una plataforma offshore

Trabajo Final de Grado



Universitat Politècnica de Catalunya
Facultad de Náutica de Barcelona

Trabajo realizado por:

Vicente Sancho Peña

Dirigido por:

Julio García Espinosa

Grado en Ingeniería en Sistemas y Tecnología Naval

Barcelona, Mayo de 2016

Departamento de Ciencia e Ingeniería Náutica





Agradecimientos

A mis padres, y mi hermana, por su preocupación continua, y como no, a mi tutor Dr. Julio García Espinosa, por su apoyo, orientación y aportación técnica.

Resumen

La industria energética se encuentra en un proceso de cambio donde cada vez más se acerca hacia un modelo sostenible que requiere de nuevas tecnologías que permitan un abaratamiento del consume de electricidad. Sin lugar a dudas, ha quedado demostrado que la energía eólica puede ayudar de manera significativa a este cambio. No obstante, las limitaciones para la instalación de nuevos parques eólicos en tierra han llevado a explorar nuevos horizontes, entre ellos la mar.

La energía eólica offshore surge como una solución para estas limitaciones, ya que permite aumentar el rendimiento en la generación de energía eléctrica. Cabe destacar, que las condiciones de viento son más intensas y estables, además de provocar un menor impacto visual y/o acústico.

Cabe tener presente, que las tecnologías convencionales hacen que estos aerogeneradores se anclen en el fondo marino a través de estructuras fijas tipo gravedad o pilotes. Debido a que estas cimentaciones aumentan considerablemente su coste y su dificultad de ejecución en aguas profundas, mayores de 60 metros, se encuentran en fase de estudio y desarrollo nuevas plataformas flotantes con el fin de poder instalarlas sin limitación de profundidad. Son muchos los países que para cumplir tal objetivo, han empezado a investigar ya acerca de la creación de parques eólicos en alta mar, siendo los países del norte de Europa los pioneros en instalar este tipo aerogeneradores en alta mar.

Por lo tanto, a lo largo de éste proyecto se pretende contribuir al estudio del comportamiento en la mar de un aerogenerador offshore. En primer lugar, un estado de arte permitirá ampliar conocimientos acerca de la situación actual de este tipo de energía en España y en el resto de Europa. Seguidamente, se presentarán los diferentes tipos de cimentaciones que existen en función de la profundidad en la cuál se quiera instalar la plataforma. Acto seguido, se realizará una breve y concisa explicación acerca de los diferentes componentes que forman un aerogenerador, así como, su funcionamiento y un resumen de los proyectos offshore en activo más importantes del mundo.

De esta manera, para que el cálculo se ajuste lo máximo a la realidad y sea suficientemente preciso, se utilizarán diferentes herramientas especializadas en diseño CAD, destinada para el diseño de parte de la estructura y, SeaFEM, para el comportamiento en la mar. Sin embargo, como este tipo de energía se encuentra en pleno auge a causa de la conciencia global en torno al cambio climático, la información existente podría carecer de calidad o certeza. Es por ello, que se utilizarán fuentes fiables, artículos técnicos, de organismos oficiales y empresas del sector. Entre los principales a destacar:

- MIT (Massachusetts Institute of Technology)
- NREL (National Renewable Energy Laboratory)
- EWEA (European Wind Energy Association)
- APPA (Asociación de Empresas de Energías Renovables)
- GWEC (Global Wind Energy Council)
- Puertos del estado

Abstract

The energy industry is changing towards a sustainable model that requires the development of new technologies that will allow a reduction in the cost of electricity. It has been demonstrated that wind energy can help significantly with this change. Despite this, the limitations for installation of new onshore wind farms have led to explore new horizons, including the sea.

Offshore wind power emerges as a solution to these limitations, since it allows a performance increase in generating electricity. In addition, the wind conditions are more intense and stable, and have less visual or acoustic impact.

Conventional technologies, make these wind turbines anchor on the seabed through fixed structures type gravity or piles. These foundations significantly increase their cost and the difficulty of implementation in deep waters, over 60 meters. Studies are being held to develop floating platforms in order to be able to install them without limitation of depth. There are many countries, that to achieve this goal, have already begun to investigate the creation of offshore wind farms, being the countries of northern Europe the pioneers with several wind turbines already installed on the high seas.

Thus, the work that takes place along this project aims to contribute to the study of the seakeeping of an offshore wind turbine. In the first place, a state of the art, which will allow you to have a clear idea of the current situation of this type of energy in Spain and in the rest of Europe. In addition, the different types of current foundations that exist in terms of the depth to which you want to install the platform will be explained. Then, a brief explanation of the different components of a wind turbine, as well as its operation and a small summary of the more important offshore parks are in active in the world.

Thus, for the calculation to adjust as much as possible to reality and it being sufficiently precise, various specialized tools in designing CAD, that are implemented to design part of the structure, and SeaFEM for seakeeping will be used. On the other hand, due to the boom of these energies to cause of global awareness on climate change, is much existing information that might lack of quality or certainty. That is why reliable sources will be used, like technical articles, opinion by official agencies and companies in the sector. Some to highlights are:

- MIT (Massachusetts Institute of Technology)
- NREL (National Renewable Energy Laboratory)
- EWEA (European Wind Energy Association)
- APPA (Association of Renewable Energy)
- GWEC (Global Wind Energy Council)
- State ports

Tabla de contenidos

| | |
|---------------------|------|
| AGRADECIMIENTOS | II |
| RESUMEN | III |
| ABSTRACT | IV |
| TABLA DE CONTENIDOS | V |
| LISTA DE FIGURAS | VIII |
| LISTA DE TABLAS | XII |

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.

| | |
|---|----|
| 1.1. Energía eólica | 1 |
| 1.1.1. Ventajas e inconvenientes de la energía eólica | 5 |
| 1.2. Energía eólica offshore | 6 |
| 1.2.1. Ventajas e inconveniente de la energía eólica offshore | 11 |
| 1.3. Aerogenerador | 13 |
| 1.3.1. Cimentaciones en aguas poco profundas | 14 |
| 1.3.2. Cimentaciones en aguas de profundidad intermedia | 16 |
| 1.3.3. Cimentaciones en agua profundas | 18 |
| 1.4. Principios de funcionamiento | 22 |
| 1.5. Componentes de un aerogenerador | 24 |
| 1.6. Parques eólicos offshore fijados al fondo | 26 |
| 1.7. Proyectos offshore semisumergibles | 27 |
| 1.8. Motivación y objetivos | 32 |

CAPÍTULO 2. ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

| | |
|--|----|
| 2.1. Estudio del emplazamiento | 35 |
| 2.1.1. Zona 1: Boya de Bilbao-Vizcaya | 36 |
| 2.1.2. Zona 2: Boya de Cabo de Peñas | 38 |
| 2.1.3. Zona 3: Boya de Estaca de Bares | 40 |
| 2.1.4. Zona 4: Boya de Villargo-Sisargas | 42 |
| 2.2. Proceso de elección | 44 |

CAPÍTULO 3. PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE 'OC4'

| | |
|--|----|
| 3.1. Dimensiones principales | 48 |
| 3.1.1. Propiedades del rotor | 48 |
| 3.1.2. Propiedades de la torre | 49 |
| 3.1.3. Propiedades de la plataforma semisumergible | 50 |

| | |
|---|-----------|
| 3.2. Matrices Adicionales | 52 |
| 3.3. Cálculo del centro de gravedad | 53 |
| CAPÍTULO 4. COMPORTAMIENTO EN LA MAR | 55 |
| <hr/> | |
| 4.1. Análisis de la sensibilidad de la malla | 55 |
| 4.2. Modelo SeaFEM | 57 |
| 4.3. Datos generales del problema | 58 |
| 4.3.1. General data | 58 |
| 4.3.2. Problem description | 58 |
| 4.3.3. Environment data | 59 |
| 4.3.4. Time data | 59 |
| 4.3.5. Body data | 60 |
| 4.3.6. Numerical data | 61 |
| 4.3.7. Boundary conditions | 61 |
| 4.4. Casos a estudiar | 63 |
| 4.4.1. Condiciones de oleaje | 64 |
| 4.4.2. Condiciones de viento | 65 |
| CAPÍTULO 5. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS | 69 |
| <hr/> | |
| 5.1. Presiones totales | 69 |
| 5.1.1. Estado de la mar 1 (EM1) | 69 |
| 5.1.2. Estado de la mar 2 (EM2) | 70 |
| 5.1.3. Estado de la mar 3 (EM3) | 71 |
| 5.1.4. Estado de la mar 4 (EM4) | 72 |
| 5.1.5. Estado de la mar 5 (EM5) | 73 |
| 5.2. Amplitud en sus grados de libertad | 74 |
| CONCLUSIONES | 81 |
| <hr/> | |
| BIBLIOGRAFÍA | 83 |
| <hr/> | |
| ANEXO I | 85 |
| <hr/> | |
| 1. Parques eólicos offshore más importantes fijados al fondo. | 85 |
| ANEXO II | 88 |
| <hr/> | |
| 1. Resultados de los diferentes casos a estudiar. | 88 |
| 2. Resultados de las aceleraciones . | 93 |



Lista de Figuras

CAPÍTULO 1. **1**

| | |
|--|----|
| Figura 1.1. Potencia eólica instalada en UE-27 (IDEA, PER 2011-20). | 2 |
| Figura 1.2. Cobertura de demanda energética en España, 2013. | 2 |
| Figura 1.3. Porcentaje de crecimiento por países en la UE, 2013. | 3 |
| Figura 1.4. Energía primaria, 2014 (MINETUR). | 3 |
| Figura 1.5. Cobertura de la demanda de energía eléctrica. | 3 |
| Figura 1.6. La evolución de la potencia del viento (GWEC). | 4 |
| Figura 1.7. Impacto visual de un aerogenerador. | 7 |
| Figura 1.8. Potencia eólica <i>offshore</i> total acumulada y anual en la UE | 8 |
| Figura 1.9. Potencia offshore instalada en Europa en 2014 (EWEA). | 9 |
| Figura 1.10. Capacidad offshore global acumulada en 2015 (GWEC). | 10 |
| Figura 1.11. Profundidad y distancia a la costa de proyectos offshore. | 10 |
| Figura 1.12. Distribución de costes offshore/onshore (EWEA). | 11 |
| Figura 1.13. Cimentaciones de aerogeneradores en funciones de la profundidad (NREL). | 13 |
| Figura 1.14. Cimentación por gravedad. | 14 |
| Figura 1.15. Cimentación monopilote. | 15 |
| Figura 1.16. Cimentación trípode. | 16 |
| Figura 1.17. Cimentación jacket. | 17 |
| Figura 1.18. Cimentación tripilote. | 18 |
| Figura 1.19. Triangulo de estabilidad de estructuras flotantes. | 19 |
| Figura 1.20. Estructuras en aguas profundas (NREL). | 19 |
| Figura 1.21. Estructura Spar buoy (Hywind). | 20 |
| Figura 1.22. Estructura Tension Leg Platform (TLP). | 21 |
| Figura 1.23. Estructura semisumergible (WindFloat). | 22 |
| Figura 1.24. Estudio de Betz | 23 |
| Figura 1.25. Curva de potencia del aerogenerador. | 24 |
| Figura 1.26. Componentes de un aerogenerador. | 24 |
| Figura 1.27. Profundidades del mar en Europa (DNVGL). | 28 |
| Figura 1.28. Proyecto WindFloat. | 29 |
| Figura 1.29. Proyecto Fukushima FORWARD. | 29 |
| Figura 1.30. Proyecto IDEOL. | 30 |
| Figura 1.31. Proyecto WinFlo. | 31 |
| Figura 1.32. Proyecto Nautilus. | 32 |

CAPÍTULO 2. **35**

| | |
|--|----|
| Figura 2.1. Mapa de Áreas Eólicas Marinas en España. | 35 |
| Figura 2.2. Viento medio anual a 100 m de altura. | 36 |
| Figura 2.3. Ubicación Boya de Bilbao-Vizcaya. | 36 |
| Figura 2.4. Rosa de viento, BILBAO (2005-2015). | 36 |
| Figura 2.5. Velocidades media y máxima, BILBAO. | 37 |

| | |
|---|----|
| Figura 2.6. Distribución Altura, Periodo y Rosa de oleaje, BILBAO. | 37 |
| Figura 2.7. Altura significativa media y máxima, BILBAO. | 38 |
| Figura 2.8. Ubicación Boya de Cabo de Peñas. | 38 |
| Figura 2.9. Rosa de viento, CABO DE PEÑAS (2005-2015). | 39 |
| Figura 2.10. Velocidades media y máxima, CABO DE PEÑAS. | 39 |
| Figura 2.11. Distribución Altura, Periodo y Rosa de oleaje, CABO DE PEÑAS. | 40 |
| Figura 2.12. Altura significativa media y máxima, CABO DE PEÑAS. | 40 |
| Figura 2.13. Ubicación Boya de Estaca de Bares. | 40 |
| Figura 2.14. Rosa de viento, ESTACA DE BARES (2005-2015). | 41 |
| Figura 2.15. Velocidades media y máxima, ESTACA DE BARES. | 41 |
| Figura 2.16. Distribución Altura, Periodo y Rosa de oleaje, ESTACA DE BARES. | 42 |
| Figura 2.17. Altura significativa media y máxima, ESTACA DE BARES. | 42 |
| Figura 2.18. Ubicación Boya de Villano-Sisargas. | 42 |
| Figura 2.19. Rosa de viento, VILLANO-SISARGAS (2005-2015). | 43 |
| Figura 2.20. Velocidades media y máxima, VILLANO-SISARGAS | 43 |
| Figura 2.21. Distribución Altura, Periodo y Rosa de oleaje, VILLANO-SISARGAS. | 44 |
| Figura 2.22. Altura significativa media y máxima, VILLANO-SISARGAS. | 44 |

CAPÍTULO 3. **47**

| | |
|---|----|
| Figura 3.1. Aerogenerador NREL. | 48 |
| Figura 3.2. Aerogenerador SeaFEM. | 48 |
| Figura 3.3. Plataforma NREL. | 50 |
| Figura 3.4. Plataforma SeaFEM. | 50 |
| Figura 3.5. Principales dimensiones de la Plataforma. | 50 |

CAPÍTULO 4. **55**

| | |
|--|----|
| Figura 4.1. Sensibilidad de la malla, Heave. | 56 |
| Figura 4.2. Sensibilidad de la malla, Pitch. | 56 |
| Figura 4.3. Tamaño de malla. | 57 |
| Figura 4.4. Malla final. | 57 |
| Figura 4.5. Estructura completa SeaFEM. | 57 |
| Figura 4.6. General data. | 58 |
| Figura 4.7. Problem description. | 59 |
| Figura 4.8. Environment data. | 59 |
| Figura 4.9. Time data. | 60 |
| Figura 4.10. Body data. | 60 |
| Figura 4.11. Numerical data. | 61 |
| Figura 4.12. Boundary conditions. | 61 |
| Figura 4.13. Zona de estudio. | 62 |
| Figura 4.14. Body. | 62 |
| Figura 4.15. Free-surface. | 62 |
| Figura 4.16. Bottom. | 63 |
| Figura 4.17. Outlet. | 63 |
| Figura 4.18. Direcciones del oleaje. | 65 |
| Figura 4.19. Coeficiente de empuje en función de λ | 66 |

CAPÍTULO 5. 69

| | |
|---|----|
| Figura 5.1. Oleaje incidente, EM1. | 69 |
| Figura 5.2. Presión total, EM1. | 70 |
| Figura 5.3. Oleaje incidente, EM2. | 70 |
| Figura 5.4. Presión total, EM2. | 71 |
| Figura 5.5. Oleaje incidente, EM3. | 71 |
| Figura 5.6. Presión total, EM3. | 72 |
| Figura 5.7. Oleaje incidente, EM4. | 72 |
| Figura 5.8. Presión total, EM4. | 73 |
| Figura 5.9. Oleaje incidente, EM5. | 73 |
| Figura 5.10. Presión total, EM5. | 74 |
| Figura 5.11. Movimientos en sus 6 grados de libertad de un plataforma flotante. | 75 |
| Figura 5.12. Resultados en sus 6 grados de libertad para 'Estado de la mar 2'. | 75 |
| Figura 5.13. Resultados en sus 6 grados de libertad para 'Estado de la mar 5'. | 77 |

ANEXO I. 85

| | |
|---|----|
| Figura 1.1. Anexo I: Parque London Array. | 85 |
| Figura 1.2. Anexo I: Parque Gwynt y Môr. | 86 |
| Figura 1.3. Anexo I: Parque Greater Gabbar. | 86 |
| Figura 1.4. Anexo I: Parque Anholt. | 87 |
| Figura 1.5. Anexo I: Parque BARD Offshore. | 87 |

ANEXO II. 88

| | |
|---|----|
| Figura 1.1. Anexo II: Resultados en sus 6 grados de libertad para 'Estado de la mar 1'. | 88 |
| Figura 1.2. Anexo II: Resultados en sus 6 grados de libertad para 'Estado de la mar 2'. | 89 |
| Figura 1.3. Anexo II: Resultados en sus 6 grados de libertad para 'Estado de la mar 3'. | 90 |
| Figura 1.4. Anexo II: Resultados en sus 6 grados de libertad para 'Estado de la mar 4'. | 91 |
| Figura 1.5. Anexo II: Resultados en sus 6 grados de libertad para 'Estado de la mar 5'. | 92 |
| Figura 1.6. Anexo II: Resultados de las aceleraciones para 'Estado de la mar 1'. | 93 |
| Figura 1.7. Anexo II: Resultados de las aceleraciones para 'Estado de la mar 2'. | 94 |
| Figura 1.8. Anexo II: Resultados de las aceleraciones para 'Estado de la mar 3'. | 95 |
| Figura 1.9. Anexo II: Resultados de las aceleraciones para 'Estado de la mar 4'. | 96 |
| Figura 1.10. Anexo II: Resultados de las aceleraciones para 'Estado de la mar 5'. | 97 |



Lista de Tablas

CAPÍTULO 1. **1**

| | |
|---|----|
| Tabla 1.1. El viento en número (GWEC). | 5 |
| Tabla 1.2. Valores de potencia y nº de instalaciones eólicas marinas a finales de 2010. | 8 |
| Tabla 1.3. Número de parques y turbinas en Europa, 2014 (EWEA). | 9 |
| Tabla 1.4. Número de parques y turbinas en Europa en 2014 (EWEA). | 9 |
| Tabla 1.5. Resumen de las características de las estructuras offshore. | 33 |

CAPÍTULO 2. **35**

| | |
|--|----|
| Tabla 2.1. Comparativa velocidades media y máxima. | 44 |
| Tabla 2.2. Comparativa Altura media y máxima. | 45 |

CAPÍTULO 3. **47**

| | |
|--|----|
| Tabla 3.1. Propiedades del rotor. | 49 |
| Tabla 3.2. Propiedades de la torre. | 49 |
| Tabla 3.3. Dimensiones de la plataforma. | 51 |
| Tabla 3.4. Propiedades estructurales. | 51 |
| Tabla 3.5. Propiedades de los elementos e la Plataforma. | 51 |
| Tabla 3.6. Cálculo del centro de gravedad. | 53 |

CAPÍTULO 4. **55**

| | |
|--|----|
| Tabla 4.1. Estados de la mar a estudiar. | 64 |
| Tabla 4.2. Condiciones de carga. | 67 |

CAPÍTULO 5. **69**

| | |
|---|----|
| Tabla 5.1. Resumen de los valores obtenidos para cada uno de los grados de libertad del conjunto. | 78 |
|---|----|

Capítulo 1. Introducción.

1.1. Energía Eólica.

En la actualidad existe un aumento de la demanda energética ocasionada por factores como el desarrollo tecnológico, el aumento de la población, que hacen del futuro energético un problema a nivel mundial. Esto, unido a la relevancia alcanzada por la conservación de los recursos naturales y la protección del medio ambiente, ha fomentado un uso racional de la energía y de políticas para impulsar las energías renovables.

Hoy en día, la sociedad ha explotado gran parte de los recursos de la Tierra y la gran mayoría de éstos son de fuentes no renovables de las que tarde o temprano acabarán agotándose. Es por eso, que es necesario el estudio y desarrollo de energías renovables como la solar, eólica, geotérmica, hidráulica entre otras con la finalidad de conseguir energías más seguras, limpias y con menor impacto ambiental.

A lo largo de los últimos años se ha hecho más notable la necesidad de cumplir con un nuevo modelo energético basado principalmente en la reducción del consumo, en el cambio hacia fuentes de energías renovables y en una mejora de la eficiencia. El petróleo, y en menor medida el gas natural, podrían acabar con problemas de existencia en sus yacimientos debido a la gran explotación que existe hoy en día. Además, la preocupación que puede tener la población debido a los grandes impactos ambientales y de la salud que se derivan de su propia explotación y uso. Las centrales térmicas son principales causantes de riesgos y efectos contaminantes considerables como la lluvia ácida, la contaminación atmosférica o la emisión de gases de efecto invernadero, que conllevan al cambio climático.

Uno de los inconvenientes históricos de las fuentes de energía renovables, puede considerarse que ha sido y es, el precio de generación de la energía. El desarrollo de nuevas tecnologías más eficientes y económicas junto con el fenómeno de la economía de escala (como ocurre en el caso de la tecnología eólica, donde el incremento en el tamaño de la turbina conlleva una reducción del coste de generación), facilitan el cambio de modelo energético.

Dentro de las distintas energías renovables, la energía eólica ha tenido un auge importante en la última década, tanto en lo que respecta a la opinión pública como en el desarrollo tecnológico que ha experimentado y que la ha posicionado como una forma de energía rentable. La Unión Europea se sitúa a la cabeza en el desarrollo e instalación de este tipo de energía debido, en parte, a que fomentan su desarrollo y su comercialización.

Es por eso, que la energía eólica está presente en un total de 79 países; 24 de ellos con más de 1.000 megavatios (MW) instalados. En términos de acumulación de megavatios las cinco principales potencias son China, EE.UU, Alemania, España e India.

De este modo, España se situaba en 2010 como la cuarta potencia mundial y la segunda europea en términos de potencia eólica instalada con 20.745 MW, según datos del *Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA)* [1]. Así, durante la vigencia del Plan de Energías Renovables (PER 2005-2010) la energía eólica pasó de ser considerada insignificante a jugar un papel sustancial en el balance energético en una decena de años.

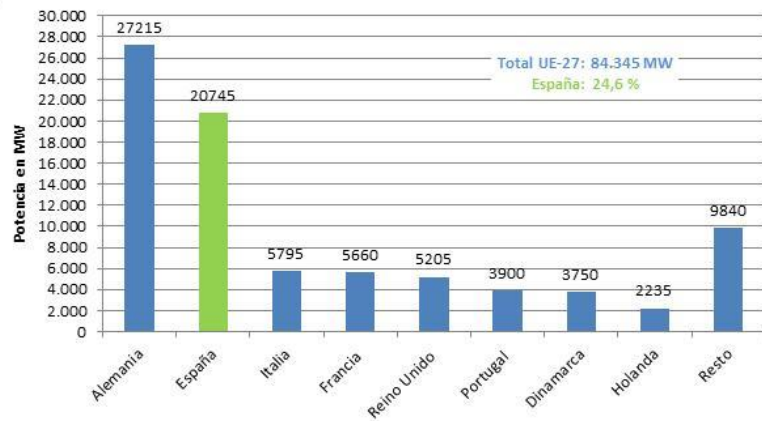


Figura 1.1 Potencia eólica instalada en UE-27 (IDEA, PER 2011-20) [1].

En el año 2012, el sector eólico instaló en España 1.112 MW, lo que supuso un aumento del 5,13% ese año. Asimismo, A finales de 2012 la potencia eólica instalada ascendía a 22.785 MW. Un año después, la eólica fue la primera fuente de generación eléctrica en España, con una producción de 54.478 GWh, lo que ocurrió por primera vez en la historia [23].

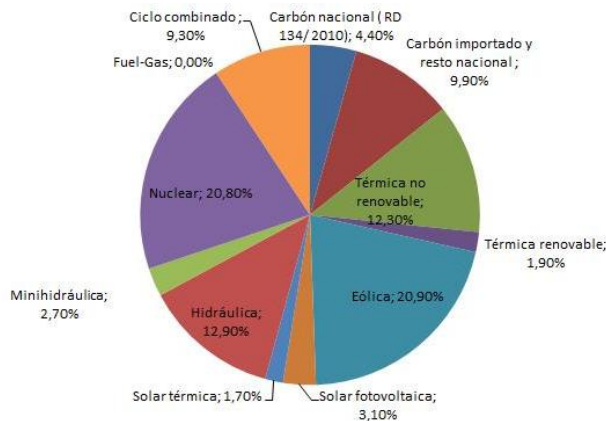


Figura 1.2. Cobertura de demanda energética en España, 2013 [24].

En lo que respecta a la Unión Europea, en el año 2013 la potencia instalada creció 11.159 MW [3]. En la Figura 1.3, se puede diferenciar el porcentaje con el que contribuyó cada país al crecimiento en la Unión Europea.

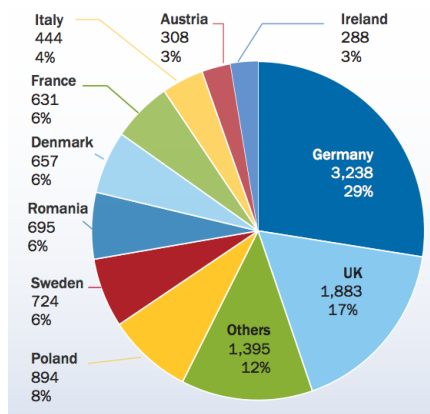


Figura 1.3. Porcentaje de crecimiento por países en la UE, 2013 [3].

Las energías renovables alcanzaron en 2014 su mayor participación histórica como fuente de consumo de energía primaria. Con el 14,4% del total se mantuvieron en tercera posición por detrás del petróleo, que con un 42,9% siguió siendo la fuente de energía primaria más utilizada en España, y del gas natural, que en segunda posición alcanzó el 20%. De la cual, la eólica cubrió el 20,3%, la hidráulica el 15,5%, la solar fotovoltaica el 3,1%, la solar termoeléctrica el 2% y la térmica renovable el 1,9%.

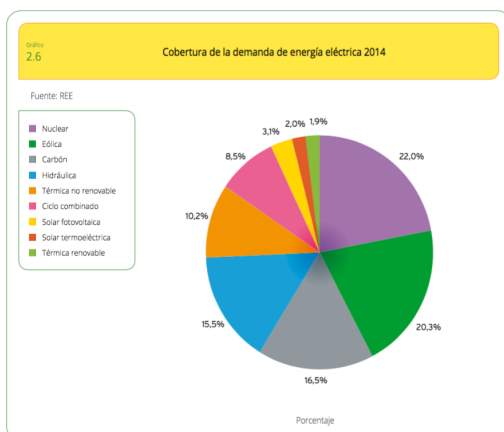


Figura 1.4. Energía primaria 2014 (MINETUR) [2].

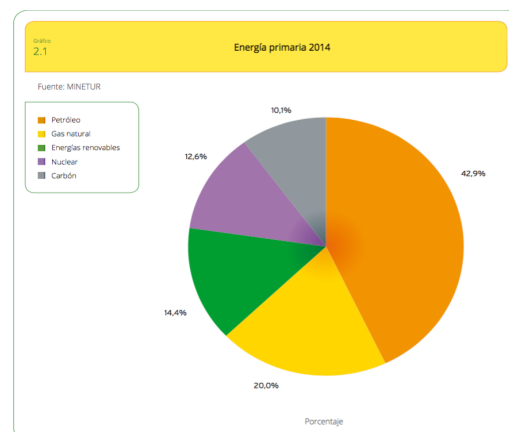


Figura 1.5. Cobertura de la demanda de energía eléctrica [2].

Según datos de *The European Wind Energy Association (EWEA)*, durante el 2015, se instalaron y conectaron a la red 13.805 MW, un 5,4% más que el año anterior. De los cuales 12.800 MW se instalaron en la Unión Europea. Así pues, de toda la potencia instalada, 9.765,7 MW fueron destinados a tierra y 3.034,5 MW en alta mar [4].

Además, cabe destacar que según la *Asociación Empresarial Eólica (AEE)*; “el año 2015 se cerró como el más negro de la historia de la eólica en España, con ningún nuevo megavatio instalado”. Recuerdan que algo así no ocurría desde los años ochenta, cuando empezó el tímido desarrollo de éste sector en nuestro país, que se aceleró en los noventa y se consolidó en la década siguiente, hasta alcanzar los 23.000 MW aproximadamente que hay actualmente

de los 432.419 MW que hay en el mundo, según datos del Global Wind Report 2015 del *Global Wind Energy Council (GWEC)* [22].

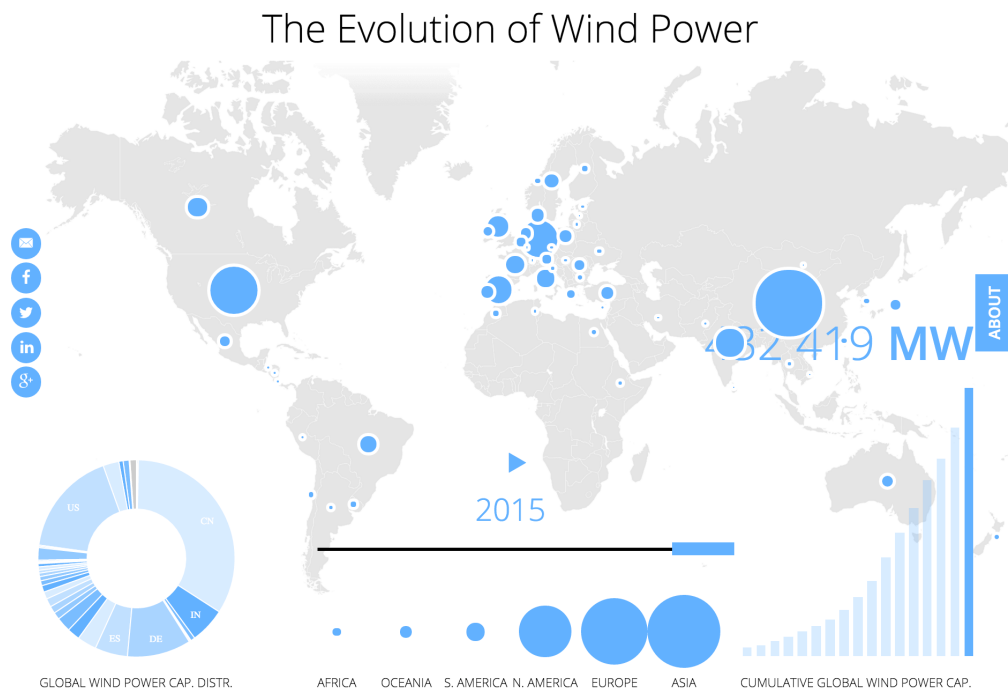


Figura 1.6. La evolución de la potencia del viento (GWEC) [22].

Definitivamente, es urgente y prioritario que de cara al futuro del sector eólico se establezcan las medidas necesarias para contar con un marco normativo estable y predecible en el tiempo, que atraiga de nuevo inversiones a este sector. Para el sector, dentro de estas medidas se deberá contemplar tanto la puesta en marcha de nuevas instalaciones como la repotenciación de las instalaciones eólicas, así como el establecimiento de planes para alargar la vida útil de muchas otras instalaciones existentes. Estas medidas, unidas a la madurez tecnológica alcanzada por la eólica, permitirán que el sector pueda retomar la senda del éxito, lo que provocará claros beneficios para las empresas del sector y para la economía española.

Por último, cabe resaltar que España ha sido uno de los países pioneros y líderes del aprovechamiento del viento para producir electricidad. Treinta años después de instalarse el primer aerogenerador en el país, España ha conseguido ser el primer país del mundo en el que la energía eólica sea la principal fuente de generación eléctrica durante un año entero (en 2013, con el 20,9 % de la producción total). Así pues, con aproximadamente 23.025 MW instalados, España es el segundo país europeo por potencia eólica operativa después de Alemania (34.250 MW) y el cuarto del mundo, tras China (91.424 MW) y EE.UU (61.091 MW), según datos de *GWEC* [22].

A continuación, una tabla con datos muy representativos que vienen relacionados a la explotación de la energía que proviene del viento.

| EL VIENTO EN NÚMEROS (según datos de GWEC). | |
|--|--|
| 110.000.000 | <i>La cantidad de hogares chinos alimentados por energía eólica (capacidad total de 114.609 MW) a finales de 2014 (fuente: The Economist, 01 de agosto 2015).</i> |
| 608 | <i>En 2014, la energía eólica evitó mas de 608 millones de toneladas de emisiones de CO2 a nivel mundial.</i> |
| 5.500 | <i>El número promedio de hogares de la UE que una turbina offshore de 6 MW podría alimentar.</i> |
| 8000 | <i>Aproximadamente el número de piezas que tiene unaturbina eólica.</i> |
| 59,60% | <i>La cantidad record de demanda de energía total de España que estaba suministrada por la energía eólica.</i> |
| 45% | <i>El crecimiento anual del mercado de energía eólica de China en 2014.</i> |
| 39,10% | <i>El consumo de electricidad en Dinamarca que fue cubierto por la energía eólica en 2014.</i> |
| 268.000 | <i>El número de turbinas eólicas que giran en el mundo a finales de 2014.</i> |
| 76.241 | <i>La cantidad de turbinas eólicas onshore en funcionamiento en China a finales del 2014.</i> |
| 226 | <i>El número de turbinas offshore en el mar de China</i> |
| 2.488 | <i>El número de turbinas offshore en el mar en Europa a finales de 2014.</i> |
| 3% | <i>El porcentaje de electricidad global suministrado por la energía eólica.</i> |
| 17-19% | <i>La cantidad de electricidad global que podría ser suministrada por la energía eólica en 2030.</i> |
| 8 | <i>Número de megavatios de la turbina eólica más grande del mundo con un diámetro de rotor de 164 metros.</i> |
| 89% | <i>La participación de los ciudadanos de la UE que están a favor de la energía eólica, según una encuesta de 2011.</i> |
| 2 | <i>Meses en los que podría estar construido un parque eólico de 10 MW.</i> |
| 601.500 | <i>El número de personas empleadas en todo el mundo por la industria eólica en 2013.</i> |
| 2.171.804 | <i>La cantidad de personas empleadas por el sector eólico que se estima en 2030 en todo el mundo.</i> |
| 17 | <i>Los parques eólicos generan entre 17 y 39 veces más energía que la que consumen (16 y 11 para centrales nucleares y de carbón).</i> |
| 24 | <i>Cantidad de países que tienes más de 1000 MW de potencia eólica instalada en todo el mundo.</i> |
| 99,5 | <i>mil millones de \$ invertidos en energía eólica a nivel mundial, por lo que es uno de los sectores industriales de mas rápido crecimiento (fuente: BNEF).</i> |
| 2000 | <i>La cantidad de agua en litros que la energía eólica que puede ahorrar por MWh frente a otras fuentes de energía (fuente: Departamento de Energía de EE.UU).</i> |

Tabla 1.1. El viento en números (GWEC) [22].

1.1.1. Ventajas e Inconvenientes de la energía eólica.

En este apartado se pretende exponer, a modo de resumen, las principales ventajas que aporta el uso de la energía eólica en la generación de electricidad.

➤ Ventajas de la energía eólica.

- Procede de una fuente inagotable de energía como es el recurso eólico.
- El aprovechamiento de los recursos eólicos no producen contaminación de forma directa, entendiendo como tal, emisiones de contaminantes, residuo alguno ni radiaciones. Así, a modo ilustrativo, se estima que 1000 MW eólicos suponen un ahorro de 500.000 toneladas de petróleo anuales evitando, además, una emisión aproximada de 2.900.000 toneladas de dióxido de carbono y 75.000 de dióxido de azufre.
- Favorece la independencia energética del exterior aumentando el abanico de posibilidades de los distintos planes estratégicos nacionales en términos de energía.
- Creación de un sector industrial propio lo que se traduce en un fuerte impulso para el mercado laboral de las economías tanto nacionales como locales.

- En cuanto al impacto ambiental, estudiando el correcto emplazamiento y diseño de la instalación, su uso permite la realización del resto de actividades humanas y respeta el medio ambiente, reduciéndose su impacto únicamente al campo visual. Además una vez deje de estar en funcionamiento la instalación, no quedan restos de la misma, siendo el mayor problema la eliminación de la cimentación que utiliza.

➤ **Inconvenientes de la energía eólica**

- Es muy dependiente de las condiciones climatológicas, en cuanto a los regímenes de viento que acarrear picos de consumo, haciendo que este tipo de energía una vía complementaria a otras soluciones técnicas y nunca como una única fuente de recursos eléctricos.
- El plazo de desarrollo, es decir, desde que un promotor empieza a construir un parque eólico hasta que éste inicia su vertido de energía a la red eléctrica pueden pasar 5 años.
- Si el viento supera las especificaciones del aerogenerador, es obligatorio desconectar ese circuito de la red o cambiar la inclinación de las aspas para que dejen de girar, puesto que con viento de altas velocidades la estructura puede resultar dañada.
- Los parques eólicos suelen ocupar grandes espacios y se localizan en parajes naturales transformando el paisaje original. Es necesario realizar estudios de impacto ambiental previos para evitar que perjudiquen a las aves migratorias o al paisaje.

1.2. Energía Eólica Offshore.

La energía eólica, como se ha comentado, es una de las energías principales dentro de las energías renovables. Hasta el momento su desarrollo ha tenido lugar mediante la implantación de parques eólicos terrestres, pero en algunos países que han apostado por ésta energía se está llegando al punto en el que la superficie aprovechable en tierra ya se ha ocupado. Es por ello, junto con las ventajas que presenta la tecnología offshore, que se está impulsando el desarrollo de las instalaciones eólicas marinas para conseguir los objetivos de megavatios instalados.

Para conseguir el desarrollo de las instalaciones eólicas marinas es necesario adoptar una serie de medidas como el desarrollo de un marco regulatorio favorable, el impulso tecnológico de las instalaciones offshore, y la mejora de las infraestructuras eléctricas. Debido a que el

diseño de una instalación marina es más complejo que los desarrollados hasta ahora en la eólica terrestre ya que aumentan considerablemente el número de variables que influyen en él, tanto en su construcción como durante la operación de instalación.

De esta manera, la energía eólica marina, en la cuál nos centraremos en éste proyecto, proviene indirectamente del Sol, ya que es éste en realidad él que calienta las masas de aire las cuales se desplazan de las zonas de mayor presión a las zonas de menor presión, provocando el viento, y a una velocidad proporcional al gradiente de presión entre ambas zonas.

Es por eso que, es imprescindible tener un conocimiento de los vientos, sus variaciones diurnas y nocturnas para poder obtener una explotación máxima de éste recurso. Los vientos que pueden ser aprovechables se caracterizan principalmente por la rugosidad del terreno. Un terreno rugoso es en el cual se encuentran acumulación de edificios, vegetación o cualquier obstáculo que pueda provocar turbulencias en la obtención del viento, lo que hace la necesidad de aumentar la altura de la torre o buscar terrenos lisos como podrían ser el agua, la arena o la nieve, donde no hay perturbaciones del desplazamiento del viento.



Figura 1.7. Impacto visual de un aerogenerador offshore.

En los últimos años, el sector de la energía eólica offshore ha experimentado un considerable desarrollo y se ha constituido como una de las principales alternativas de futuro para el mercado energético global. Dentro del panorama eólico marino existen sin dudas tres grandes potencias que se disputaran en un futuro muy próximo el liderato de esta tecnología emergente; EE.UU, Europa y como no, China. Sin embargo, hasta la fecha, la totalidad de los parques eólicos marinos instalados se encuentran en Europa, lo que coloca la industria europea a la cabeza de esta carrera por encontrar una fuente de energía barata, eficaz y además, ecológica.

Por un lado, en el mundo a finales de 2010 se encontraban en operación 45 instalaciones eólicas marinas, totalizando 2.946,3 MW, todos ellos en el Norte de Europa en nueve países. La Tabla 1.2. muestra la potencia eólica marina instalada en el mundo a finales de 2010.

| País | Potencia eólica marina en el mundo a 31/12/2010 (MW) | Nº de instalaciones |
|--------------|--|---------------------|
| Reino Unido | 1.341,0 | 15,0 |
| Dinamarca | 854,0 | 11,0 |
| Holanda | 249,0 | 4,0 |
| Bélgica | 195,0 | 2,0 |
| Suecia | 164,0 | 5,0 |
| Alemania | 92,0 | 5,0 |
| Irlanda | 25,0 | 1,0 |
| Finlandia | 24,0 | 1,0 |
| Noruega | 2,3 | 1,0 |
| TOTAL | 2.946,30 | 45,00 |

Tabla 1.2. Valores de potencia y nº de instalaciones eólicas marinas a finales de 2010 [21].

Dos años más tarde, la cifra de megavatios offshore alcanzaba los 4.997 MW mediante 1.662 aerogeneradores, constituyendo el 2% de la energía eólica mundial. China y Japón eran los únicos productores de energía eólica offshore fuera de Europa, albergando 390 MW y 25 MW, respectivamente [5]. A lo largo del 2013, Europa conectó un total de 418 turbinas eólicas marinas en 13 parques eólicos. La potencia agregada aumentó 1.567 MW (un 34% más que en 2012), lo que hace un nuevo total de potencia offshore instalada en Europa de 6.564 MW en sesenta y nueve parques eólicos distribuidos por once países de la Unión Europea [6].

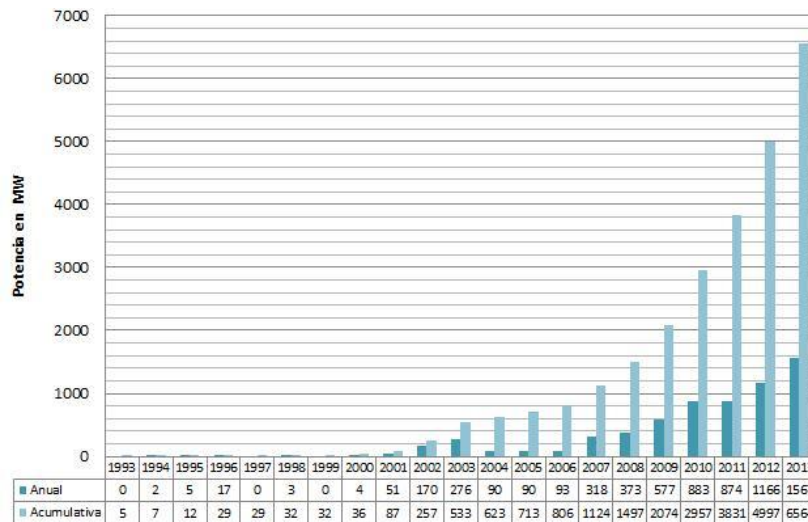


Figura 1.8. Potencia eólica offshore total acumulada y anual en la UE [6].

Por otro lado, en 2014, se instalaron 1.483 nuevos megavatios en mares Europeos, un descenso del 5,34% respecto al mercado de 2013. El total ascendió a 8.045 MW. 408 nuevos aerogeneradores marinos en nueve parques eólicos fueron conectados a la red a finales de 2014. Donde, el 54,8% de toda la nueva capacidad se instaló en Reino Unido (813,4 MW). El segundo mercado fue Alemania (529 MW), seguido por Bélgica con 141 MW (9,5%) [7].

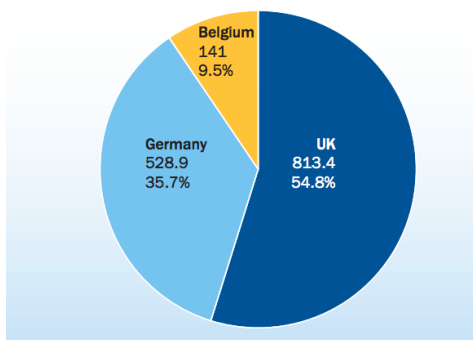


Figura 1.9. Potencia offshore instalada en Europa en 2014 (EWEA) [7].

En total, hay 2.488 aerogeneradores marinos instalados y conectados a la red eléctrica en alta mar, en países de toda Europa con una capacidad total a finales de 2014 de 8.045,9 MW, capaz de la producción de 29,6 TWh en un año normal viento, suficiente para cubrir el 1% del consumo total de electricidad de la UE. De este modo, La mayor parte del mercado actual de esta tecnología se encuentra en Europa, principalmente en el Reino Unido.

| Number of wind farms, turbines connected and MW fully connected to the grid at the end of 2014 per country in Europe | | | | | | | | | | | | |
|--|---------|---------|---------|-------|---------|---------|-----|--------|--------|--------|-------|-------|
| Country | Belgium | Germany | Denmark | Spain | Finland | Ireland | NL | Norway | Poland | Sweden | UK | Total |
| No. of farms | 5 | 16 | 12 | 1 | 2 | 1 | 5 | 1 | 1 | 6 | 22 | 74 |
| No. of turbines | 182 | 258 | 513 | 1 | 9 | 7 | 124 | 1 | 1 | 91 | 1,301 | 2,488 |
| Capacity installed (MW) | 712 | 1,049 | 1,271 | 5 | 26 | 25 | 247 | 2 | 2 | 212 | 4,494 | 8,045 |

Source: EWEA

Tabla 1.3. Número de parques y turbinas en Europa, 2014 (EWEA) [9].

Por último, durante el 2015, se conectaron 3.018,5 MW a la red en Europa, el mayor incremento anual de capacidad hasta la fecha. Así pues, 3.230 nuevas turbinas se instalaron y conectaron a la red, sumando un total acumulado de 11.027 MW distribuidos en 84 parques eólicos marinos, 22 de los cuales son nuevos en Europa y 14 que se completaron [8]. De este modo, con una capacidad instalada capaz de producir aproximadamente 40,6 TWh en un año normal de viento, hay suficiente electricidad a partir de energía eólica marina para cubrir el 1,5% del consumo total de electricidad de la UE.

| Country | BE | DE | DK | ES | FI | IE | NL | NO | PT | SE | UK | Total |
|-------------------------|-----|-------|-------|----|----|----|-----|----|----|-----|-------|--------|
| No. of farms | 5 | 18 | 13 | 1 | 2 | 1 | 6 | 1 | 1 | 5 | 27 | 80 |
| No. of turbines | 182 | 792 | 513 | 1 | 9 | 7 | 184 | 1 | 1 | 86 | 1,454 | 3,230 |
| Capacity installed (MW) | 712 | 3,295 | 1,271 | 5 | 26 | 25 | 427 | 2 | 2 | 202 | 5,061 | 11,027 |

Tabla 1.4. Número de parques y turbinas en Europa en 2015 (EWEA) [8].

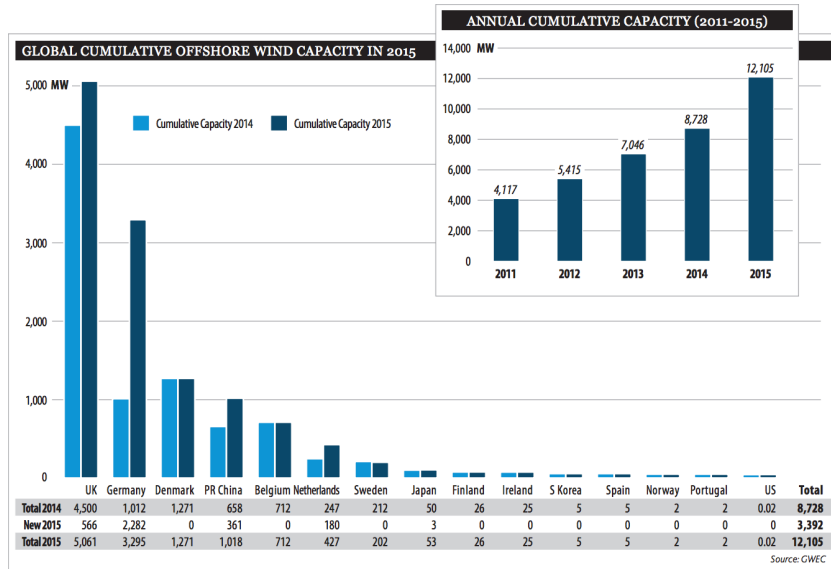


Figura 1.10. Capacidad offshore global acumulada en 2015 (GWEC) [9].

Además, de todos los incentivos económicos que han ayudado a que se desarrolle la energía eólica offshore en distintos lugares en el mundo, se necesita de ciertas condiciones topográficas y tecnológicas que hagan posible su implementación. En la siguiente figura se pueden ver en donde se ubican, en promedio, cada una de las plataformas, identificando su distancia a la orilla, la profundidad del mar y el tamaño de la central.

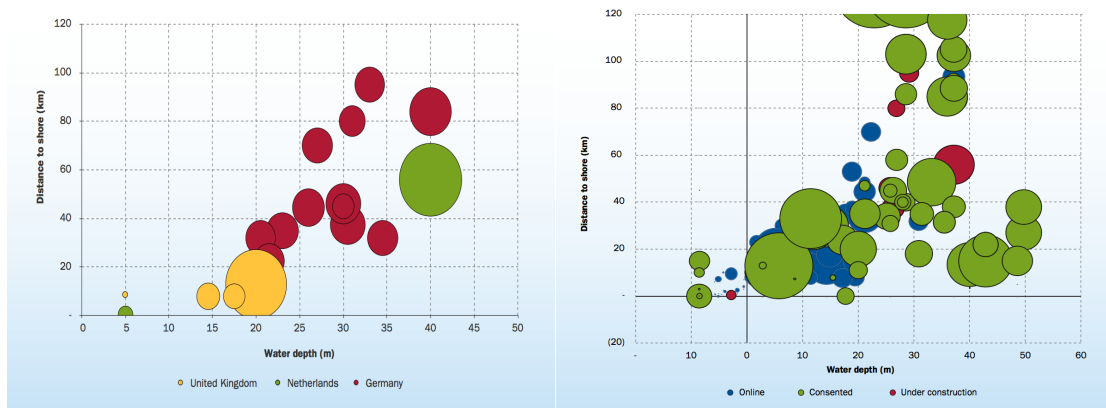


Figura 1.11. Profundidad y distancia a la costa de proyectos offshore [8].

Se puede ver como la gran mayoría de las centrales ya operativas se encuentran muy cercanas a la costa (menos de 20 km.) y preferentemente en mares de poca profundidad (menos de 30 metros). Además, llama la atención como algunas de las centrales en construcción, pero sobre todo las que ya se encuentran aprobadas, han aumentado considerablemente sus capacidades totales y su lejanía con respecto a la orilla. Sin embargo, las profundidades no han variado claramente, es decir, el transportar la energía del mar a tierra ya no es la principal limitante de las centrales y se puede buscar ubicaciones en donde se pueda generar más. Por otro lado, aún no se encuentra una solución realmente efectiva para poder instalar centrales donde el mar sea muy profundo.

Por último, un parque eólico marino requiere una inversión más alta que un parque eólico en tierra por el medio donde se instala. En un parque eólico terrestre el aerogenerador (turbina) ocupa aproximadamente el 80% de los costes totales, para un parque eólico marino este porcentaje se reparte entre el aerogenerador, cimentación/estructura y conexión a la red eléctrica. Así pues, para parques eólicos terrestres se estima unos costes de 1,2 M€ por MW instalado y para parques eólicos marinos unos 2,8 M€ por MW instalado dependiendo del terreno, conexión a la red eléctrica, etc.

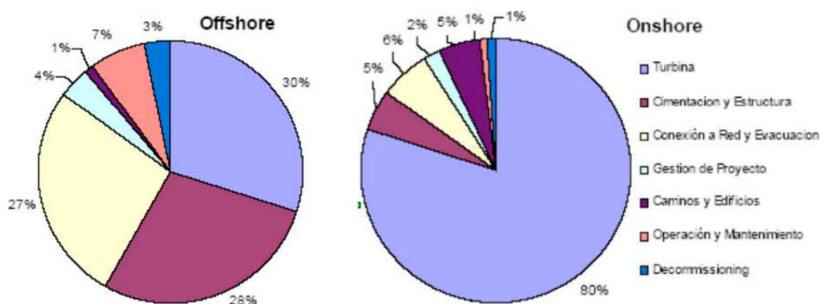


Figura 1.12. Distribución de costes offshore/onshore (EWEA) [21].

1.2.1. Ventajas e inconvenientes de la energía eólica offshore.

En este apartado se muestran las ventajas e inconvenientes que presenta el medio marino para el aprovechamiento de la energía eólica, que han despertado el interés de la instalación de aerogeneradores en éste medio:

➤ **Ventajas de la eólica offshore:**

- En el mar la rugosidad superficial es muy baja en comparación con el medio terrestre y no existen obstáculos que contribuyan a frenar la velocidad del viento. Esto hace que no sea necesario aumentar la altura de la torre para conseguir elevadas velocidades del viento. Por lo general, la velocidad del viento aumenta a medida que la distancia a la costa sea mayor.
- El recurso eólico es mayor y menos turbulento que en localizaciones próximas en línea de costa sin accidentes geográficos. La existencia de menor turbulencia se traduce a una disminución en la fatiga que sufre el aerogenerador y por tanto en un aumento de su vida útil.
- En el mar se dispone de mayor espacio para la instalación de aerogeneradores por lo que se pueden instalar parques muchos más grandes que en tierra.
- La instalación de aerogeneradores en el mar permite alejarlos de los núcleos de población, y por tanto, reducir el impacto visual sobre el paisaje.

- Al estar alejados de lugares habitados las restricciones impuestas por las autoridades acerca de la emisión y propagación del ruido son menores, por lo que se puede aumentar la velocidad de punta de pala, con la correspondiente disminución de su peso y de las estructuras que las soportan, reduciéndose así el coste total del aerogenerador.
- Supone una mayor creación de empleo en las fases de construcción, montaje y mantenimiento debido a la mayor complejidad durante la instalación y la explotación.

➤ **Inconvenientes de la eólica offshore.**

- No existen infraestructuras eléctricas que, conecten las áreas con mayores recursos eólicos en mitad del mar con los centros de consumo. En este sentido, se necesita una gran inversión para el avance de nuevas tecnologías.
- Los costes de instalación y las redes eléctricas encarecen de forma importante esta tecnología. En especial, las cimentaciones y las subestructuras marina profundas suponen un coste muy elevado, lo que hace necesario que la tecnología de la turbina offshore se centre en el desarrollo de grandes aerogeneradores para compensar la instalación de dichas instalaciones.
- Las limitaciones de acceso y dificultad para trabajar en el mar durante las fases de montaje y mantenimiento de la instalación. Los costes de operación y mantenimiento llegan a duplicar los valores alcanzados en los parques en tierra.
- El aumento de costes y dificultades de construcción a medida que la instalación se realiza a mayor distancia de la costa y mayor profundidad. La profundidad es el principal problema para la instalación de aerogeneradores marinos en España porque la mayoría de las aguas superan la profundidad máxima viable en la actualidad de 60 m. La mayor parte de las instalaciones *offshore* se han construido en aguas poco profundas (menos de 25 m) y relativamente cercanas a la costa (generalmente a menos de 20 km).
- Las estructuras instaladas en el medio marino tendrán que estar preparadas para garantizar su protección frente a la corrosión y entrada de aire cargado de sal que puede afectar al equipo eléctrico y al control del sistema.

1.3. Aerogeneradores offshore.

Por otro lado, el principal uso actualmente de la energía eólica, es el de obtener energía eléctrica a través de unos mecanismos llamados aerogeneradores. Un aerogenerador, es un dispositivo mecánico que transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica. En éste proceso, la energía cinética del viento produce una energía mecánica en el rotor del dispositivo, que a través de un sistema de engranajes hace girar el rotor de un alternador que finalmente convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica. Los aerogeneradores, a grandes potencias, se agrupan formando parques eólicos que abastecen la red eléctrica.

Esto lleva a la conclusión de que, todo y que la eólica terrestre haya sido la base del desarrollo de la energía eólica, en estos momentos hay escasez de emplazamientos adecuados y por lo tanto se requiere investigar nuevas áreas en las que se pueda encontrar mejores condiciones de viento, menor impacto visual y la consecuente instalación de turbinas de mayor potencia.

Un aerogenerador offshore fijo, está sujeto al suelo donde las reacciones y los momentos que se producen en él, evitan que la estructura se desplace o gire desde donde está empotrada. Es por eso, que en los aerogeneradores marinos, uno de los factores más importantes es el soporte el cual tendrá que resistir cargas y esfuerzos que vendrán dados por la condición de viento y de oleaje. Las cimentaciones en la tecnología eólica marina son considerablemente más grandes que las utilizadas en tierra debido a las grandes dimensiones de la turbina y a las diferentes cargas ambientales a las que se ven sometidas.

Es por eso, que existen distintos tipos de soportes para aerogeneradores marinos. Elegir un tipo de estructura u otro depende de la profundidad marina a la cuál se pretenda instalar el aerogenerador. Así, se diferencia en *cimentaciones para aguas poco profundas*, *cimentaciones para profundidades intermedias* y, finalmente, *cimentaciones para grandes profundidades*. Tanto las cimentaciones para aguas poco profundas como las cimentaciones para profundidades intermedias, consisten en estructuras que están fijadas en el lecho marino, mientras que las plataformas para grandes profundidades son estructuras flotantes

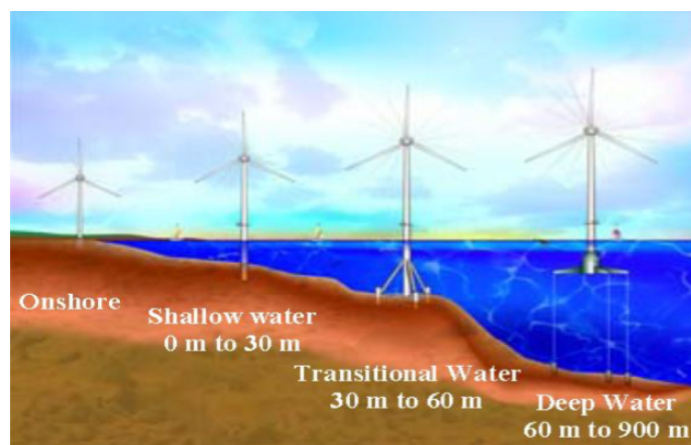


Figura 1.13. Cimentaciones de aerogeneradores en funciones de la profundidad (NREL) [11].

1.3.1. Instalaciones en aguas poco profundas.

Los inicios de la investigación en la eólica marina, se encuentran en profundidades que pueden ir desde los 6 hasta los 18 metros, y las técnicas mas utilizadas han sido las cimentaciones *por gravedad* y los *monopilote*. Es posible de forma excepcional encontrar estas estructuras en lugares con una profundidad superior a los 18 metros, pero como se ha dicho anteriormente es absolutamente excepcional.

- **Cimentación por gravedad:**

Las *cimentaciones por gravedad* o “*Gravity Base Structures (GBS)*”, también llamadas tipo zapata, son grandes cimentaciones de hormigón o acero que aseguran las turbinas al fondo marino. Estas cimentaciones trabajan usando su propio peso para tratar de estabilizar la torre. Utilizan unas zapatas instaladas en la parte inferior de la estructura que suelen ser de cajón de acero o de cajón de hormigón que posteriormente se rellenan con arena, grava, piedras, hormigón o cualquier otro material de alta densidad.

Típicamente, tienen un diámetro de entre 12 y 15 metros y su peso puede oscilar entre 500 y 1.000 toneladas. El propio peso de la estructura y el lastre son los que sostienen la torre y la turbina sin necesidad de perforación del suelo marino. Si bien es cierto, que tiene que estar preparado y estar sobre una plataforma continental. La base suele ser plana y alargada.

Su viabilidad es escasa en aguas profundas debido al gran incremento del coste, encareciéndose para profundidades mayores de 10 metros, aunque presentan un menor coste que las cimentaciones monopilotes. Sin embargo, son muy propensas a la erosión de los materiales debido a las corrientes de agua del mar, razón por la cual se crea una superficie inferior artificial y horizontal de piedras y grava alrededor de la zapata para tratar de evitar este problema.

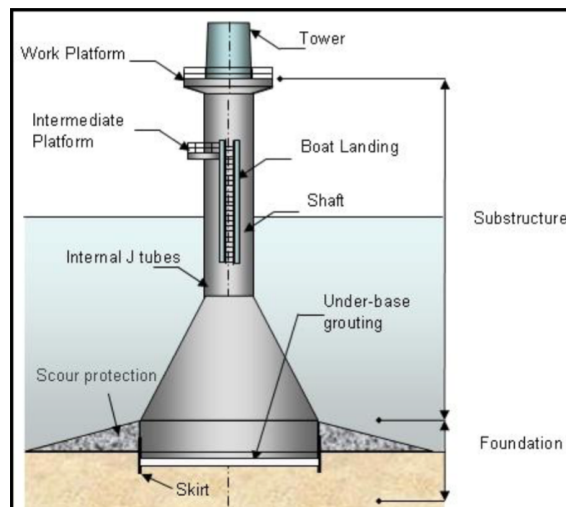


Figura 1.14. Cimentación por gravedad.

- **Cimentación tipo Monopilote:**

Las cimentaciones tipo "monopilote" la componen típicamente tres elementos: un pilote de acero (de entre 3,5 y 5m de diámetro) que se clava en el suelo marino mediante perforación hasta 30 metros de profundidad, una pieza de transición que se asienta en el extremo superior del pilote (de acero, y que sirve de sujeción a la torre) y una plataforma de atraque para el acceso a la torre.

Consiste en un diseño simple en el que la torre del aerogenerador es soportada por un cilindro muy largo de acero hueco por su interior que se presiona hacia abajo atravesando el suelo marino y unido mediante una pieza de transición. A menudo, es conveniente dividir el monopilote en dos partes, una parte que va instalada al lecho marino y otra que se monta en la parte superior. La conexión entre ambas partes se realiza mediante hormigón que se utiliza para rellenar los huecos existentes entre ambos tubos. Sin embargo, los monopilotes requieren una preparación mínima del fondo marino, un fondo firme y sólido para evitar problemas de deflexión o de vibraciones, además, resisten bien a la erosión.

Comparado con el sistema anterior, éste tiene un impacto ambiental mínimo y localizado. Es por eso, que el monopilote ha sido la cimentación más utilizada para las turbinas eólicas marinas en aguas poco profundas. La sección mínima de este soporte vendrá determinada por los mínimos requisitos de resistencia y fatiga que tiene que cumplir debido a las condiciones dinámicas. A mayor profundidad, mayor tendrá que ser la sección, por lo que para calados profundos, mayores de 30 metros, éste sistema no será válido. Se instala, preferentemente, en profundidades entre 10 y 25 m. Para profundidades menores las cimentaciones por gravedad son mas económicas. Un aspecto a tener en cuenta es que, en función de las características del suelo marino y de su profundidad, serán necesarias unas u otras técnicas para asegurar la firmeza del soporte.

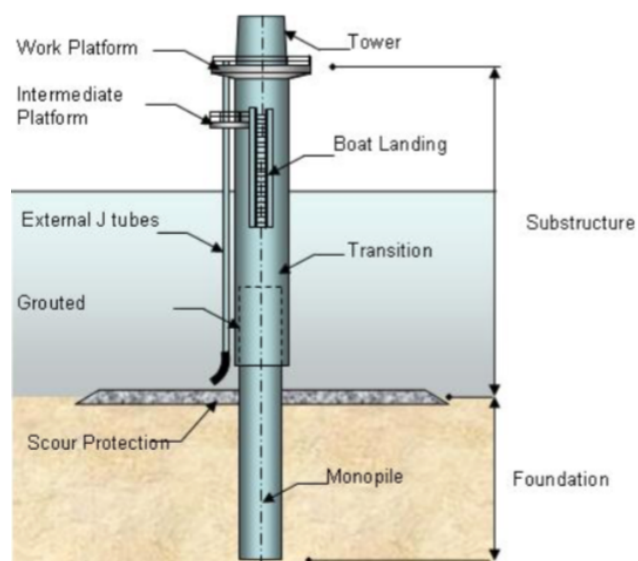


Figura 1.15. Cimentación monopilote.

1.3.2. Instalaciones en aguas de profundidad intermedia.

A medida que este sector ha ido avanzando y se ha seguido investigando, han surgido nuevos retos y nuevas necesidades. Alejarse de la costa fue uno de los primeros requisitos, ya que el aprovechamiento del recurso eólico es mayor. Esto conlleva que las profundidades varíen entre los 30-50 metros y que las estructuras que se deban utilizar tengan una viabilidad económica. Entre ellas podemos destacar las *cimentaciones tipo trípode, tipo jacket o tripilote*.

- **Cimentación tipo Trípode:**

La estructura *trípode* surge de la intención de conseguir una estructuras más rígida que la monopilote. El resultado es más sencillo y razonable, simplemente, añadirle tres brazos diagonales desde la parte de arriba de la estructura monopilote hasta el fondo marino.

Estos brazos ayudan a distribuir las tensiones que sufre el monopilote central y se adjuntan al sedimento mediante pilotes de suelo. Una de las mayores ventajas tanto técnica como económica de una base trípode es su capacidad para ser utilizado en fondos más profundos en comparación con las cimentaciones citadas anteriormente. El principio estático es similar a las de cimentación tipo jacket, que se aprovecha de la distribución de las reacciones verticales sobre una base mayor para optimizar la resistencia a momentos inducidos para la carga del viento, las olas, las corrientes o incluso el hielo.

Han sido diseñadas para profundidades que oscilen entre 30-50 metros. Estas cimentaciones son más caras que las de base por gravedad, pero son más apropiadas para el soporte de turbinas de mayores potencias (4-5 MW). Sin embargo, presenta inconvenientes a la hora del transporte debido a su peso y su dificultad de fabricación.

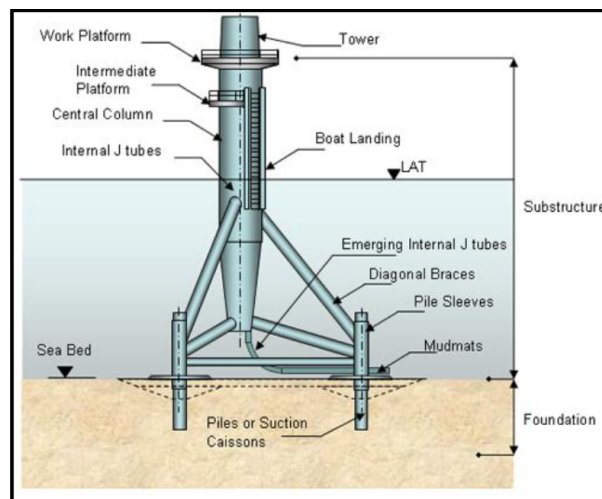


Figura 1.16. Cimentación trípode.

- **Cimentación tipo Celosía o tipo Jacket:**

Las *cimentaciones tipo celosía o 'jacket foundation'* son las estructuras estándar en la industria del petróleo y del gas y se pueden adaptar a profundidades de hasta 60 metros aproximadamente. Se trata de una estructura formada por tres o cuatro columnas principales conectadas entre sí mediante arriostramientos, todos ellos tubulares y soldados. Los nodos soldados son la parte más débil de la estructura y donde más pueden sufrir por fatiga. Al igual que en la estructura monopilote, es necesaria una pieza de transición donde apoyar la torre del aerogenerador.

La eficacia de este tipo de cimentación se debe a la mayor rigidez generada por dicha armadura hecha de barras de acero que forman una estructura tridimensional. Una de las ventajas importantes de la estructura en celosía es que el anclaje no requiere un trabajo pesado como la cimentación monopilote y, por lo tanto, el equipo de apilamiento es más ligero y más fácil de transportar. Así, otra ventaja de éste sistema es la reducción del acero necesario a la hora de realizar la construcción en comparación con otros sistemas, con lo que con una menor cantidad de material se conseguirán resistencias parecidas.

Un tema importante en estas estructuras, debido a su gran parte de superficie mojada, es la protección contra la corrosión, y generalmente se logra mediante el uso de ánodos, epoxi o galvanizado por debajo de la pintura que cubre las barras.

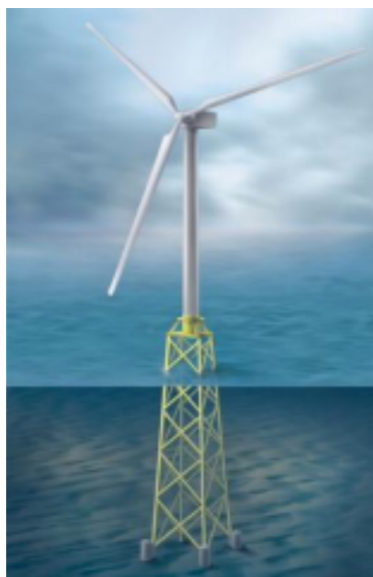


Figura 1.17. Cimentación Jacket.

- **Cimentación tipo Tripilote:**

Basado en el mismo concepto que el trípode, este tipo de estructura persigue mejorar el modelo de cimentación por monopilote para profundidades del entorno de los 50 metros. Consiste en instalar tres pilotes paralelos que se unen en la base de la torre. Aportan mucha estabilidad pero requieren una gran cantidad de acero. No obstante, la unión con la torre resulta más sencilla que la del sistema trípode.



Figura 1.18. Cimentación tripilote.

1.3.3. Instalaciones en aguas profundas.

Los sistemas de fijaciones hoy existentes, mencionados anteriormente, hacen inviable económicamente la instalación de estas grandes turbinas a más de 60 metros de profundidad. Por ello, se investiga en nuevas tecnologías basadas en estructuras flotantes, tipo de estructura de la cuál tratará este proyecto. Así, los aerogeneradores podrían aprovechar un recurso que aumenta mar adentro y se facilitaría el desarrollo de la eólica offshore en países como España o Japón, con muchos kilómetros de costa pero con unas profundidades que enseguida descienden a más de 100 metros de profundidad.

Se tratan de estructuras que se encuentran en fase de pruebas y estudio. El objetivo es diseñar una estructura que permita la instalación en emplazamientos de grandes profundidades y con lechos marinos que dificulten la instalación de cimentaciones fijas. Su principal característica es que el apoyo no se produce en el suelo sino sobre el agua. El contacto con el lecho marino se produce mediante cables o líneas de anclaje.

El desarrollo de este tipo de soporte tendría muchas ventajas, entre ellas cabe destacar la ampliación de los potenciales, lugares de ubicación, la reducción del impacto visual, mayor flexibilidad en el proceso productivo y de instalación al proponerse diferentes variantes y mayor facilidad de desinstalación. Para ello, se necesita asegurarse de cumplir con unos criterios específicos como: suficiente empuje para soportar el peso del aerogenerador y la torre, estabilidad en estados agitados de la mar, resistencia estructural ante las condiciones ambientales y por supuesto movimientos limitados en cuanto a pitch, roll, heave y yaw (cabeceo, balanceo, arfada y guiñada).

De este modo, dentro del grupo de las estructuras flotantes, existen muchos tipos diferentes de estructuras flotantes basados en tres conceptos distintos: *estabilidad por pesos*, *estabilidad por formas* y *estabilidad por sistemas de fondeos*. En la Figura 1.19, conocida como el triángulo de estabilidad de estructuras flotantes, se muestran los tres conceptos y las diferentes estructuras flotantes existentes. Cada tipo de estructura se encuentra en una zona del triángulo en función de la influencia de cada concepto.

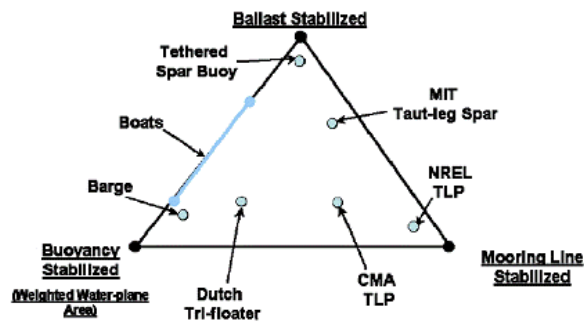


Figura 1.19. Triángulo de estabilidad de estructuras flotantes [11].

Como se puede apreciar en la anterior imagen, ninguno de los diferentes tipos de estructuras flotantes están diseñados basándose en un solo concepto sino que tienen influencia de los tres. Pero podemos realizar una clasificación global con los tres tipos de estructuras flotantes que se encuentran en el triángulo más cerca de cada vértice, es decir, estos tres tipos de estructuras básicamente están basados en los tres conceptos mencionados anteriormente: *boya spar* (estabilidad por pesos o lastre), *estructuras flotantes con cables pretensados o TLP* (estabilidad por sistema de fondeos) y *semisumergibles* (estabilidad por formas).

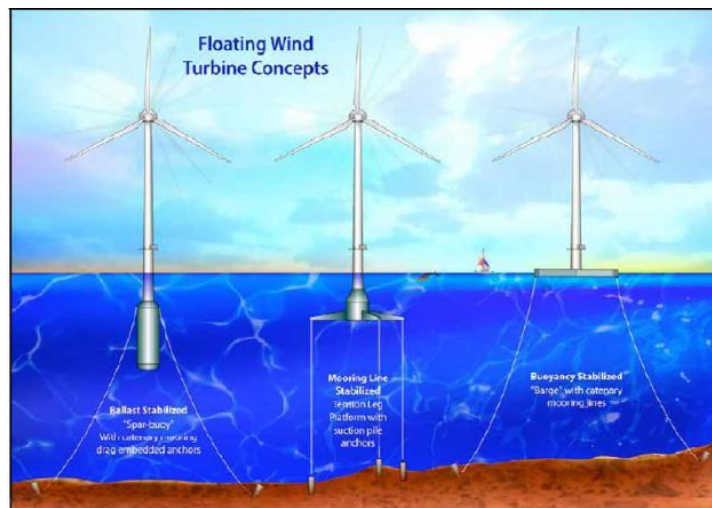


Figura 1.20. Estructuras en aguas profundas (NREL) [12].

- **Estabilidad por lastre:**

Las estructuras en flotación estable por lastre, *tipo spar*, consisten en un tubo cilíndrico grande que flota bajando al máximo el centro de gravedad de la estructura mediante la acumulación de peso en el fondo. La posición vertical la consigue gracias a grandes cantidades de aire en la parte superior y la gran cantidad de lastre en la parte inferior. Ésta estructura está fijada al fondo marino mediante líneas de amarre.

Son estructuras estables en cualquier condición, con los seis grados de libertad libres, son muy sensibles a los efectos dinámicos de las acciones incidentes. Cabe destacar, que la disposición del centro de gravedad tan bajo se traduce a un momento de inercia importante, que permite mantener controlada la inclinación de la estructura, aspecto de gran importancia a la hora de

instalar un aerogenerador eólico, donde la máxima inclinación permitida del rotor está muy limitada. Así mismo, el hecho de presentar calados tan profundos hace que la estructura sea menos sensible a los movimientos verticales provocados por el medio marino.

Además, presenta ciertas ventajas como un mínimo movimiento inducido por las olas, menores costes estructurales y la flotación de la estructura durante el montaje. El rango de profundidades en la cual pueden ser instalados es casi ilimitado, necesitando una profundidad mínima de 50 metros, por el hecho de poder ser instaladas debido a las dimensiones de su parte sumergida.

Todo y las ventajas, al no estar los cables con una gran tensión, el sistema de fondeo permitirá a la estructura una relativa amplitud de movimiento, que dificultaría la operación del aerogenerador.



Figura 1.21. Estructura spar buoy (Hywind) [13].

- **Estabilidad por cables pretensados o TLP:**

Estas plataformas no consiguen la estabilidad gracias, simplemente, a la flotabilidad de la estructura, sino que se fijan una serie de cables pretensados entre la estructura y el fondo marino para mantener dicha estabilidad. La tensión deseada se consigue gracias al exceso de flotabilidad que presentan estas estructuras en su posición estable, de forma que ésta fuerza resultante se compensa con la tensión de los cables fijados al fondo.

Se trata de unas estructuras con una restricción importante en cuatro grados de libertad: la guiñada, el balanceo en ambas direcciones y el desplazamiento vertical. Estas restricciones minimizan los movimientos de la estructura frente a las acciones incidentes. El propio sistema de fijación permite mantener la posición sobre la superficie dentro de unos márgenes establecidos.

La base siempre está en flotación constante, consiguiendo así que los cables estén siempre tensados. Con la tensión de los cables se consigue mantener la flotabilidad y la posición vertical de la turbina sean cuales sean las condiciones de viento y olas. La tensión en los cables es un aspecto muy importante, ya que cuanto menor sea la tensión, más libertad de movimiento tendrá la estructura. Un punto crítico de este sistema será el anclaje de los cables. Para ello se utilizan unos sistemas complejos que no son aptos para todo tipo de fondos marinos.

Este tipo de estructura ya ha sido utilizada para plataformas petrolíferas desde la década de los 80 y es muy adecuada para grandes profundidades. De los tres sistemas este es el que ofrece una menor amplitud de movimiento a la estructura, aunque es el más caro.

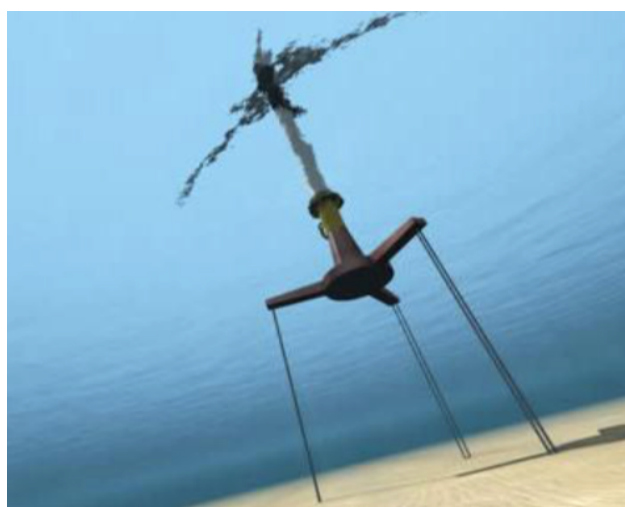


Figura 1.22. Estructura Tension Leg Platform (TLP).

- **Estabilidad por equilibrio de flotación o semisumergibles:**

Las plataformas flotantes que se basan en este principio, llamadas *semisumergibles*, se mantienen estables gracias a la acción repartida de la fuerza de flotación a través de la gran área de flotación que presentan u, otra configuración, una estructura formada por varias columnas de flotación unidas entre sí mediante elementos que también añaden flotabilidad a la plataforma.

El diseño de este tipo de estructuras es utilizada en la industria del petróleo y el gas, pero no se encuentra en gran desarrollo en la industria eólica hasta el momento. La principal ventaja de esta estructura sería la instalación. Esta estructura puede ser montada en puerto y arrastrada por una barcaza hasta el punto de emplazamiento.

Este tipo de estructuras son muy susceptibles a los movimientos y por lo tanto se recomienda que no sean instaladas en lugares donde las condiciones puedan ser extremas. Por eso, aumenta su sensibilidad debido a los seis grados de libertad; tres de traslación (surge, sway y heave) y tres de rotación (roll, pitch y yaw). El empuje y las fuerzas de los cables, que actúan como muelles, evitan que el aerogenerador se hunda o derive mar adentro. Así pues, cuando

está estático el peso, la fuerza de flotación y las fuerzas de anclaje están en equilibrio.

Dispone de unos cables anclados en el fondo marino para únicamente evitar que pueda volcar en condiciones extremas. A diferencia de las estructuras spar, las semisumergibles se puede situar tanto en agua poco profundas como de gran profundidad.



Figura 1.23. Estructura semisumergible (WindFloat) [13].

1.4. Principio de funcionamiento.

El funcionamiento de todo aerogenerador se basa siempre en un mismo principio. Aún así, puede haber pequeñas diferencias en función de cuál sea la potencia y aplicación del aerogenerador. Por este motivo, a la hora de explicar su funcionamiento este proyecto se basará en los aerogeneradores de eje horizontal offshore de grandes potencias (5-10 MW).

Así pues, el principio aerodinámico por el cuál el conjunto de palas gira, es similar al principio aerodinámico que se produce en los aviones y por el cual pueden volar. El viento, incide perpendicularmente sobre las palas del aerogenerador que fluye por las caras activa y pasiva de un perfil inclinado, generando una diferencia de presiones entre ambas y dando una fuerza resultante que actúa sobre el perfil.

Esto es debido a que la parte posterior de la pala es mucho más curvada que la parte anterior por lo que cuando el viento incide sobre la pala, al haber más superficie en la parte posterior, la velocidad aumentará y se producirá un empuje.

Como ya se ha comentado anteriormente, los aerogeneradores son máquinas que convierten la energía cinética en energía eléctrica. La energía cinética del viento produce un par sobre las palas del aerogenerador, de tal manera que éstas empiezan a girar. La energía del viento que es posible captar con una turbina eólica depende principalmente de tres factores:

- *Densidad del aire*
- *Área de barrido de las palas*
- *Velocidad del viento*

Por lo tanto, la potencia que se puede obtener viene dada por la siguiente ecuación:

$$P = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \cdot C_p$$

Dónde, m , es el flujo másico del aire, y viene expresado por:

$$m = \rho \cdot A \cdot v$$

Por lo que, sustituyendo en la fórmula inicial se obtiene:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p$$

Dónde:

P: Potencia obtenida (W)

A: Área de barrido de las palas (m²)

ρ : Densidad del aire (kg/m³)

v : Velocidad del aire (m/s)

C_p : Coeficiente de potencia (su valor máximo viene dado por el límite de Betz y es de 0,5926)

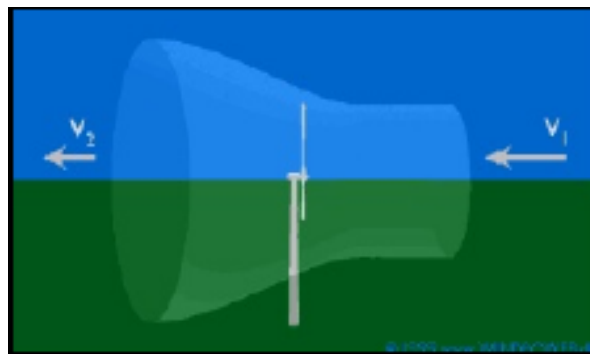


Figura 1.24. Estudio de Betz.

De esta manera, sería ideal poder extraer toda la potencia del viento, pero ello conlleva a que el volumen de masa m se quedaría sin energía y por lo tanto, sería imposible extraer energía de forma continua. Es por eso, que si no cambia la energía cinética o se consume en tu totalidad no se puede seguir generando. Por lo tanto, existe un límite máximo para poder extraer la mayor parte de energía y depende de las velocidades en ambas caras de la pala del aerogenerador. Este valor se conoce como límite de Betz y tiene un valor máximo de 0,5926.

Así pues, la potencia entregada por el aerogenerador irá muy ligada a la velocidad del viento,

ya que como se puede ver en la última ecuación la velocidad está elevada al cubo. En general, los grandes aerogeneradores empiezan a producir energía a partir de los 3-5 m/s. Para velocidades bajas la potencia obtenida es muy baja, pero a medida que va aumentando la velocidad, la potencia que genera el aerogenerador aumenta de forma exponencial hasta llegar a aproximadamente una velocidad máxima de 13 m/s. A partir de este punto, por mucho que aumente la velocidad no se producirá un incremento de la potencia generada. Además, en caso de que la velocidad del viento supere los 25 m/s, el rotor se parará para evitar daños en el aerogenerador como se puede observar en la Figura 1.25.

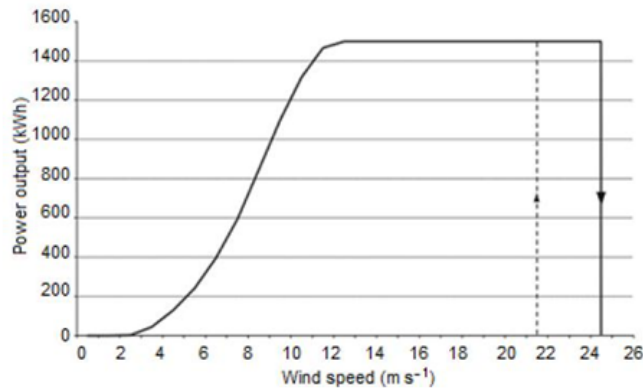


Figura 1.25. Curva de potencia del aerogenerador.

1.5. Componentes de un aerogenerador.

A continuación, se exponen, a modo de resumen y sin ser objeto principal de este proyecto, los distintos elementos que componen un aerogenerador para el desarrollo de su funcionamiento.

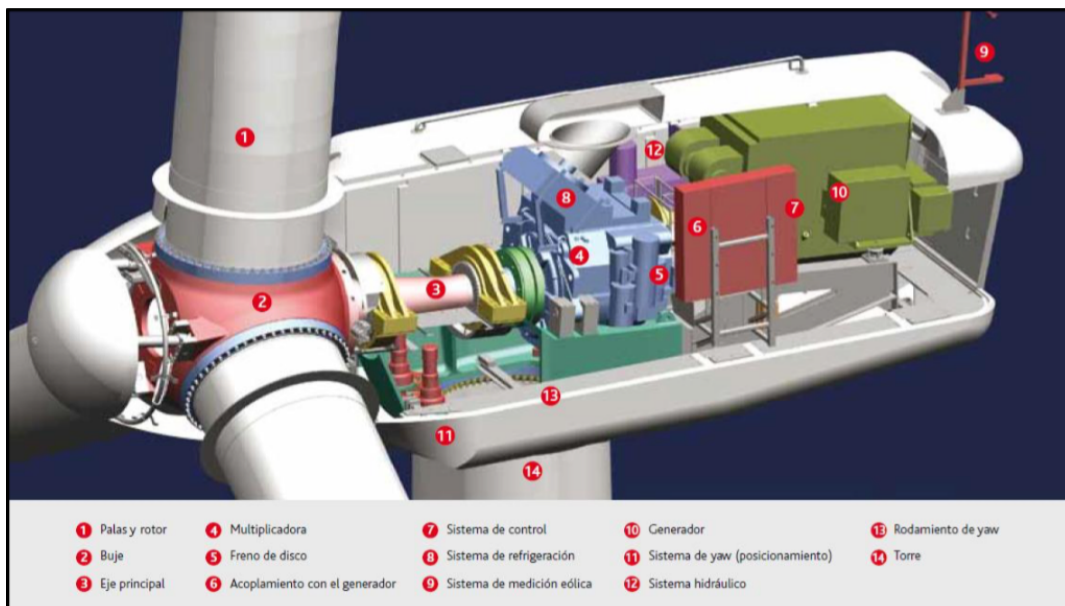


Figura 1.26. Componentes de un aerogenerador.

De este modo, se describen las diferentes partes a destacar que lo componen:

- **Torre (Tower):**

Es el elemento encargado de sostener la turbina. Debe de ser sólido, rígido y consistente para poder soportar las grandes presiones y fuerzas provocadas por el viento y oleaje, así como, vibraciones, u otros fenómenos como pueden ser rayos, corrosión por el agua de mar, hielo, etc.

- **Sistema de orientación (Yaw system):**

Debido a que el viento no tiene siempre la misma dirección, el aerogenerador dispone de un sistema de orientación que detecta la orientación del viento por medio de un sensor de dirección y sitúa el rotor perpendicular a la dirección del viento para aprovechar su máxima energía.

- **Controlador electrónico (Controller):**

Es el encargado de la supervisión de las variables operativas, mediante una CPU que se instala en el interior de la góndola, realiza de manera continuada un registro de incidencias y control de funcionamiento (arranque, parada, enganche a la red, protección de embalamiento, orientación, paso de las palas).

- **Sistema de seguridad (Security system):**

El sistema de seguridad es el encargado de disminuir la velocidad del rotor o pararlo en caso de velocidades excesivas de viento o alguna anomalía en el funcionamiento del aerogenerador.

- **Veleta y Anemómetro (Wind vane & Anemometer):**

En primer lugar, la veleta es el sistema de medición eólica, proporciona la dirección del viento y las señales que generan son utilizadas para el sistema de orientación. Por otro lado, el anemómetro, capta las señales procedentes del viento, que son utilizadas por el controlador electrónico para poner en funcionamiento el aerogenerador en caso de que superen velocidades aproximadas a 3 m/s dependiendo del aerogenerador. Del mismo modo, si son iguales o superiores a 25 m/s, parará la turbina.

- **Generador eléctrico (Generator):**

Es el encargado de transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica aprovechable. Además, es el elemento que genera la electricidad necesaria cuanto hay suficiente viento como para vencer el rozamiento de las palas y ponerlas en funcionamiento.

- **Multiplicadora (Gear box):**

A un costado tiene engranado el eje de baja velocidad y al otro el de alta velocidad. Por lo que, éste elemento adapta el eje de alta velocidad para que gire 50 veces mas rápido que el eje de baja velocidad.

- **Eje de alta velocidad (High speed shaft):**

Este eje gira aproximadamente a unas velocidades de 1500 revoluciones por minuto y por lo tanto permite que el generador eléctrico funcione. Además, suele ir equipado con un freno de disco mecánico de emergencia y se utiliza en caso de fallo del freno aerodinámico.

- **Eje de baja velocidad (Low speed shaft):**

Es el elemento que conecta el buje a la multiplicadora, ya que el rotor de la turbina suele girar muy lento, alrededor de 15-30 revoluciones por minuto.

- **Buje (Hub):**

Es el elemento donde se acoplan las palas del aerogenerador y donde se apoya el rotor. Además, es donde está acoplado el eje de baja velocidad que permite transmitir la energía al generador.

- **Palas (Blades):**

Este es el otro elemento que junto al buje, forman parte del rotor de la turbina. Son las encargadas de recorrer la energía del viento. Transformar el movimiento lineal del viento en rotativo. Dependiendo del aerogenerador, podrá disponer de un sistema de paso variable o de paso fijo. En el caso de las de paso variable permitirá modificar su orientación en función del viento para conseguir el máximo rendimiento posible.

- **Góndola (Nacelle):**

Es la parte del aerogenerador que se sitúa en la parte superior de la torre y actúa como carcasa cuya función es proteger los elementos básicos del aerogenerador como son el generador, la multiplicadora entre otros. Es un espacio suficientemente grande como para que el personal de mantenimiento pueda acceder a su interior.

1.6. Parques eólicos offshore fijados al fondo.

En 1991 se creó el primer parque eólico marino del mundo, el de *Vindeby*. Se instaló en Dinamarca, en las aguas del mar Báltico, y tenía once aerogeneradores. A finales de 2015 la capacidad instalada de eólica marina alcanzaba los 12.105 megavatios [8]. Hoy, la energía eólica marina sigue siendo una de las más claras apuestas de futuro para las renovables, aunque todavía no sea una tecnología rentable.

Lo que está claro, es que se trata de una forma de producir electricidad que, cuestiones económicas al margen, está llena de ventajas. A las que ya ofrece la energía eólica terrestre, se suman las características del viento en el mar, más constante y menos sujeto a las variaciones estacionales que en tierra. La *Asociación Europea de la Energía Eólica (EWEA)*

calcula que en 2030 podrían producirse 150 GW en aguas europeas, lo que cubriría entre el 3% y el 17% de la demanda eléctrica de la Unión Europea.

Por ello, no resulta extraño que en el ranking de los cinco mayores parques eólicos marinos del mundo todos sean europeos, donde el Reino Unido lidera el sector a nivel mundial. Estos son, hoy por hoy, los 5 mayores parques eólicos marinos del mundo fijados al fondo marino (*para ver más información acerca de los parques consultar el Anexo I*).

- 1. Parque London Array (Reino Unido).**
- 2. Parque Gwynt y Môr (Reino Unido).**
- 3. Parque Greater Gabbard (Reino Unido).**
- 4. Parque Anholt (Dinamarca).**
- 5. Parque BARD Offshore 1 (Alemania).**

1.7. Proyectos offshore semisumergibles.

El mercado de la eólica marina hasta ahora ha estado dominado por los países con relativamente poca profundidad en sus aguas, menos de 50 metros, con ello a que la gran totalidad de las instalaciones offshore sean con sus estructuras fijadas sobre el lecho marino. Sin embargo, el gran potencial del mar está en sus grandes profundidades, donde se produciría una ampliación del potencial de las turbinas o un menor impacto visual.

El Reino Unido es el actual líder del mercado de la energía eólica en alta mar, con aproximadamente 5 gigavatios (GW) de capacidad instalada, aunque la gran mayoría de sus instalaciones son con base fija al fondo marino, debido a sus profundidades relativamente pequeñas, menos de 40 metros, y cerca de la costa, menos de 30 kilómetros.

Sin embargo, existe un gran potencial para el crecimiento y desarrollo de estructuras flotantes en países que en poca distancia a la costa ya existen profundidades entorno a los 100 metros como en Japón, Estados Unidos, y varios países europeos, como Noruega, Francia y España en el cuál siempre ha sido un hándicap para el desarrollo de éste tipo de proyectos. De este modo, se presenta una pequeña descripción sobre algunos de los proyectos con este tipo de tecnología que existen a lo largo del mundo.

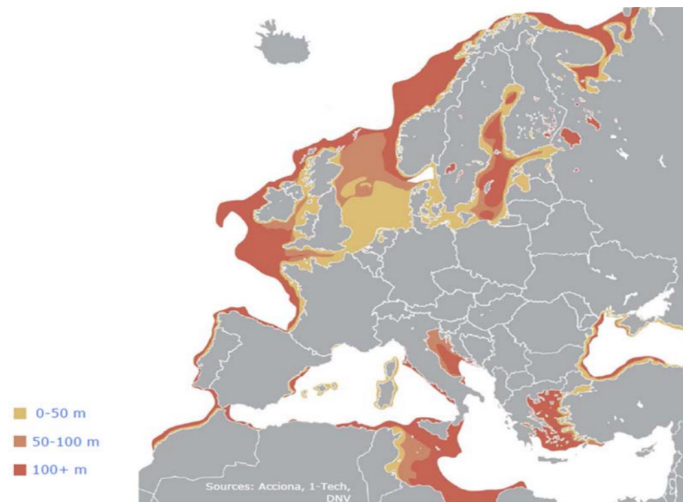


Figura 1.27. Profundidades del mar en Europa [14].

A continuación, se describirán brevemente cinco de los proyectos existentes más importantes de plataformas semisumergibles, de la cual trata éste proyecto.

1. *WindFloat.*

WindFloat es un proyecto que consta de una base flotante para turbinas eólicas en el mar con un diseño sencillo, económico y patentado. Las características innovadoras del sistema de lastre del *WindFloat* amortiguan las olas y el movimiento inducido por la turbina, además, controla su calado, lo que permite situarlas en lugares los cuales antes eran inaccesibles, donde la profundidad del agua sea superior a 60 metros y los recursos de viento superiores.

En octubre de 2011, Principle Power desplegó un prototipo a escala de 2 MW, *WindFloat (WF1)*, a 5 km de la costa de Aguçadoura, Portugal. Hasta la fecha, el sistema ha producido más de 16 GWh de electricidad, entregados por cable submarino, a la red local. La estructura fue completamente montada en tierra, antes de ser remolcada a unos 400 km a lo largo de la costa portuguesa (desde su planta de ensamblaje cerca de Setúbal, Portugal). El sistema de amarre emplea componentes convencionales tales como las líneas de cadena de poliéster para minimizar el coste y la complejidad.

Además, la certificación era un área de enfoque en el diseño de un prototipo, ya que será un requisito futuro para otros proyectos comerciales. Principle Power continúa operando este sistema prototipo con el fin de obtener datos operacionales de gran valor y experiencia para su uso en futuros sistemas *WindFloat* en todo el mundo. De este modo, el siguiente paso será la construcción de una matriz de 27 MW fuera de Portugal, con el apoyo de los fondos de NER300. Además, ya hay planes ambiciosos para ampliar el desarrollo en los próximos 5-10 años, con proyectos previstos en los EE.UU. (Oregón de 30 MW; Hawái 2x408 MW; Escocia, Kincardine 48-50 MW; y Portugal, Aguçadoura, 25 MW).



| WindFloat | Principle Power | | |  |
|---|------------------------|--------------------------------------|-----------------------|---|
|  | Classification: | Semi-sub | Primary material: | Steel |
| | Depth range: | 40m-1000m | Moorings: | 3 catenary |
| | Turbine axis: | Horizontal | No. blades: | 3 |
| | Industrial partner(s): | EDPR; Repsol; Pilot Offshore; Atkins | TRL: | 4 |
| | Full-scale prototype: | 2011 | Pre-commercial array: | 2018 |

Figura 1.28. Proyecto WindFloat [14].

2. Fukushima FORWARD.

Fukushima FORWARD, cuyo consorcio está formado por la Universidad de Tokio, Mitsubishi Corporation, Mitsubishi Heavy Industries, Japón Marine United Corporation, Mitsui Engineering & Shipbuilding, entre otras empresas locales. Además, está financiado por el Ministerio de Economía, Comercio e Industria.

En este proyecto, dividido en dos fases, una primera que consta de un prototipo de turbina eólica flotante de 2 MW y una subestación eléctrica flotante de 25 MVA se instalaron en la costa de Fukushima, Japón en 2011. Este dispositivo ya ha sobrevivido a dos eventos de tifones y ha logrado tasas de disponibilidad de aproximadamente 88%. El diseño fue muy conservador, con una masa grande y alto contenido de acero. Sin embargo, las instalaciones posteriores tendrán como objetivo reducir las dimensiones de la plataforma y optimizar el diseño para reducir el costo total del sistema.

En la segunda fase, la optimización y la verificación del diseño que se intenta mediante el uso de la forma de V, en un aerogenerador flotante semisumergible con la mayor turbina eólica del mundo de 7 MW. Estas turbinas se instalaron y se pusieron en funcionamiento en 2014 y aumentarán la capacidad total del parque a 16 MW. Así pues, el proyecto de Fukushima Forward tiene la finalidad de ayudar a Fukushima para convertirse en el centro de la nueva industria que creará nuevos puestos de trabajo en esta región y a recuperarse de los daños de la Gran Terremoto del Este de Japón en 2011.

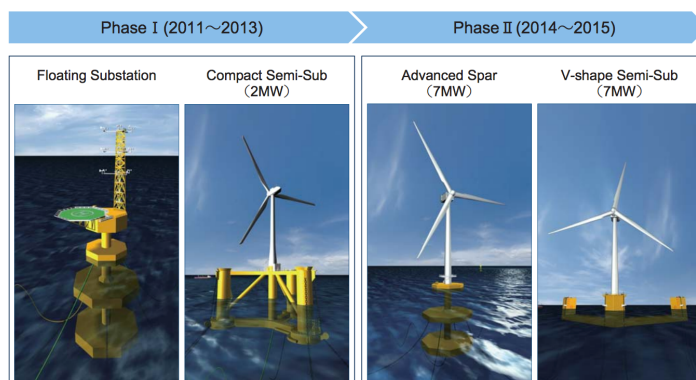


Figura 1.29. Proyecto Fukushima FORWARD [14].

3. Damping pool, IDEOL.

La plataforma *IDEOL* es un casco de hormigón cuadrado con una apertura central para crear un sistema patentado 'de amortiguación de la piscina' que consiste en utilizar el agua atrapada para reducir al mínimo los movimientos de flotador, lo que resulta en un fuerte rendimiento hidrodinámico.

El diseño también puede construirse utilizando acero, pero ofrece una mayor reducción de costes y mayor contenido local cuando se utiliza hormigón. El concepto se clasifica como un concepto cajón/barcaza, pero para los propósitos de este estudio se ha agrupado como un diseño semisumergible.

IDEOL presentó un prototipo de demostración de 2 MW previsto para la instalación en el sitio de prueba SEM-REV en 2015, financiado en parte por FLOATGEN de la Comisión Europea y las iniciativas OCEAGEN Gobierno francés (ADEME). Además, IDEOL ha asegurado una asociación con Hitachi Zosen para implementar el concepto IDEOL en un proyecto de dos turbinas de 7,5 MW cada una en Japón [14].


| Damping Pool | | IDEOL | | |
|---|------------------------|----------------------|-----------------------|-------------------|
|  | Classification: | Caisson/barge | Primary material: | Concrete or steel |
| | Depth range: | 35m+ | Moorings: | 6-9 catenary |
| | Turbine axis: | Horizontal | No. blades: | 3 |
| | Industrial partner(s): | Hitachi Zosen; Adwen | TRL: | 3 |
| | Full-scale prototype: | 2015 | Pre-commercial array: | Undisclosed |

Figura 1.30. Proyecto IDEOL [14].

4. WinFlo.

El contratista de servicios marítimos *DCNS* y el fabricante de turbinas *Alstom* se han unido para desarrollar una solución integrada para la energía eólica flotante. El concepto, inicialmente desarrollado bajo la iniciativa *WinFlo*, es una plataforma semisumergible compuesta por una columna cilíndrica central, que apoya la turbina, más 3 columnas cilíndricas externas vinculadas a la columna central por pontones y un sistema de anclaje con pocas restricciones adecuado para todo los tipos de fondos marinos. El diseño modular permite la producción en serie a una velocidad de hasta 50 turbinas al año.

De esta manera, la asociación entre *DCNS* y *Alstom* va a crear una solución integrada que optimiza la estabilidad y el rendimiento de todo el sistema para reducir las cargas y maximizar la potencia de salida de la turbina. Así, después de dos períodos de pruebas de tanque (2010 y 2011), el demostrador de tamaño natural *WinFlo* se puso a prueba en condiciones de mar en

2013 durante un período de prueba de un año, que será seguido de parque experimental construido en 2016.



Figura 1.31. Proyecto WinFlo [14].

5. Nautilus.

Nautilus Floating Solutions, es un consorcio industrial y tecnológico vasco, que realizará el primer ensayo de su prototipo de plataforma flotante *Nautilus*. Se trata del primer desarrollo que permitirá disponer de plataformas destinadas a aplicaciones eólicas offshore en aguas profundas en España.

Está formado por Astilleros de Murueta, Tamoin, Velatia, Vicinay Marine Innovación y TECNALIA, cuatro empresas líderes y un centro de tecnología avanzada, que aspiran a convertirse en el referente mundial en el desarrollo de plataformas flotantes para el mercado de la eólica offshore. Este nuevo desarrollo tecnológico e industrial comenzará con la producción de unidades comerciales a partir de 2016. El ensayo del prototipo de plataforma flotante tendrá lugar en el Instituto de Hidráulica Ambiental, ubicado en el Parque Científico y Tecnológico de Cantabria (Santander).

La estructura basa sus ventajas en su diseño, que permite su fabricación en astilleros convencionales y el montaje del aerogenerador en puerto. Además, el diseño actual de NAUTILUS permite albergar aerogeneradores de 5 MW, pero el objetivo es llegar a escalar hasta 10 MW.

Las estructuras flotantes semisumergibles se perfilan como protagonistas del futuro en la eólica offshore, al dar respuesta a la necesidad de trasladar las plataformas hacia aguas más profundas, donde el recurso eólico es más abundante y constante, y el impacto visual es menor, permitiendo el escalado de los aerogeneradores a mayores potencias.

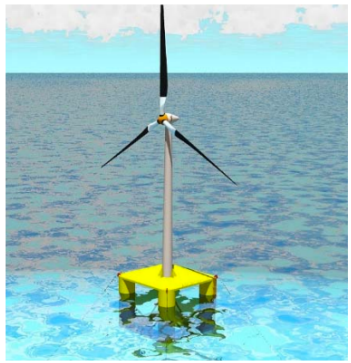
| Nautilus Semi-Sub | | Nautilus Floating Solutions | | |
|---|------------------------|-----------------------------|-----------------------|-------|
|  | Classification: | Semi-sub | Primary material: | Steel |
| | Depth range: | 60-150m | Moorings: | 4 |
| | Turbine axis: | Horizontal | No. blades: | 3 |
| | Industrial partner(s): | - | TRL: | 3 |
| | Full-scale prototype: | TBC | Pre-commercial array: | TBC |

Figura 1.32. Proyecto Nautilus [14].

Por último, se realiza un pequeño resumen de las diferentes características de cada tipo estructura con el fin de dar a conocer que tipo se basará este proyecto, en función, también de las características de nuestras costas, ver Tabla 1.5.

1.8. Motivación y objetivos.

En este apartado, se pretende justificar cuál va a ser el tipo de plataforma que se va a escoger para el estudio, así como, presentar los objetivos de los próximos capítulos. En primer lugar, el objetivo general de los siguientes capítulos son el de buscar un emplazamiento óptimo para el aerogenerador, presentar sus dimensiones y la geometría creada por el programa y como últimos capítulos y objetivo principal del proyecto el estudio del comportamiento en la mar de dicha plataforma. A continuación, se justificará el motivo por el cuál se ha escogido esta plataforma.

De esta manera, las estructuras fijas están muy limitadas en cuanto a capacidad de operación a profundidades mayores a 50 metros, disparándose los costes de forma vertiginosa. Así pues, con el fin de aprovechar el potencial eólico offshore en aguas dónde a poca distancia de la costa, las profundidades se encuentran por encima de las permitidas para las estructuras fijas como en la costa Noruega, el Mar Atlántico o las costas de nuestro país, las estructuras flotantes se presentan como la principal alternativa viable. Dentro de dichas plataformas flotantes, descartaríamos las TLP y las Spar Buoy, ya que son las que presentan mayores costes y dificultades tanto de fabricación como de instalación. Sin embargo, las Semisumergibles pueden instalarse de forma completa en puerto, permitiendo mayores potencias debido a su rango de profundidades y se podría decir que tienen un coste un poco más reducido que las anteriores. Por lo tanto, la elección del tipo de estructura para este proyecto, es la **plataforma tipo semisumergible**.

| Tipo de estructura | Breve descripción física | Profundidades adecuadas | Desventajas | Ventajas |
|------------------------------|---|-------------------------|---|--|
| Estructuras fijas | Estructuras fijadas al fondo marino | Hasta 60 m aprox. | Limitación de profundidades, Menor impacto visual | Mayor estabilidad, Menor coste |
| Gravedad | Estructura de hormigón | Máx 40 m aprox. | Transporte problemático, Preparación del fondo marino | Bajo coste |
| Monopilote | Un pilar de soporte | 10-30 m | Pesada para transportar, Competitividad en función del suelo marino | Bajo coste, Menor impacto visual, Posible industrialización |
| Trípode | Estructuras con 3 pilotes | Hasta 40-50 m | Fabricación compleja, Pesada para transportar | Alta resistencia, Adecuada para turbinas de gran potencia |
| Jacket | 3-4 columnas conectadas entre si mediante arriostramientos | Hasta 60 m | Alto coste, Falla por fatiga, Largo periodo de instalación, Sensible a la corrosión | Menor ruido, Menor coste, Adecuado para grandes turbinas |
| Estructuras flotantes | No hay contacto con el fondo marino | >50 m | Peso y coste, Estabilidad, Fase de pruebas | Menor impacto visual, Adecuadas para aguas profundas, mayor potencial eólico |
| Spar buoy | Cilindro de acero flotante unido al fondo marino mediante líneas de anclaje | 120-700 m | Balanceo, cabeceo y mov. vertical significantes, Instalación costosa | Agua muy profundas, Formas fáciles, Menor material de acero |
| TLP | Estructuras unida al fondo mediante cables pretensados | >50 m | Sensible a los cambios de carga, No almacenamiento, Alto coste | Balanceo, cabeceo y mov. vertical insignificantes |

| | | | | |
|-----------------------|--|----------|---|---|
| Semisumergible | Estructura flotante de acero unida al fondo mediante líneas de anclaje | 50-700 m | Sensible a los movimientos, No almacenamiento, Alto coste | Movimientos de baja oscilación vertical, Instalación en puerto, Mayores potencias |
|-----------------------|--|----------|---|---|

Tabla 1.5. Resumen de las características de las estructuras offshore.

Capítulo 2. Elección del emplazamiento.

2.1. Estudio del emplazamiento.

Un parámetro fundamental en el diseño y proyecto de una estructura marina es la ubicación en la que será instalada. Por lo tanto, lo que interesa desde el punto de vista de un parque eólico offshore es encontrar zonas en las que se produzcan vientos muy estables con las condiciones marinas lo menos adversas posibles, es decir, oleaje moderado y corrientes marinas uniformes. Es por eso, que en este capítulo se realiza un análisis de distintas zonas del Mar Cantábrico obteniendo los datos que aportan los registros de las boyas de Puertos del Estado.

A continuación, se muestra un mapa de las zonas españolas donde es posible instalar parques eólicos offshore, lo que se conoce como “mapa eólico español”.

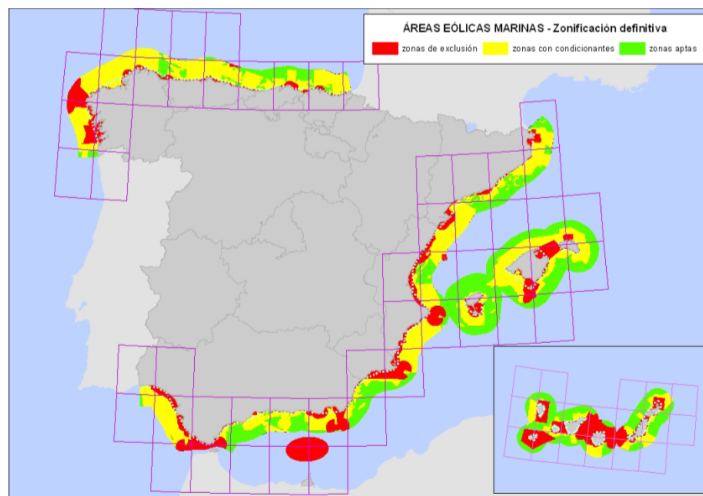


Figura 2.1. Mapa de Áreas Eólicas Marinas en España [19].

No obstante, no basta con que la zona sea “apta” en términos legales, sino que además nos hemos comprometido a cumplir otra serie de requisitos como profundidades por encima de los 100 metros, recurso eólico suficiente o vientos estables. Para ello, se muestra las velocidades del viento medio a 100 metros de altura en las costas españolas con el fin conocer las zonas donde puede ser más viable su instalación.

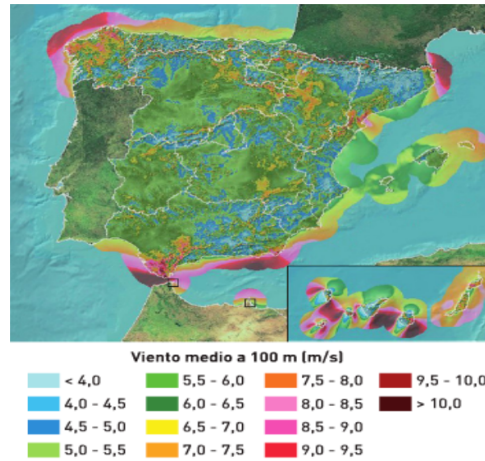


Figura 2.2. Viento medio anual a 100 m de altura [19].

2.1.1. Zona 1: *Boya de Bilbao-Vizcaya.*

Conjunto de datos: REDEXT
Longitud: -3.052° E
Latitud: 43.640° N
Profundidad: 600 m



Figura 2.3. Ubicación Boya de Bilbao-Vizcaya [20].

Condiciones eólicas:

Con los datos recogidos por la estación, se pueden consultar series de medias diarias, mensuales y anuales de los últimos años. Sin embargo, en este punto solo nos interesa conocer la velocidad y direccionalidad del viento, de modo que bastará con conocer la rosa de vientos y las velocidades media y máxima. Además, si se comparan las rosas de viento de distintos periodos anuales podemos observar que permanecen casi inalteradas. Este dato nos confirma que estamos en una zona con cierta estabilidad de condiciones eólicas.

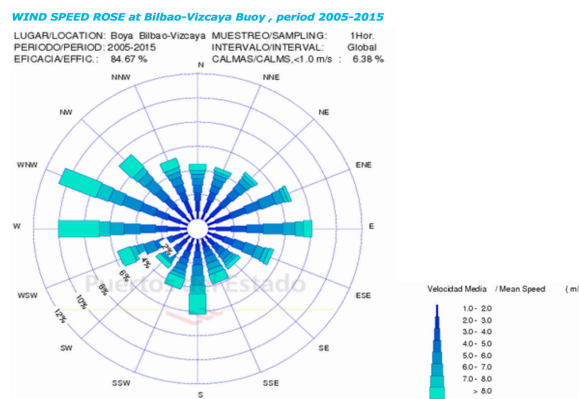


Figura 2.4. Rosa de viento, BILBAO (2005-2015) [20].

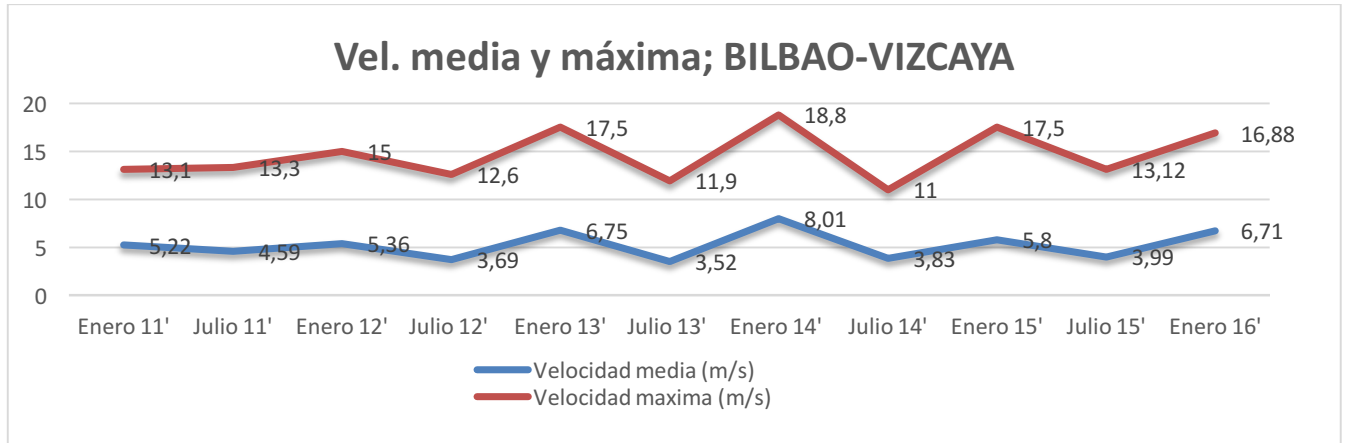


Figura 2.5. Velocidades media y máxima, BILBAO (2011-2015) [20].

Asimismo, con los datos obtenidos en el registro de puertos del estado de las velocidades media y máxima que se registran en los periodos de Enero y Julio entre los años 2011 y 2016 se procederá a crear una gráfica con le fin de obtener una medida aproximada de las velocidades de la zona. Así, podemos tener un referencia de las velocidades que predominan, y por lo tanto, se puede deducir una velocidad media de $5,22 \text{ m/s}$ y una velocidad máxima de $14,67 \text{ m/s}$.

Condiciones de oleaje:

La distribución de altura significativa y periodos de pico, realizada entre los años 2005-2015 tienen como resultado el que se muestra en la Figura 2.6. Además, en cuanto a la direccionalidad del oleaje encontramos la homogeneidad de NW (north-west) por encima de cualquier otra dirección como era para el caso del viento.

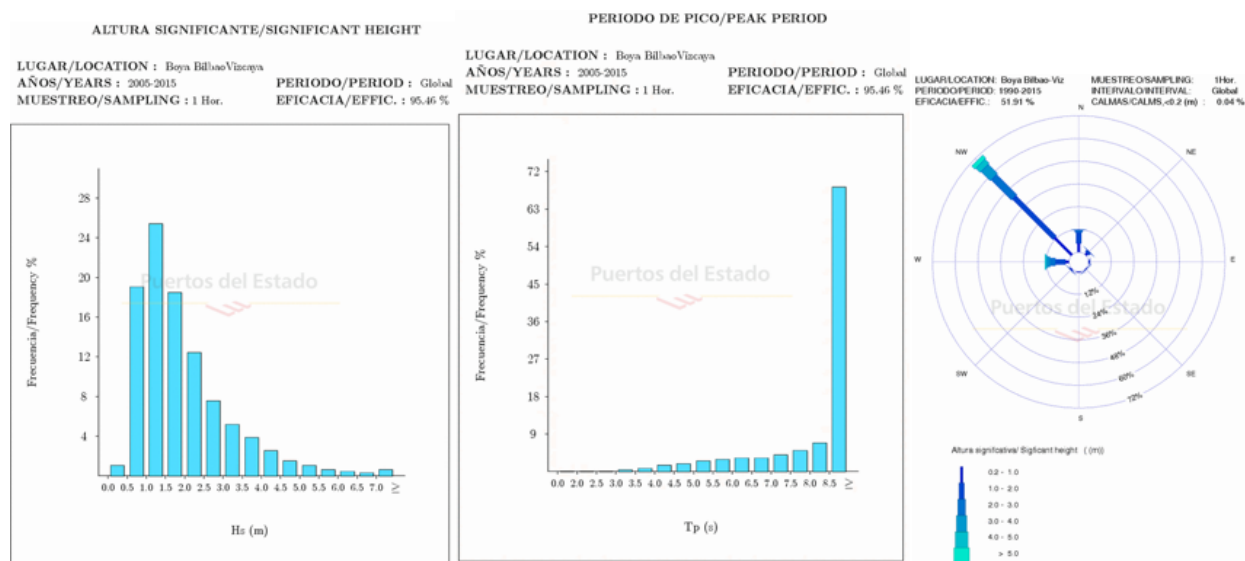


Figura 2.6. Distribución Altura, Periodo y Rosa de oleaje, BILBAO (2005-2015) [20].

A modo ilustrativo, según datos de puertos del estado de oleajes registrados a lo largo de la historia observamos los datos entre Enero de 2011 hasta Enero de 2016. Si comparamos las alturas significativas media y máxima obtenida en los periodos anuales, obtenemos un gráfico como el que se adjunta a continuación. En él, se puede concluir un oleaje medio de 2,13 metros y máximo de 5,14 metros.

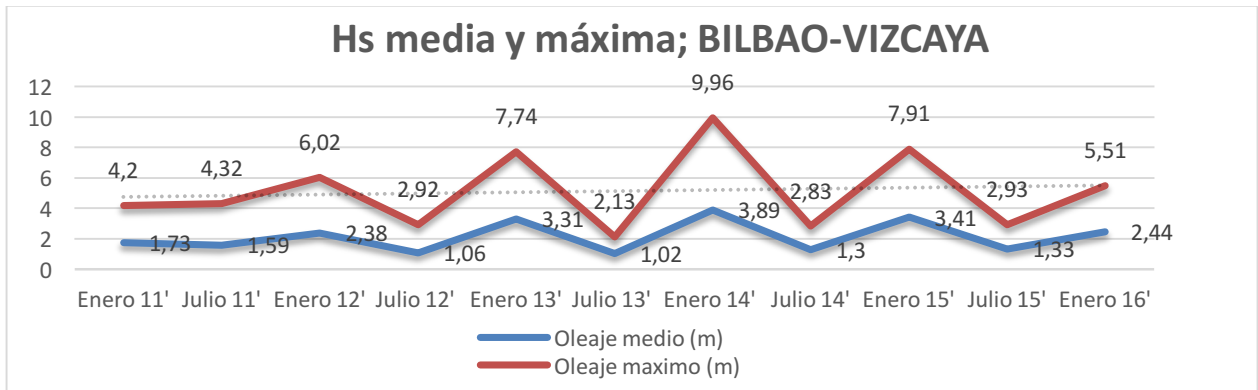


Figura 2.7. Altura significativa media y máxima, BILBAO (2011-2015) [20].

2.1.2. Zona 2: Boya de Cabo de Peñas.

Conjunto de datos: REDTEX

Longitud: 6.16° W

Latitud: 43.75° N

Profundidad: 615 m



Figura 2.8. Ubicación Boya de Cabo de Peñas [20].

Condiciones eólicas:

Del mismo modo, en la Boya de Cabo de Peñas se puede observar en la rosa de viento entre los años 2005-2015 la supremacía de dos direcciones con menor amplitud que en otros casos. Sin embargo, si que se puede distinguir una clara dirección predominante como es, en este caso, WSW (west-southwest). Además, con los datos obtenidos en el registro de puertos del estado entre 2011 y 2015 entre Enero y Junio se puede citar una media de las velocidades media y máxima de 4,87 m/s y 13,23 m/s respectivamente.

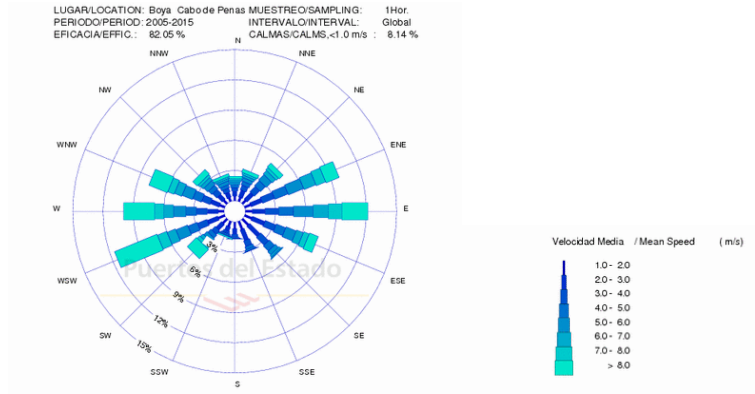


Figura 2.9. Rosa de viento, CABO DE PEÑAS (2005-2015) [20].

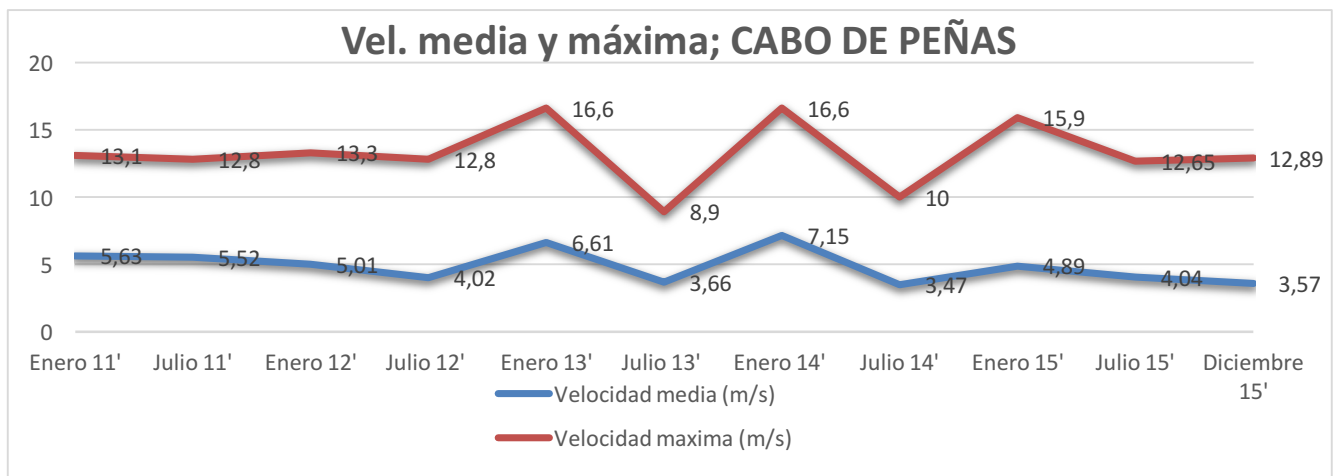


Figura 2.10. Velocidades media y máxima, CABO DE PEÑAS (2011-2015) [20].

Condiciones de oleaje:

Aquí, como en el caso anterior, vemos la uniformidad en la dirección de avance del oleaje predominando noroeste. En cuanto al gráfico, podemos observar, nuevamente, los datos de Enero y Julio entre 2011 y 2015 de los cuales podemos concluir una altura media significativa de *2,18 metros* y una altura máxima de *5,22 metros*. Así pues, vemos que estos datos son muy similares a los obtenidos en la anterior boya, y se deduce que puede ser por la cercanía geográfica de ambas boyas.

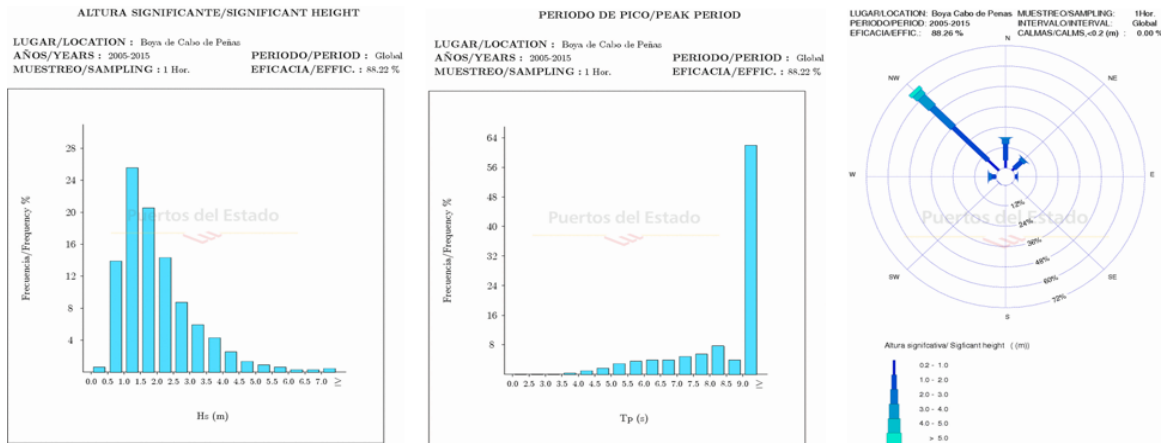


Figura 2.11. Distribución Altura, Periodo y Rosa de oleaje, CABO DE PEÑAS (2005-2015) [20].

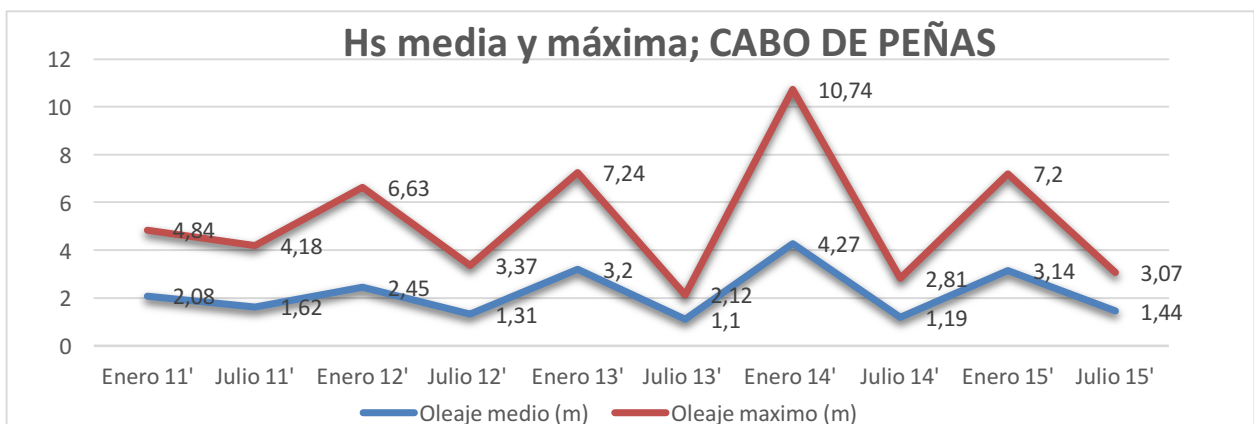


Figura 2.12. Altura significativa media y máxima, CABO DE PEÑAS (2011-2015) [20].

2.1.3. Zona 3: *Boya de Estaca de Bares.*

Conjunto de datos: REDTEX

Longitud: 7.67° W

Latitud: 44.12° N

Profundidad: 1800 m



Figura 2.13. Ubicación Boya de Estaca de Bares [20].

Condiciones eólicas:

En este caso, debido a la gran lejanía de la boya con respecto a las otras boyas se puede observar condiciones más adversas, que se traducen en mayor cantidad de velocidad y en una menor uniformidad en la dirección del viento.

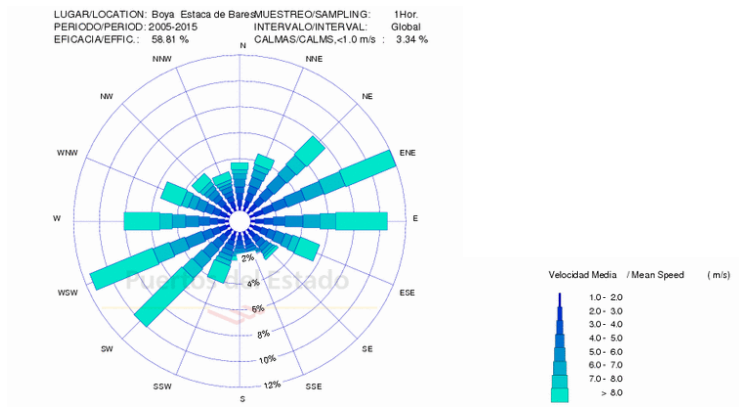


Figura 2.14. Rosa de viento, ESTACA DE BARES (2005-2015) [20].

Nuevamente, vemos que las velocidades medias y máximas en esta boya aumentan ligeramente respecto a las anteriores debido a que se encuentra en una zona menos protegida geográficamente y sus condiciones ambientales se pueden ver reflejadas en la Figura 2.15. Así, podemos destacar una velocidad media de *6,31 m/s* y una velocidad máxima de *14,08 m/s*.

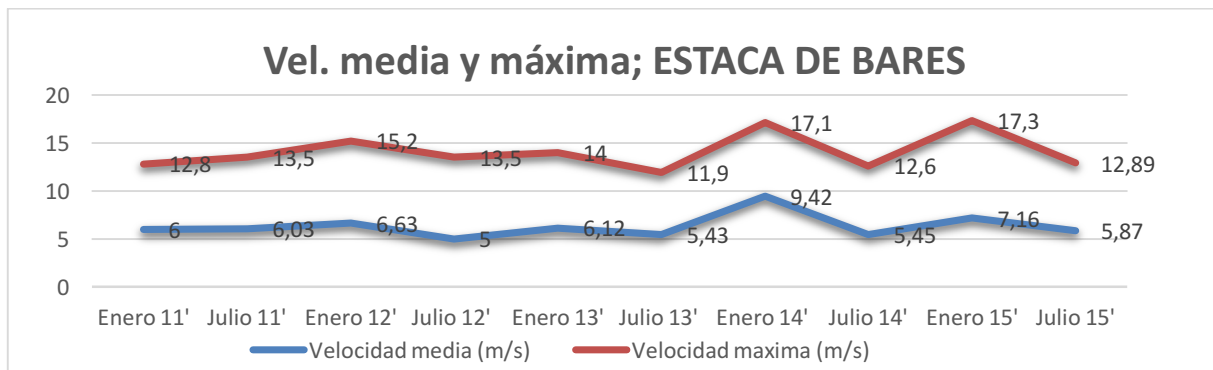


Figura 2.15. Velocidades media y máxima, ESTACA DE BARES (2011-2015) [20].

Condiciones de oleaje:

En cuanto a las condiciones de oleaje, la procedencia de la dirección se estima idénticamente igual a los anteriores casos. Incluso, se puede observar que los datos de las alturas medias y máximas son parecidos como son *2,44 m* y *5,47 m* respectivamente. Sin embargo, se puede observar en el gráfica que presenta un pico de altura máxima de *12,04 metros*, y es debido a su situación más adversa con respecto los otros casos.

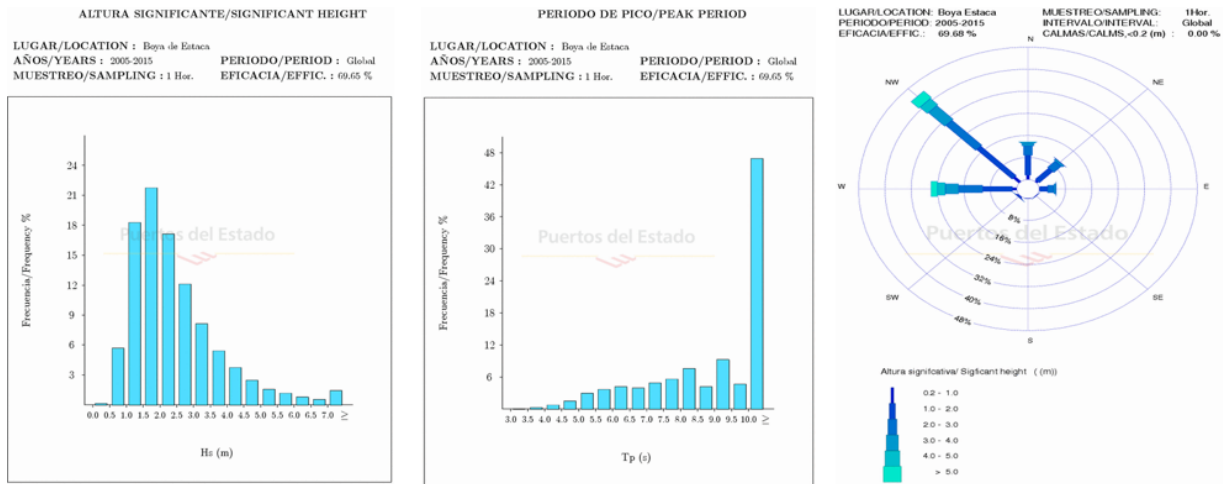


Figura 2.16. Distribución Altura, Periodo y Rosa de oleaje, ESTACA DE BARES (2005-2015) [20].

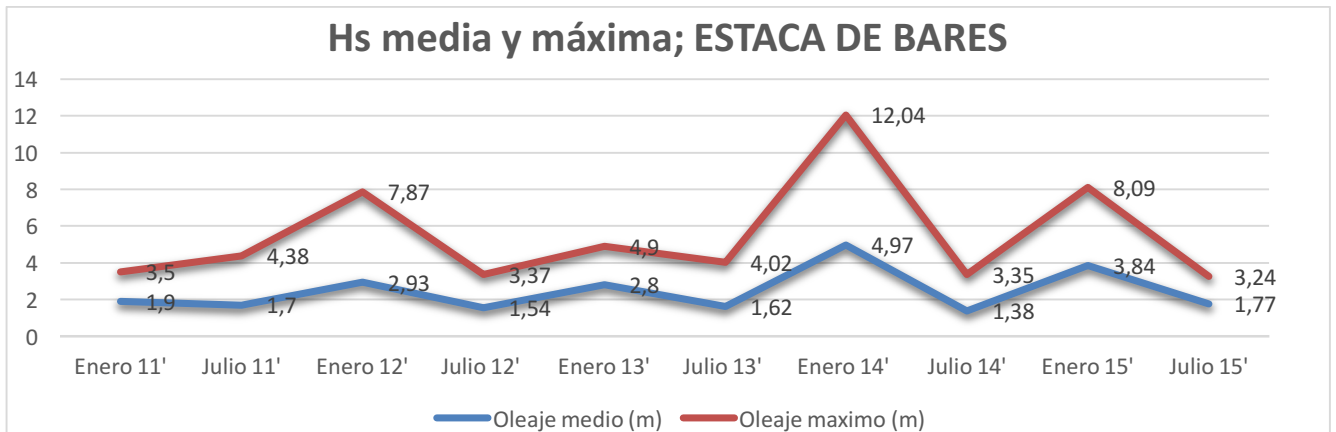


Figura 2.17. Altura significativa media y máxima, ESTACA DE BARES (2011-2015) [20].

2.1.4. Zona 4: Boya de Villano-Sisargas.

Conjunto de datos: REDEXT

Longitud: 9.21° W

Latitud: 43.50° N

Profundidad: 386 m



Figura 2.18. Ubicación Boya de Villano-Sisargas [20].

Condiciones eólicas:

En esta boya, igual que en la última, las condiciones se pueden considerar más desfavorables con respecto a las dos primeras, ya que están situadas a mayor distancia de la costa con lo que conlleva mayores velocidades de vientos y menor uniformidad como se puede observar a continuación. Por lo tanto, vemos que la velocidad media aumenta a $6,75 \text{ m/s}$ y la velocidad máxima se establece en $14,63 \text{ m/s}$.

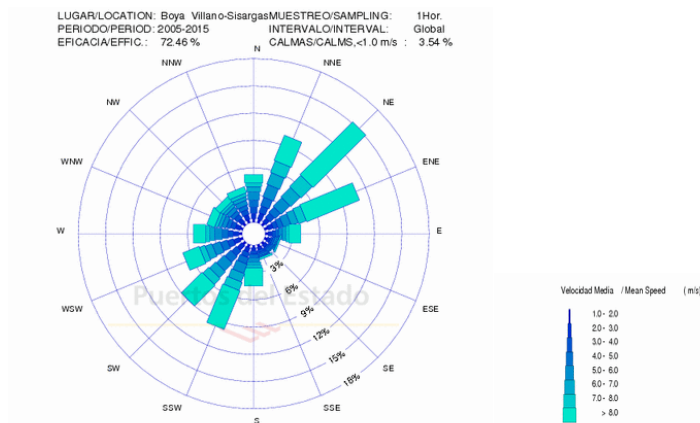


Figura 2.19. Rosa de viento, VILLANO-SISARGAS (2005-2015) [20].

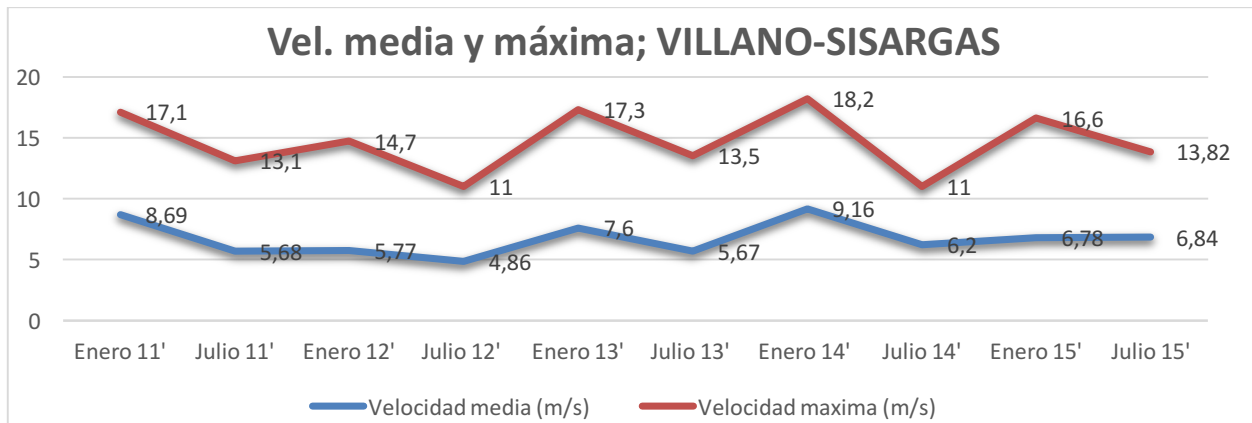


Figura 2.20. Velocidades media y máxima, VILLANO-SISARGAS (2011-2015) [20].

Condiciones de oleaje:

Por último, las dirección del oleaje se queda prácticamente idéntica en los cuatros casos. Sin embargo, las alturas significantes vemos que son las mas altas registradas con respecto las otras boyas con datos de $2,71 \text{ m}$ y $6,21 \text{ m}$ de media y máxima respectivamente y es debido, nuevamente, a su situación geográfica.

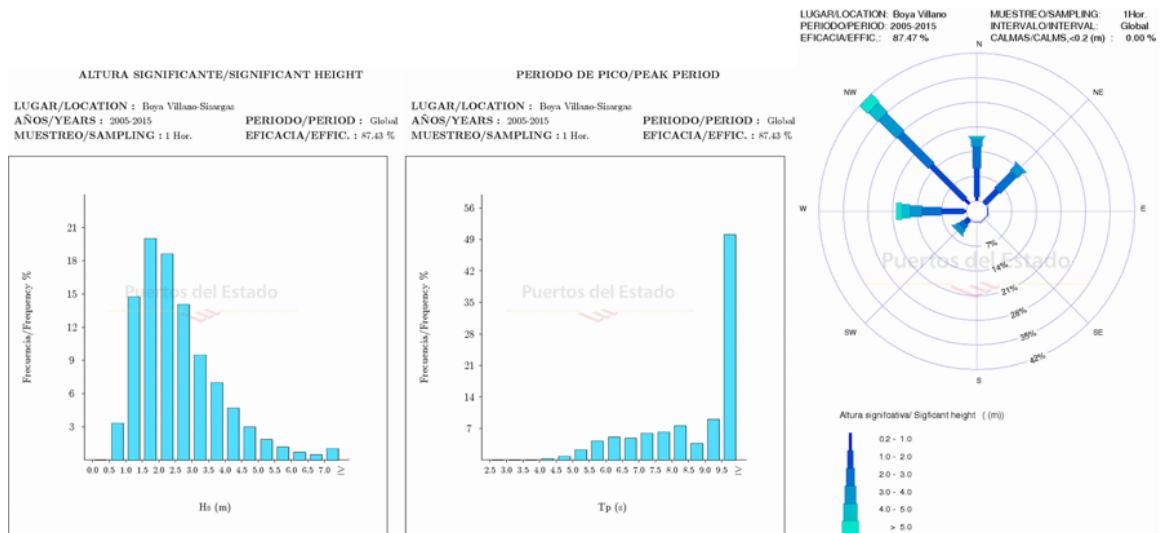


Figura 2.21. Distribución Altura, Periodo y Rosa de oleaje, VILLANO-SISARGAS (2005-2015) [20].

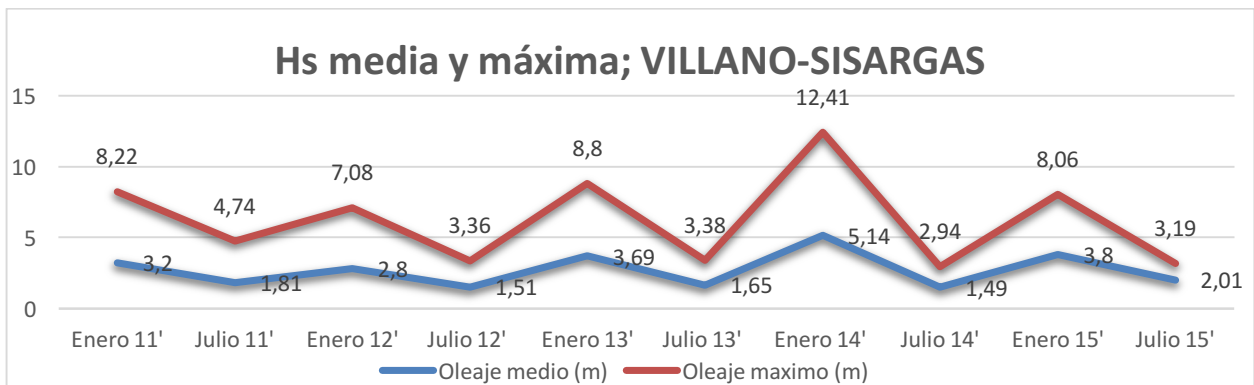


Figura 2.22. Altura significativa media y máxima, VILLANO-SISARGAS (2011-2015) [20].

2.2. Proceso de elección.

Compararemos los resultados que se derivan de los datos de las mediciones en las cuatro zonas que se han estudiado. Empezando con las velocidades medias y máximas de viento podemos observar una pequeña tabla a modo de resumen (*Tabla 2.1*). Sin embargo, no sólo nos interesa la velocidad del viento, sino también su direccionalidad. Lógicamente el viento no sopla unidireccionalmente (para el cuál el aerogenerador puede girar horizontalmente adaptándose a la dirección del viento) pero sin duda alguna, es deseable que las fuerzas eólicas se mantengan en la medida de lo posible en direcciones estables en un abanico de direcciones lo menos abierto con el fin de mejorar el rendimiento del aerogenerador.

| Boya | Vel. Media (m/s) | Vel. Máx. (m/s) |
|------------------|------------------|-----------------|
| Bilbao-Vizcaya | 5,22 | 14,67 |
| Cabo de Peñas | 4,8 | 13,23 |
| Estaca de Bares | 6,31 | 14,08 |
| Villano-Sisargas | 6,75 | 14,63 |

Tabla 2.1. Comparativa velocidades media y máxima.

Por eso, se busca una rosa de vientos homogénea, es decir, que muestre direcciones mucho más marcadas, y que por lo tanto se adaptan mejor a nuestras necesidades al permitir giros de la góndola mucho menores para alargar la vida útil del aerogenerador. De esta manera, las boyas de Bilbao-Vizcaya y la de Estaca de Bares quedarían descartadas debido a su poca uniformidad en la dirección del viento, dato muy importante en cuanto a la selección del emplazamiento del aerogenerador.

Por otro lado, en la condiciones de oleaje, podemos observar que las alturas significantes de los distintos periodos anuales tienen poca variación entre sí. Así, procedemos de forma similar a la realizada anteriormente con las velocidades de viento, obtenemos para cada zona las siguientes alturas significantes (*Tabla 2.2*).

Así pues, una vez descartadas dichas boyas, analizando los datos de la boya de Villano-Sisargas vemos que presenta una altura significativa máxima de 6,21 metros lo que se traduce a la más adversas de las cuatro y presenta un pico de 12,41 metros en Enero de 2014. Además, podemos observar que entre estas dos situaciones, la boya de Villano-Sisargas está situada en una zona intermedia entre zona no apta y con condicionantes. Sin embargo, la boya de Cabo de Peñas si que estaría en una zona entre apta y con condicionantes. Por lo tanto, la boya de Villano-Sisargas también quedaría descartada.

| Boya | Hs Media (m) | Hs Máx. (m) |
|-------------------------|--------------|-------------|
| Bilbao-Vizcaya | 2,13 | 5,14 |
| Cabo de Peñas | 2,18 | 5,22 |
| Estaca de Bares | 2,44 | 5,47 |
| Villano-Sisargas | 2,71 | 6,21 |

Tabla 2.2. Comparativa altura media y máxima.

Finalmente, acabamos concluyendo que el emplazamiento seleccionado es el de la **boya de Cabo de Peñas** debido a que es el que presenta mayor uniformidad en la rosa de vientos y vientos más estables. Y en cuanto al oleaje, vemos que sus condiciones no son del todo desfavorables, ideales para este tipo de estructuras semisumergibles y su rosa de oleaje presenta, como en todos, una misma dirección.

Capítulo 3. Plataforma Semisumergible ‘OC4-DeepCWind’.

El principal objetivo de este capítulo es el de presentar y validar el modelo de la plataforma que se describe a continuación, con el fin de garantizar que los resultados obtenidos sean lo suficientemente precisos. Para ello, se hace uso del programa *SeaFEM*, el cuál es una herramienta avanzada de simulación del comportamiento en la mar desarrollado en el Centro Internacional de Métodos Numéricos Aplicados a la Ingeniería (CIMNE), de la UPC, en colaboración con la empresa Compass Ingeniería y Sistemas.

SeaFEM trabaja en el dominio del tiempo y basa su funcionamiento en el Método de Elementos Finitos, a diferencia de otras herramientas que se basan en el Método de Elementos de Contorno. Así pues, permite que en este programa se puedan utilizar mallas no estructuradas, con el fin de representar geometrías complejas. Este módulo está constituido por un pre-procesador, en el cuál se permite crear la geometría a estudiar y definir el problema en cuestión. A partir de ahí, se realiza el cálculo y se pasa al post-procesador dónde se analizan los resultados.

En primer lugar, se deben definir las principales dimensiones de la plataforma a estudiar. El diseño de la plataforma semisumergible examinada en esta fase se basa en la configuración del modelo utilizado en las pruebas *DeepCwind*. Para que el programa realice de manera correcta, sin dar lugar a errores, solo se debe definir la superficie mojada a la hora del mallado y del cálculo. Es por eso, que en el caso de torre y la turbina se aportan las principales dimensiones y propiedades pero no se utilizaran para realizar el cálculo.

Por otro lado, debido a que este tipo de instalaciones aún están en fase de estudio y desarrollo, es difícil encontrar datos de la propiedades específicas de cada elemento de la plataforma. Por este motivo, para poder determinar cuáles serán las dimensiones y propiedades del soporte, se han utilizado datos de otro proyecto ya realizado por el *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*. De este modo, el proyecto que se va a utilizar para la obtención de datos para realizar el estudio es, *A. Robertson [et al. 2014] [15]*.

3.1. Dimensiones principales.

Las principales dimensiones del aerogenerador offshore vienen determinadas en la Figura 3.1. Además, como se puede observar, está compuesto por una plataforma formada por una columna principal, donde se apoya la torre, y tres columnas de mayores dimensiones dispuestas en forma de triángulo 'delta' situadas sobre tres soportes que le dan la estabilidad necesaria y una turbina con una capacidad de potencia de 5 MW. De este modo, podemos decir que se divide en tres elementos principales:

- *Rotor*
- *Torre*
- *Plataforma*

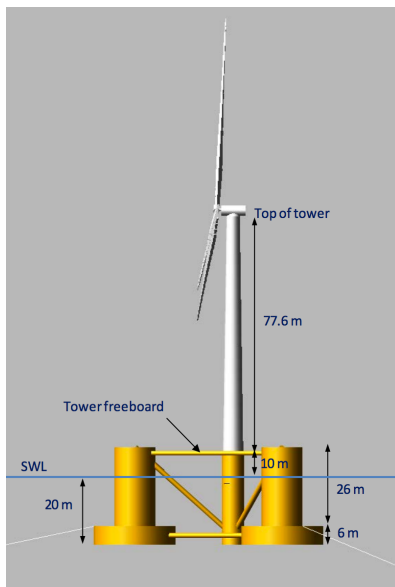


Figura 3.1. Aerogenerador NREL [15].

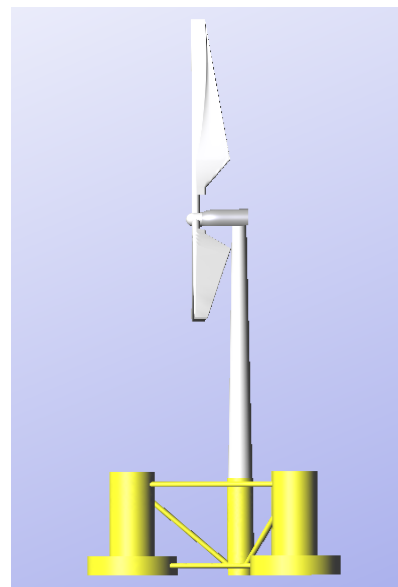


Figura 3.2. Modelo de cálculo del aerogenerador.

3.1.1. Propiedades del rotor.

La turbina eólica de 5 MW utilizada en este proyecto fue creada para apoyar a los estudios teóricos destinados a evaluar la tecnología eólica offshore por el *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*. La turbina fue construida para convertirse en una turbina a escala de utilidad representativa basándose en los tamaños básicos y los valores de potencias de las turbinas eólicas offshore.

Fue creada en base a toda la información de los documentos publicados por los fabricantes de turbinas en diseños prototipo como Multibrind M5000 y RE Power 5M, así como algunas propiedades disponibles a partir de modelos conceptuales utilizados en WindPACT, RECOFF y otros proyectos [16]. Se compone de tres palas convencionales de velocidad y paso variable.

Sus propiedades más significativas vienen determinadas en la siguiente tabla. Para disponer de más información acerca de la turbina eólica, o de sus componentes, incluyendo las

propiedades aerodinámicas, estructurales y de control, se pueden encontrar en la siguiente referencia [16]. Sin embargo, como ya se a dicho anteriormente, no se va a tener en cuenta el rotor en el análisis debido a que para que el programa proporcione resultados correctos únicamente se estudiará la superficie mojada de la plataforma. Sin embargo, si que se tendrán en cuentan las masas y las inercias de ambos elementos que se presentarán en forma matricial más adelante.

| GENERAL | | VELOCIDAD DEL VIENTO | |
|--------------------------------|---------|---------------------------|----------|
| Potencia nominal | 5 MW | Vel. de Arrancada | 3 m/s |
| Configuración del rotor | 3 palas | Vel. Nominal | 11,4 m/s |
| Diámetro del rotor | 126 m | Vel. De Parada | 25 m/s |
| Diámetro del buje | 3 m | Vel. Inicial rotor | 6,9 rpm |
| Altura del buje | 87,6 m | Vel. Nominal rotor | 12,1 rpm |

Tabla 3.1. Propiedades del rotor [16].

3.1.2. Propiedades de la torre.

La torre utilizada para la plataforma de 'OC4-DeepCWind' es prácticamente idéntica a la utilizada en otros proyectos del *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* como en el 'OC3-Hywind'. La base de la torre coincide con la parte superior de la columna principal de la plataforma semisumergible, y tiene una longitud de 77,6 metros. Está situada a 10 metros sobre la línea del nivel de mar.

Las principales propiedades de la torre se basan en un diámetro de 6,5 metros en la base y un diámetro en la parte superior de 3,87 metros, con espesores de 0,027 y 0,019 metros respectivamente. Las propiedades del acero vienen determinadas por el documento anteriormente citado, dónde el módulo de Young es de 210 GPa, el módulo de cizalla es de 80,8 GPa, y la densidad efectiva del acero es de 8500 kg/m³. Los radios y espesores de la torre se supone que son cónicos de forma lineal desde la base de la torre a la parte superior [15].

La masa resultante de la torre es de 249,718 kg y el centro de masas está a una altura de 43,4 m a lo largo de la línea central de la torre por encima de la línea de flotación. En el caso de la torre, igual que con el rotor, no se va a realizar ningún cálculo especial para su dimensionamiento, ni tener en cuenta en el análisis de resultados. Esto es debido a que el diseño para el caso de estructuras offshore es el mismo que para las terrestres, por lo que sus características ya vienen determinadas por el fabricante del aerogenerador.

| | |
|---|------------|
| Elevation to Tower Base (Platform Top) Above SWL | 10 m |
| Elevation to Tower Top (Yaw Bearing) Above SWL | 87.6 m |
| Overall (Integrated) Tower Mass | 249,718 kg |
| CM Location of Tower Above SWL Along Tower Centerline | 43.4 m |
| Tower Structural-Damping Ratio (All Modes) | 1% |

Tabla 3.2. Propiedades de la torre [15].

3.1.3. Propiedades de la plataforma semisumergible.

Los diferentes elementos que componen la estructura semisumergible se proporcionan en la Figura 3.3. El calado de dicha plataforma es de 20 metros. La plataforma *OC4-DeepCwind* consiste en una columna principal unida a la torre y tres columnas de compensación que están conectadas a la columna principal a través de una serie de barras de diámetro más pequeño. A continuación, se detalla la distribución de las barras en la plataforma (en negro, Figura 3.3.):

- Dos conjuntos de tres barras de 1.6 m de diámetro (un total de seis elementos) que unen en la parte superior e inferior las tres columnas de compensación entre ellas formando un triángulo o 'delta'.
- Dos conjuntos de tres barras de 1.6 m de diámetro (un total de seis elementos) que unen en la parte superior e inferior de la plataforma las tres columnas de compensación con la columna principal.
- Tres refuerzos transversales que conectan la parte inferior de la columna principal con la parte superior de las columnas de compensación.

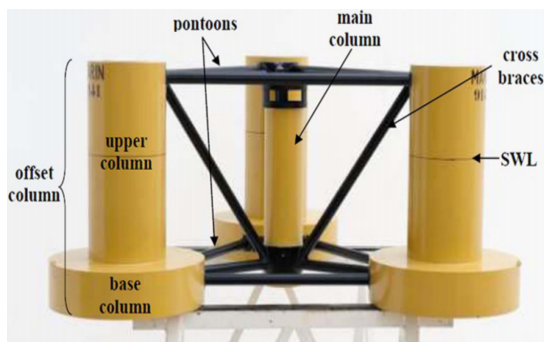


Figura 3.3. Plataforma NREL [15].

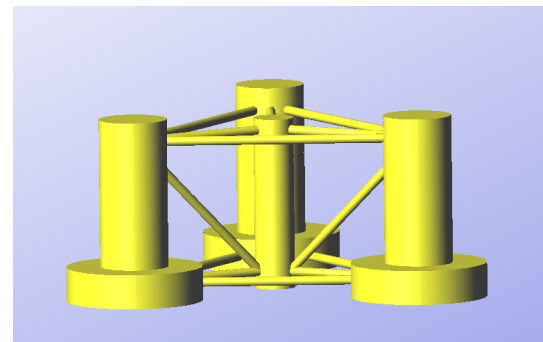


Figura 3.4. Plataforma SeaFEM.

Las tres columnas de compensación contienen en la base un cilindro de diámetro más grande que ayuda a disminuir el movimiento, particularmente en la dirección de arfada, pero también en avance, deriva, balanceo y cabeceo. Un resumen de la geometría, incluyendo los diámetros de cada uno de los elementos de la plataforma se muestra en la Figura 3.5.

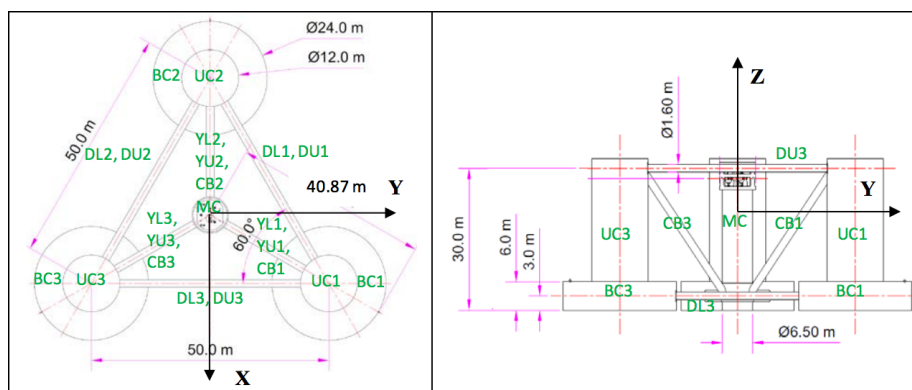


Figura 3.5. Principales dimensiones de la Plataforma [15].

De esta manera, las principales propiedades de la plataforma vienen determinadas por dicho documento anteriormente citado [15]. La masa, incluido el lastre, de la plataforma flotante es de $1,3473E+7$ kg. Esta masa se calculó combinando el peso del rotor-góndola, la torre, y la plataforma flotante incluyendo el peso del sistema de amarre (no incluyendo la pequeña porción que descansa sobre el lecho marino). Así, el centro de masas (CM) de la plataforma flotante, excluyendo la torre, el rotor-góndola y los amarres se encuentra a 13,46 metros a los largo de la línea central de la plataforma por debajo de la línea de flotación. Además, las inercias de cabeceo y balanceo de la plataforma sobre su CM son de $6,827E+9$ kg-m² en ambos ejes (x,y) y la inercia de guiñada sobre su línea central es de $1.226E+10$ kg-m² [15].

| | |
|---|-------|
| Depth of platform base below SWL (total draft) | 20 m |
| Elevation of main column (tower base) above SWL | 10 m |
| Elevation of offset columns above SWL | 12 m |
| Spacing between offset columns | 50 m |
| Length of upper columns | 26 m |
| Length of base columns | 6 m |
| Depth to top of base columns below SWL | 14 m |
| Diameter of main column | 6.5 m |
| Diameter of offset (upper) columns | 12 m |
| Diameter of base columns | 24 m |
| Diameter of pontoons and cross braces | 1.6 m |

Tabla 3.3. Dimensiones de la plataforma [15].

| | |
|----------------------------------|-----------------------------|
| Platform mass, including ballast | 1.3473E+7 kg |
| CM location below SWL | 13.46 m |
| Platform roll inertia about CM | 6.827E+9 kg-m ² |
| Platform pitch inertia about CM | 6.827E+9 kg-m ² |
| Platform yaw inertia about CM | 1.226E+10 kg-m ² |

Tabla 3.4. Propiedades estructurales [15].

Las propiedades flexibles de la plataforma *OC4-DeepCwind* se consultaron por los autores para lograr el conjunto de valores para la masa de acero y el agua de lastre. La masa total de acero de la plataforma es de $3,8522E+6$ kg, y la masa total del agua de lastre es de $9.6208E+6$ kg. El acero que se emplea tiene una densidad de 7.850 kg/m³ y unos espesores de pared que se especifican en la Tabla 3.5. Además, se aportan datos de rigidez a la flexión efectiva (EI), a torsión (GJ) y la rigidez de extensión (EA). En el cálculo del módulo de cizalla (G), se usó una relación de Poisson de 0,33. Por último, el coeficiente de amortiguamiento estructural para todos los miembros se fija en un valor del 1% y el Módulo de Young en $2,10E+4$ GPa [15].

| Elemento | Masa por unidad de longitud (kg/m) | Diámetro (m) | Eslora (m) | Espesor (m) | EI (N-m ²) | GJ (N-m ²) | EA (N) |
|-----------------------------|------------------------------------|--------------|------------|-------------|------------------------|------------------------|----------|
| Columna principal | 4,79E+03 | 6,5 | 30,0 | 0,03 | 6,70E+13 | 5,04E+13 | 1,28E+13 |
| Columnas exteriores | 1,77E+04 | 12,0 | 26,0 | 0,06 | 8,42E+14 | 6,33E+14 | 4,73E+13 |
| Base columna | 3,54E+04 | 24,0 | 6,0 | 0,06 | 6,79E+15 | 5,11E+15 | 9,48E+13 |
| Barras superiores | 6,83E+02 | 1,6 | - | 0,0175 | 5,72E+11 | 4,30E+11 | 1,83E+12 |
| Barras inferiores | 6,83E+02 | 1,6 | - | 0,0175 | 5,72E+11 | 4,30E+11 | 1,83E+12 |
| Barras transversales | 6,83E+02 | 1,6 | - | 0,0175 | 5,72E+11 | 4,30E+11 | 1,83E+12 |

Tabla 3.5. Propiedades de los elementos de la plataforma [15].

3.2. Matrices Adicionales.

Para que el programa pueda resolver el sistema, ya que sólo se malla la superficie mojada, es necesario definir las diferentes matrices de masa, de amortiguamiento de la turbina eólica y las matrices de restauración tanto del aerogenerador como del sistema de fondeo. Todas las matrices tienen una dimensión de 6x6 y suelen ser simétricas debido a que la mayor parte de las plataformas offshore presentan simetría longitudinal.

Por lo tanto, para llevar a cabo el análisis, se requieren previamente los datos de las diferentes matrices de la turbina simulando la masa y las inercias de todos los elementos de la estructura. En este caso, se emplean los datos de la turbina de 5 MW de NREL [17]. Cabe indicar que se considera al conjunto aerogenerador/plataforma como un sólido con respecto a sus movimientos en la mar, en sus seis grados de libertad.

Los valores de estas matrices son para el caso de la masa de la turbina,

$$M_{WT} = \begin{bmatrix} 0.7 & 0 & 0 & 0 & 44.3 & 0 \\ 0 & 0.7 & 0 & -44.3 & 0 & 6.6 \\ 0 & 0 & 0.7 & 0 & -6.6 & 0 \\ 0 & -44.3 & 0 & 3499 & 0 & 0 \\ 44.3 & 0 & -6.6 & 0 & 3560 & 0 \\ 0 & 6.6 & 0 & -513.3 & 0 & 101.2 \end{bmatrix} \times 10^6$$

Para la matriz de amortiguamiento,

$$B_{WT} = \begin{bmatrix} 0.04 & 0 & -0.01 & -0.25 & 4.00 & 0.08 \\ 0 & 0 & 0 & -0.11 & -0.18 & -0.05 \\ -0.01 & 0 & 0 & -0.04 & -0.92 & -0.33 \\ 0.27 & -0.10 & 0 & 16.17 & 50.30 & 13.88 \\ 3.42 & 0.06 & -1.00 & -23.92 & 400.10 & 59.01 \\ 0.05 & -0.02 & 0.22 & 11.08 & -52.60 & 101.2 \end{bmatrix} \times 10^6$$

Y la matriz de restauración del aerogenerador de NREL, que se origina por el cambio de flotación y volúmenes sumergidos al moverse en cualquiera de sus grados de libertad es:

$$C_{WT} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0.3 & 0.2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -0.1 & 0.3 & -0.07 \\ 0 & 0 & 0 & -0.3 & -0.4 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 8.5 & -22.4 & 59.7 \\ 0 & 0 & 0 & 26.8 & 28.9 & -4.1 \\ 0 & 0 & 0 & -1.2 & 1.1 & -4.8 \end{bmatrix} \times 10^6$$

Además, se ha estimado necesario añadir al cálculo los efectos ocasionados por los elementos de fondeo de la plataforma mediante una matriz de restauración adicional. En este caso el sistema de fondeo de la plataforma está constituido por tres líneas de tipo catenaria dispuestas de forma simétrica que mantienen a la plataforma en su emplazamiento en altamar. Por lo tanto, la matriz de restauración del sistema de fondeo se presenta de la siguiente forma [15]:

$$C_{ij}^{Lines} = \begin{bmatrix} 7.08e4 \text{ N/m} & 0 & 0 & 0 & -1.08e5 \text{ N/rad} & 0 \\ 0 & 7.08e4 \text{ N/m} & 0 & 1.08e5 \text{ N/rad} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1.91e4 \text{ N/m} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1.07e5 \text{ Nm/m} & 0 & 8.73e7 \text{ Nm/rad} & 0 & 0 \\ -1.07e5 \text{ Nm/m} & 0 & 0 & 0 & 8.73e7 \text{ Nm/rad} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1.17e8 \text{ Nm/rad} \end{bmatrix}$$

3.3. Cálculo del Centro de gravedad.

Por otro lado, otro dato importante que se deberá introducir en el programa es el peso total de la estructura y su centro de gravedad, para saber el lugar donde actuarán las fuerzas. Para ello, se han necesitado los datos, tanto de los pesos de cada elemento que forma el aerogenerador como sus respectivos centros de gravedad [15] [16].

| | Peso (Kg) | X _G (m) | Y _G (m) | Z _G (m) | P·X _G | P·Y _G | P·Z _G |
|--------------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|------------------|------------------|---------------------|
| Palas | 17.740 | 7,25 | 0 | 88,5 | 128615 | 0 | 1569990 |
| Buje | 56.780 | 7,25 | 0 | 88,5 | 411655 | 0 | 5025030 |
| Góndola | 240.000 | -1,9 | 0 | 88,75 | -456000 | 0 | 21300000 |
| Torre | 249.718 | 0 | 0 | 43,4 | 0 | 0 | 10837761,2 |
| Plataforma | 1,35E+07 | 0 | 0 | -13,46 | 0 | 0 | -1,81E+08 |
| TOTAL | 14.037.238 | | | | 84270 | 0 | -142613798,8 |

Tabla 3.6. Cálculo del centro de gravedad.

| | |
|-----------|---------------------|
| XG | 0,006003318 |
| YG | 0 |
| ZG | -10,15967663 |

Capítulo 4. Comportamiento en la mar.

SeaFEM es un software de cálculo naval que nos permite evaluar el comportamiento en la mar de la plataforma semisumergible. Este software permite, además de analizar cuáles son los movimientos de la plataforma en sus seis grados de libertad en función de las condiciones ambientales, obtener las diferentes presiones a las que están sometidas las columnas en función del oleaje y del periodo.

Para la realización del cálculo, se debe definir la geometría del objeto de estudio, en éste caso, la superficie mojada de la plataforma semisumergible. Para simular las condiciones de mar se debe generar una zona de estudio y una zona de mar abierto que se presentarán más adelante. La zona de estudio es la porción de mar que rodea al elemento y en donde tienen lugar los efectos de difracción, reflexión y refracción de las olas. La zona de mar abierto es donde se considera que provienen los trenes de olas simulados y el lugar donde se disipan. Además, se deberán asignar unas condiciones de contorno para permitir que el programa realice el cálculo.

Por otro lado, se presentaran los casos de estados de la mar a estudiar. Se ha considerado adecuado establecer 5 situaciones que caractericen el comportamiento del sistema aerogenerador flotante en condiciones normales operativas, basándose en el documento del NREL anteriormente citado, con el fin de conocer el comportamiento de la plataforma en función de dichos estados de mar y de la dirección de las cargas [15].

En este tipo de programas, se debe asignar un tamaño de malla a todos los elementos de estudio para poder realizar el cálculo. Con el fin de reducir el tiempo computacional, lo que se hace es definir distintos tamaños de malla en función de la importancia del elemento a estudiar. De esta manera, se debe asignar una malla más fina en las superficies de la plataforma y la superficie libre de la zona de estudio, y una malla más grande para el volumen de la zona de estudio y para la zona de mar abierto.

4.1. Análisis de sensibilidad de la malla.

En primer lugar, se realizan unas pruebas para el mallado con el objetivo de conocer cuál será la malla más óptima a la hora de utilizar para el estudio. De esta manera, se aplican unas mismas condiciones de oleaje a los diferentes tamaños de mallas para conocer si varían los resultados en alguno de sus grados de libertad, su precisión y el tiempo de cálculo con el objetivo de reducirlo. Los diferentes tamaños de malla proporcionan mallados con números de elementos y de nodos que oscilan entre 300.000 y 1,5 millones (cuanto mayor número, más fina es la malla y mayor tiempo de cálculo emplea) con lo que conlleva buscar un término medio que nos aporte unos resultados precisos con el menor tiempo computacional posible. Asimismo, la primera malla utilizada emplea un tiempo de cálculo de alrededor de 18 horas. Por lo tanto, para continuar con la optimización de la malla, se comparan los resultados de dos

de los grados de libertad de la plataforma, (heave y pitch) de las diferentes mallas. Como se puede observar en las siguientes figuras, los resultados obtenidos son similares pero se pueden apreciar pequeñas diferencias en función del refinamiento, como es el caso del gráfico de la malla A (azul) donde los resultados tienen mayor amplitud y es porque posee el mayor tamaño de malla, es decir, el menor refinamiento.

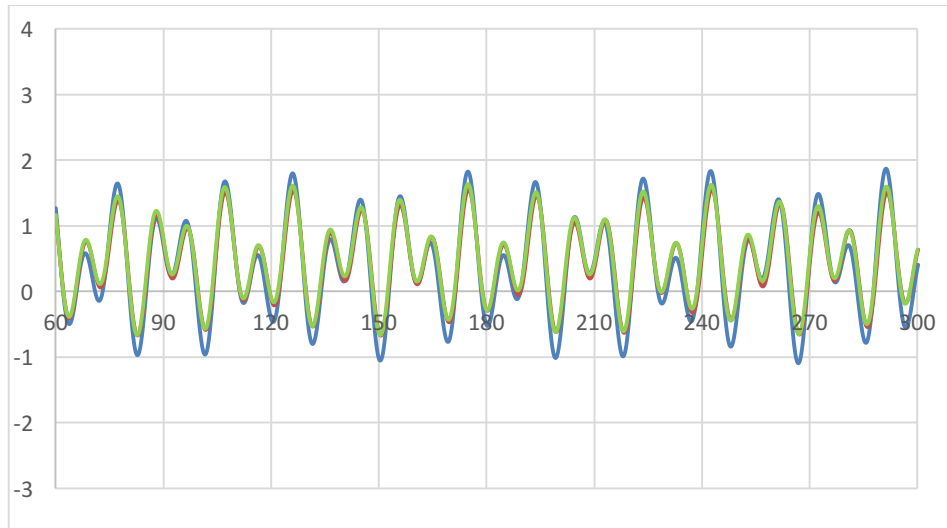


Figura 4.1. Sensibilidad de las mallas, Heave.

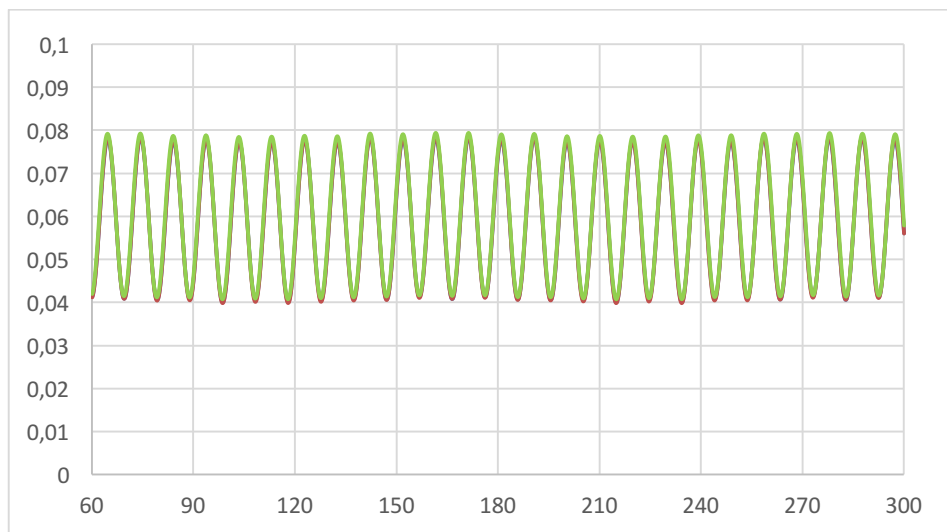


Figura 4.2. Sensibilidad de las mallas, Pitch.

Así pues, una vez que se comprueban los resultados, lo que nos damos cuenta es que a pesar de que se aumente el tamaño de malla tres veces el inicial, los resultados tanto de presiones en la plataforma como los movimientos en sus grados de libertad son prácticamente equivalentes, es decir, que los resultados obtenidos son independientes de la malla.

Para concluir, como uno de los hechos más importantes a considerar al optimizar una malla es como la reducción del tamaño aumenta de manera exponencial el tiempo de cálculo se considera que un tamaño óptimo es el que se presenta en la Figura 4.3:

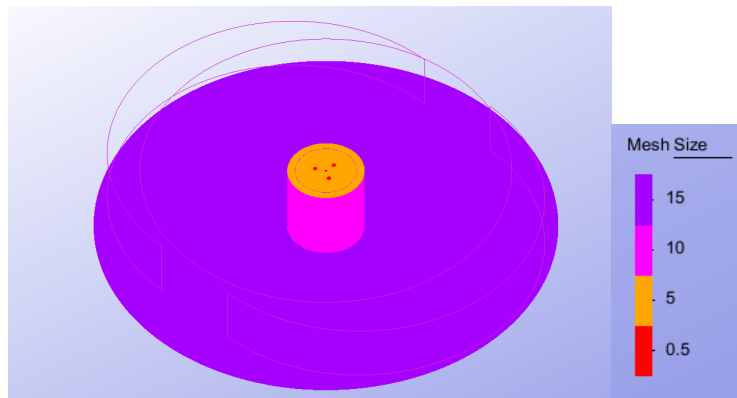


Figura 4.3. Tamaños de malla.

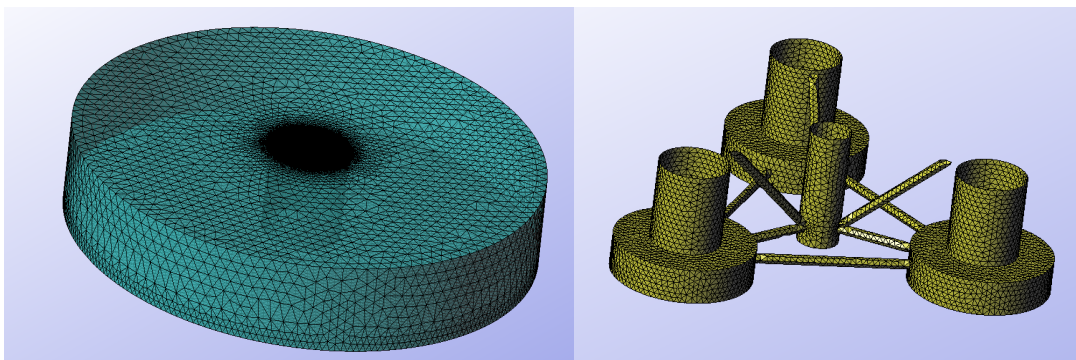


Figura 4.4. Malla final.

4.2. Modelo SeaFEM.

Para la realización del cálculo se tiene que crear la geometría de la plataforma que quiera ser estudiada, introducir los datos necesarios y aplicarle unas condiciones de contorno para permitir que el programa pueda identificar cual es cada condición y resolver el problema.

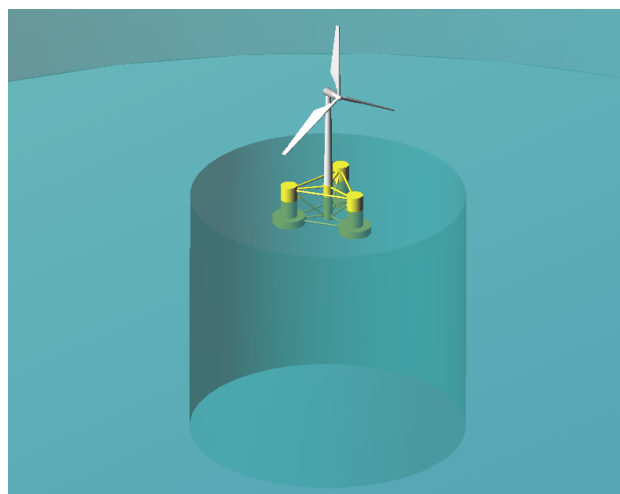


Figura 4.5. Estructura completa SeaFEM.

4.3. Datos generales del problema.

A continuación, se detallan los datos del problema a introducir de forma más específica:

4.3.1. General data.

Para todos los casos, en este apartado, se seleccionan las unidades en las que está representada la geometría, las unidades del sistema, la magnitud de la gravedad, la densidad del agua y el tipo de archivo de resultado. El tipo de análisis que se lleva a cabo es el de Seakeeping (comportamiento en la mar), y se ha escogido para el estudio el efecto de las olas sobre la plataforma flotante:

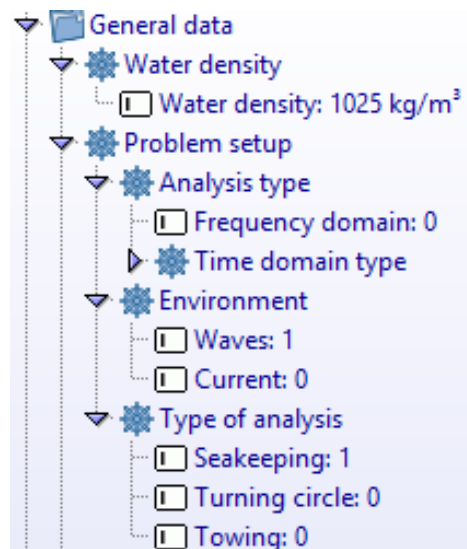


Figura 4.6. General data.

4.3.2. Problem description.

En este apartado de descripción del problema, los datos generalmente están fijos para todos los casos. Se escogió una profundidad constante de 200 metros acorde con los documentos de referencia.

La zona más próxima a la plataforma es la zona de análisis. Esta zona es conocida como 'beach' y es el lugar donde no hay disipación de las olas. A partir de esta zona, para evitar efectos de superposición, se debe activar 'wave absorption'. Así pues, se establece una zona de playa de 100 metros de diámetro para delimitar esta área de absorción.

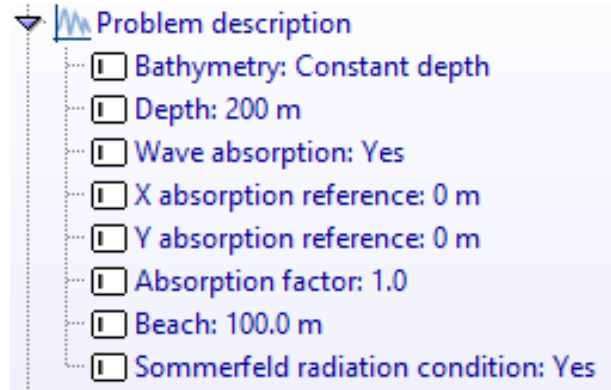


Figura 4.7. Problem description.

4.3.3. Environment data.

En este caso, los datos del entorno consisten en un solo espectro de ola, sin considerarse ninguna corriente. El tipo de espectro escogido es el de “Jonswap” en el cual se puede introducir el periodo medio, la altura significativa y el ángulo de propagación el cual se quiere que provenga el tren de oleaje. Además, se puede definir el periodo más corto y el más largo, así como, el numero de periodos de olas y sus direcciones. En la siguiente figura, se puede observar las condiciones de oleaje del *Estado de Mar 5 (EM5)*. Los datos de oleaje se irán modificando en función de los estados de mar.

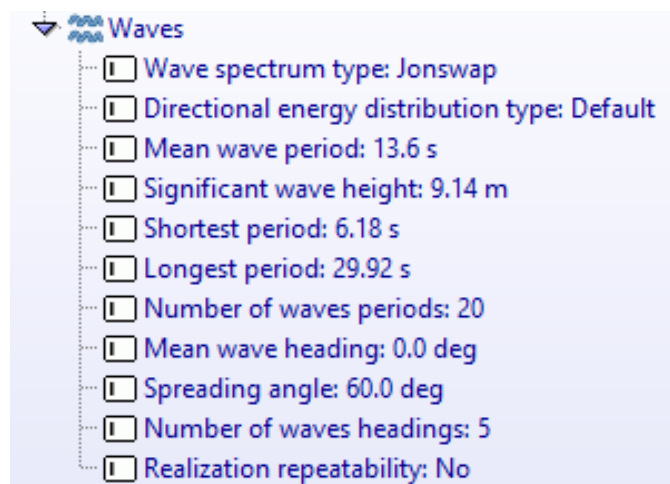


Figura 4.8. Environment data.

4.3.4. Time data.

Los parámetros establecidos para el tiempo de análisis vienen definidos en la siguiente figura, aunque se analizan diferentes condiciones para intentar obtener unos resultados precisos.

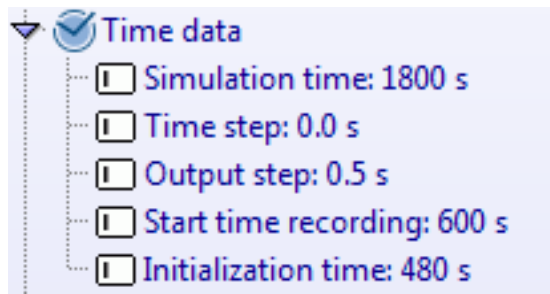


Figura 4.9. Time data.

4.3.5. Body data.

En esta sección, se deben fijar los datos del cuerpo a estudiar. En primer lugar, se introduce la masa de la plataforma y su centro de gravedad anteriormente calculados. En el apartado de 'Additional matrices' se deben introducir las matrices de masa y amortiguamiento de la turbina y la resultante de restauración del sistema de fondeo y de la propia turbina.

Por último, en la pestaña de 'External Loads' se introducirá la fuerza y el momento que genera el viento respecto el centro de gravedad de la plataforma que se presentarán más adelante.

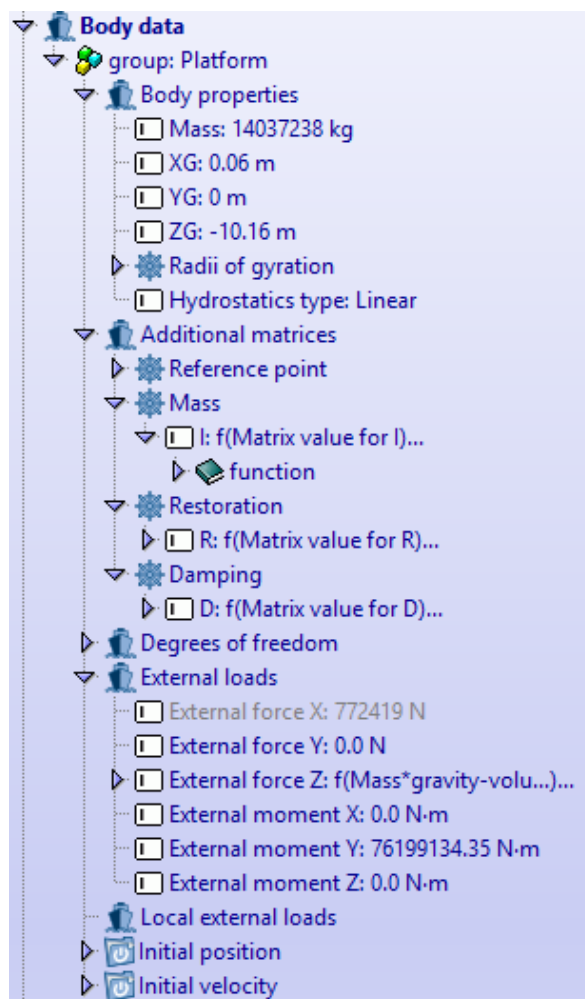


Figura 4.10. Body data.

4.3.6. Numerical data.

Este apartado permite configurar la manera en cómo se va a desenvolver el cálculo del problema, pudiendo escoger la unidad de procesador, el solver, el preconditionador, la tolerancia del solver, su número máximo de iteraciones, el factor de estabilidad, entre otros. No obstante, se dejaron prácticamente todos los datos por defecto.

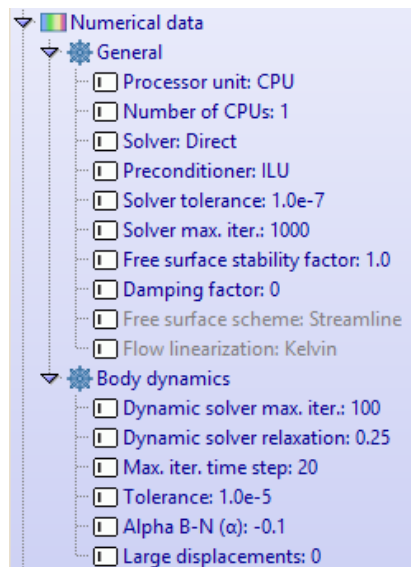


Figura 4.11. Numerical data.

4.3.7. Boundary conditions.

Para acabar con los datos del problema, como se ha dicho anteriormente, se debe generar y definir una zona de análisis y una zona de mar abierto. En este apartado, se atribuye una caracterización a cada una de las superficies generadas en la geometría, con el fin de que el programa pueda identificar qué es cada elemento y proporcionarle las propiedades necesarias.

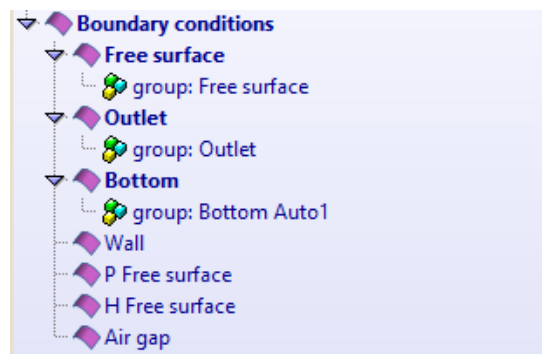


Figura 4.12. Boundary conditions.

La siguiente figura muestra la zona de estudio (azul más oscuro) y la zona de mar abierto (azul más claro):

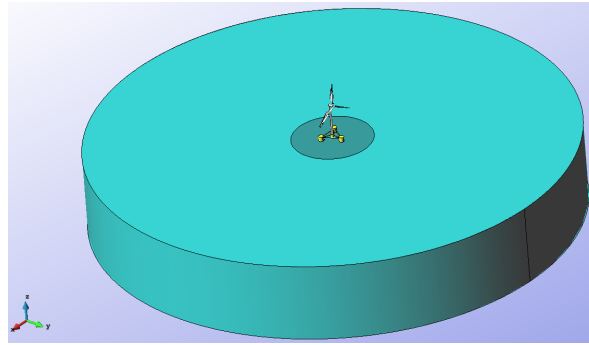


Figura 4.13. Zonas de estudio.

- **“Body”:**

Las condiciones de contorno empleadas sobre el “body” hay que aplicarlas sobre las superficie mojada de la plataforma:

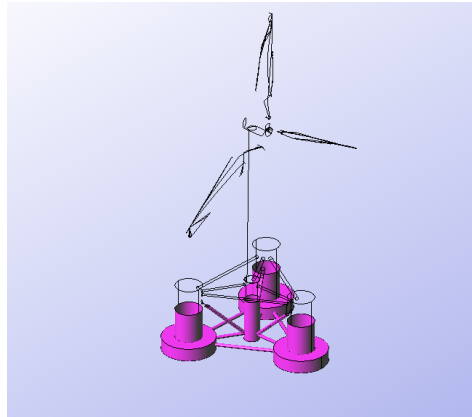


Figura 4.14. Body.

- **“Free Surface”:**

Es la superficie libre correspondiente a la zona aire-agua a través de la cual se propagan las olas. Para este caso se ha impuesto un radio de 600 metros, pero dependerá en función de cada caso de estudio.

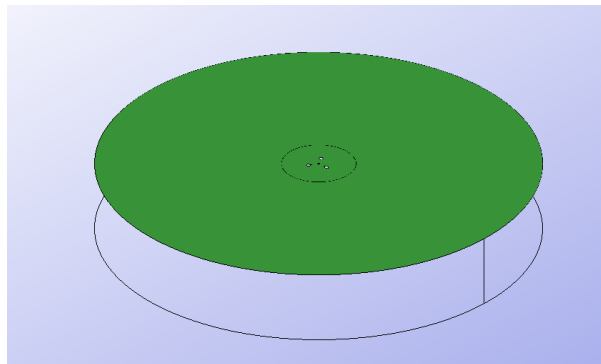


Figura 4.15. Free Surface.

- **“Bottom”:**

Esta condición de contorno representa el fondo de mar. En el caso de este proyecto, se ha tomado una profundidad de 200 metros.

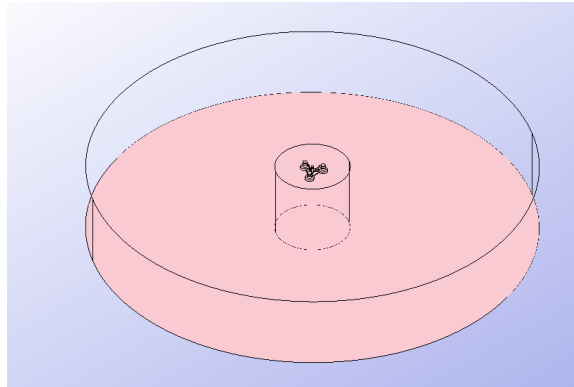


Figura 4.16. Bottom.

- **“Outlet”:**

La condición de contorno “Outlet” se aplica a las superficies exteriores del dominio a estudiar.

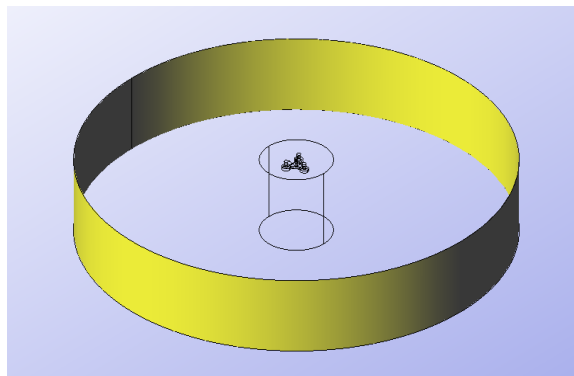


Figura 4.17. Outlet.

4.4. Casos a estudiar.

En este apartado se presentan los casos de estudio a analizar, además de, definir el espectro de oleaje. Para analizar el modelo, se ha considerado adecuado establecer 5 situaciones de estado de la mar que determinen el comportamiento del aerogenerador flotante en dichas condiciones. Conjuntamente, se le han aplicado a cada una de ellas unas condiciones de viento constante que se especificarán a continuación:

4.4.1. Condiciones de oleaje.

Se tiene que tener en cuenta que está sometido a diferentes cargas dinámicas, es decir, diferentes cargas ambientales que varían en función del tiempo. Así pues, los cinco casos, que se consideran destacables en función de las referencias anteriores, se definen en la siguiente Tabla 4.1. Se han escogido los primeros casos como condiciones ambientales normales a las que frecuentaría trabajar el aerogenerador acorde al emplazamiento y el último como caso ambiental más extremo.

| Estados de la Mar | T_m (s) | H (m) |
|-------------------|-----------|-------|
| 1 | 6,5 | 1,40 |
| 2 | 8,1 | 2,44 |
| 3 | 9,7 | 3,66 |
| 4 | 11,3 | 5,49 |
| 5 | 13,6 | 9,14 |

Tabla 4.1. Estados de la mar a estudiar [15].

De este modo, se deben definir las características del espectro, para que pueda simular un caso lo más real posible acorde a éstos estados de mar. SeaFEM, recomienda en su manual, que pautas seguir a la hora de definir cada apartado del oleaje [18]. Así pues, se definen de la siguiente manera las características del espectro de oleaje **'Jonswap'**:

- **'Shortest period' (periodo más corto):**

$$T_{min} = \frac{T_m}{2,2}$$

- **'Longest period' (periodo más largo):**

$$T_{m\acute{a}x} = T_m \cdot 2,2$$

- **'Number of wave periods' (número de periodos de ola): 20**
- **'Number of wave headings' (número de direcciones de ola): 5**
- **'Spreading angle' (ángulo de propagación): 60°**

El ángulo de propagación se definirá a 60° de incidencia respecto a la dirección principal. En la siguiente figura, se puede observar la incidencia del oleaje.

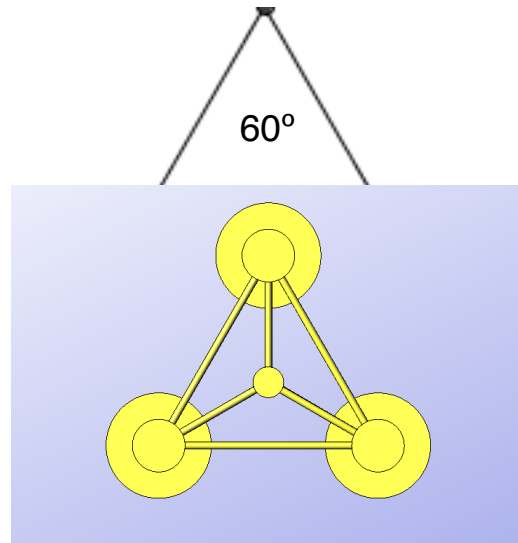


Figura 4.18. Dirección de propagación del oleaje.

4.4.2. Condiciones de viento.

Por otro lado, es necesario conocer la fuerza y el momento que ejerce el viento sobre la plataforma ya que son cargas externas importantes que influyen en el comportamiento del aerogenerador. Así pues, como en los documentos de referencia no aportan ningún tipo de archivo o información sobre los vientos que afectan al aerogenerador, se ha tenido que estimar un viento constante igual para cada situación. Es por eso, que más adelante, en la Tabla 4.2. se presentan junto con los diferentes casos de carga de oleaje, los datos correspondientes al viento. Por lo que únicamente, se variarán las condiciones de oleaje y la condición de viento será constante para todos los estados a estudiar. Así, la fuerza debida a la acción del viento sobre el rotor se puede aproximar analíticamente mediante la siguiente fórmula:

$$F_v = \frac{1}{2} \cdot \rho_{aire} \cdot \pi \cdot v_{viento}^2 \cdot R_{rotor}^2 \cdot C_T(\lambda)$$

Dónde:

- F_v : Fuerza del viento ejercida sobre el rotor (N)
- ρ_{aire} : Densidad del aire ($\sim 1,22 \text{ kg/m}^3$)
- v_{viento} : Velocidad del viento (m/s)
- R_{rotor} : Radio del rotor (m)
- $C_T(\lambda)$: Coeficiente de empuje en función de ' λ '

- $\lambda = \frac{\Omega_{\text{velocidad angular del rotor}} \cdot R_{\text{rotor}}}{v_{\text{viento}}}; \left(\frac{(\text{rad/s}) \cdot \text{m}}{\text{m/s}} \right)$

De este modo, obtenemos una $\lambda = 6,83$, la cual introducimos en la siguiente gráfica (Figura 4.19), y adquirimos un coeficiente de empuje; $C_T(\lambda) \sim 0,82$.

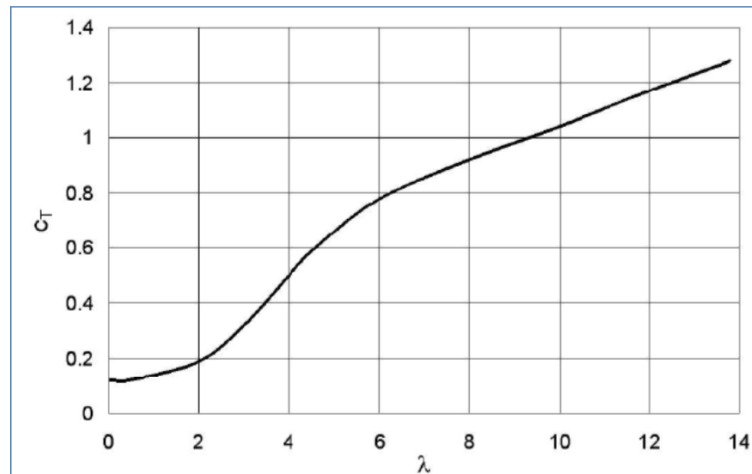


Figura 4.19. Coeficiente de empuje en función de λ .

Por lo tanto, una vez calculado el $C_T(\lambda)$, sustituyendo los valores podemos obtener la fuerza que ejerce el viento.

Dónde:

$$F_{v_x} = \frac{1}{2} \cdot 1,22 \cdot \pi \cdot 11,4^2 \cdot 61,5^2 \cdot 0,82 = 772419,97 \text{ N} = \mathbf{772,419 \text{ kN}}$$

Así pues, el momento que genera esta fuerza sobre el eje Y viene determinada por la distancia hasta el centro de gravedad del conjunto. Luego:

$$M_{v_y} = 772,419 \cdot 98,65 = \mathbf{76199,134 \text{ kN} \cdot \text{m}}$$

De este modo, podemos añadir a los diferentes casos de estado de la mar, la fuerza y el momento que ejerce el viento sobre el centro de gravedad del conjunto tratándola como una carga externa puntual que más tarde introduciremos en el programa. A continuación, se presentan los 5 casos a estudiar que van a determinar el comportamiento en la mar de la plataforma.

| | <i>Estados de la mar</i> | | | | |
|-------------------------------|--------------------------|------------|------------|------------|------------|
| | EM1 | EM2 | EM3 | EM4 | EM5 |
| <i>Espectro de oleaje</i> | Jonswap | Jonswap | Jonswap | Jonswap | Jonswap |
| <i>H (m)</i> | 1,4 | 2,44 | 3,66 | 5,49 | 9,14 |
| <i>T_m (s)</i> | 6,5 | 8,1 | 9,7 | 11,3 | 13,6 |
| <i>T_{min} (s)</i> | 2,95 | 3,68 | 4,4 | 5,13 | 6,18 |
| <i>T_{máx} (s)</i> | 14,3 | 17,82 | 21,34 | 24,86 | 29,92 |
| <i>Ángulo de propagación</i> | 60º | 60º | 60º | 60º | 60º |
| <i>Fuerza del viento (kN)</i> | 772,419 | 772,419 | 772,419 | 772,419 | 772,419 |
| <i>Momento, My (kN·m)</i> | 76199,134 | 76199,134 | 76199,134 | 76199,134 | 76199,134 |

Tabla 4.2. Condiciones de carga.

Capítulo 5. Análisis de los resultados.

En este capítulo, una vez que el programa finaliza los cálculos se explicarán los resultados evaluados para las condiciones de carga del aerogenerador anteriormente definidas. En primer lugar, se podrán observar tanto la altura del oleaje incidente como las presiones máximas sobre la plataforma y, por otro lado, la amplitud de movimientos en sus grados de libertad que determinarán el comportamiento en la mar del conjunto para cada situación de oleaje.

5.1. Presiones totales.

Al realizar el análisis, se estudiarán las presiones para un instante de tiempo determinado, ya que al variar la presión en función del tiempo, se evaluará el instante en el cual las presiones suelen ser máximas que se da lugar cuando coincide con la cresta de la ola.

- **Condiciones ambientales normales.**

5.1.1. Estado de la mar 1 (EM1).

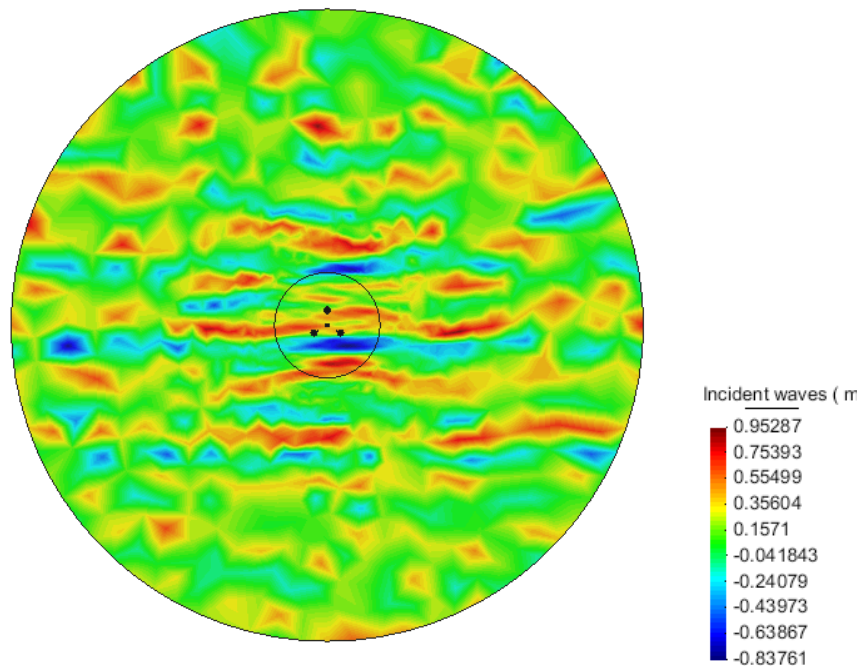


Figura 5.1. Oleaje incidente, EM1.

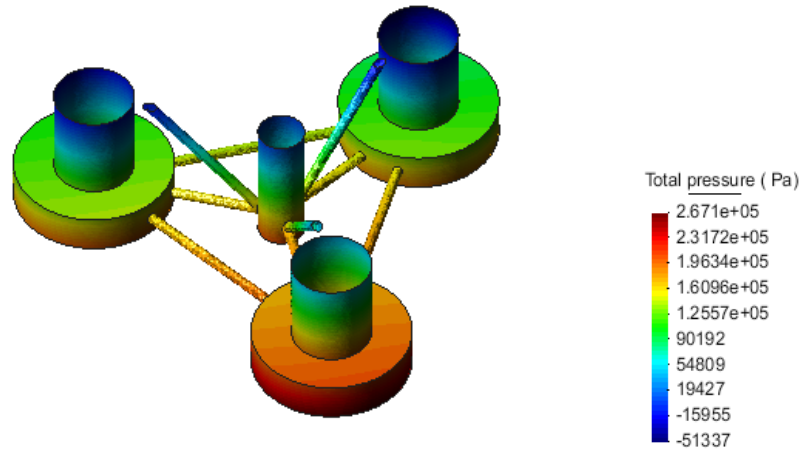


Figura 5.2. Presión total, EM1.

5.1.2. Estado de la mar 2 (EM2).

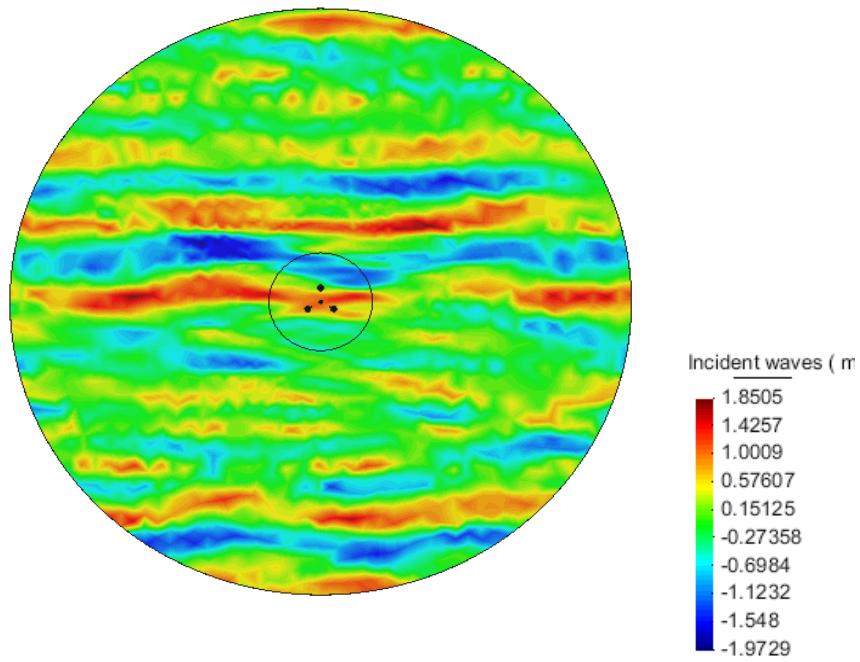


Figura 5.3. Oleaje incidente, EM2.

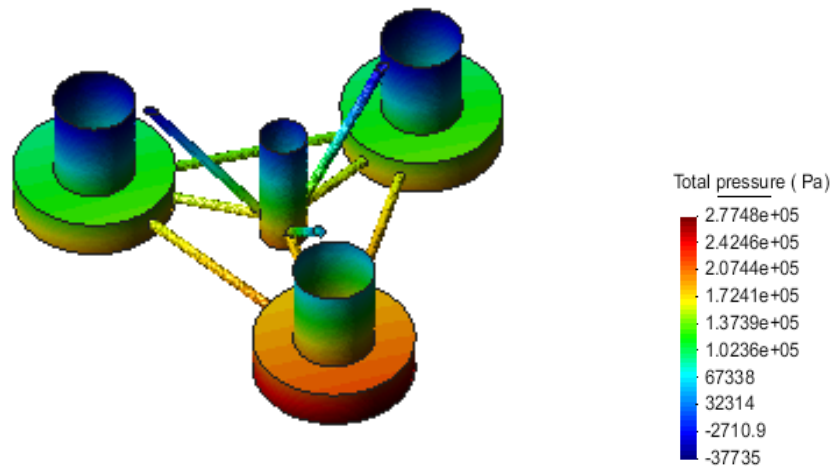


Figura 5.4. Presión total, EM2.

5.1.3. Estado de la mar 3 (EM3).

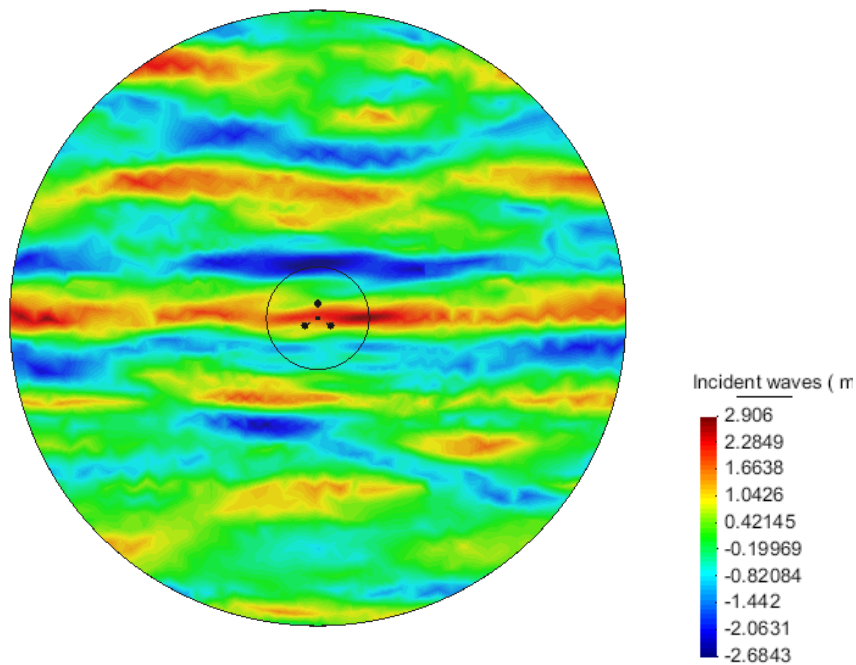


Figura 5.5. Oleaje incidente, EM3.

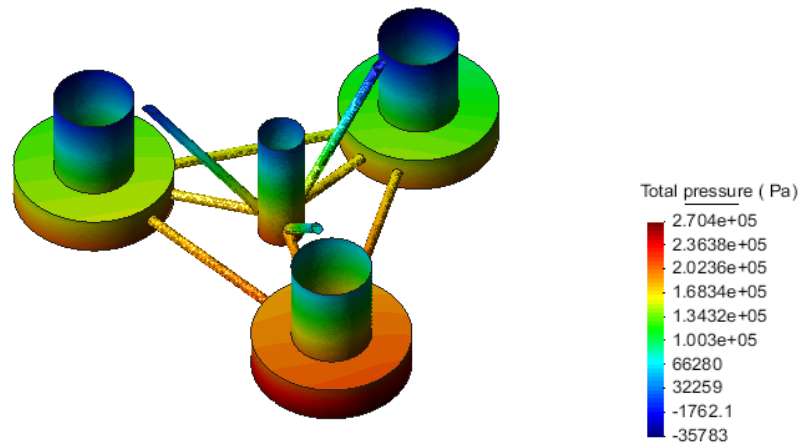


Figura 5.6. Presión total, EM3.

5.1.4. Estado de la mar 4 (EM4).

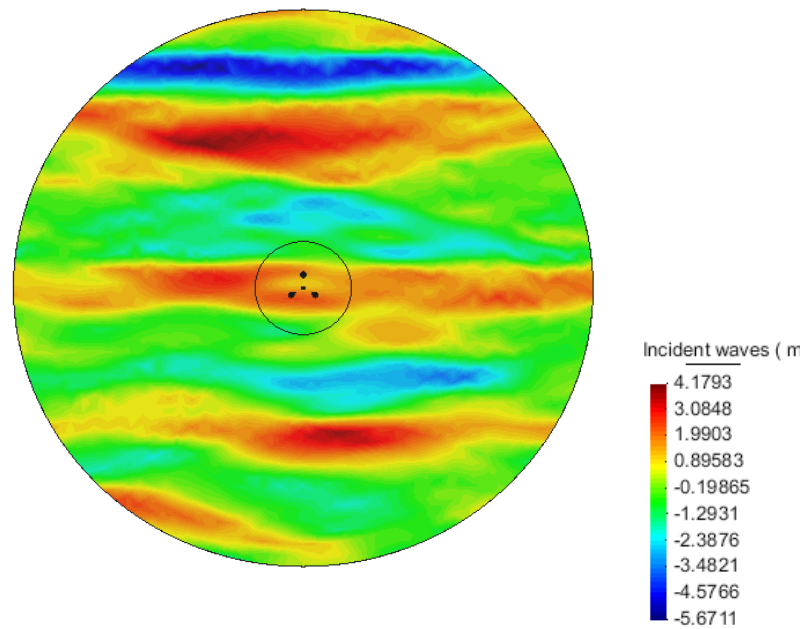


Figura 5.7. Oleaje incidente, EM4.

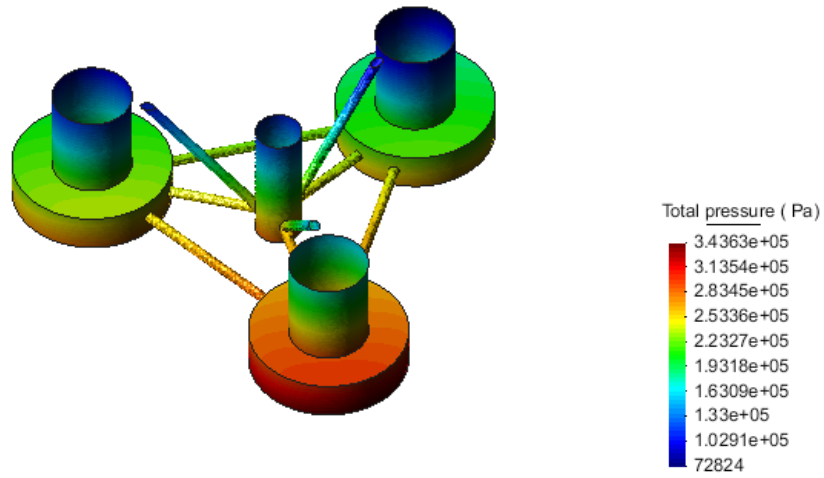


Figura 5.8. Presión total, EM4.

- **Condiciones ambientales extremas.**

5.1.5. Estado de la mar 5 (EM5).

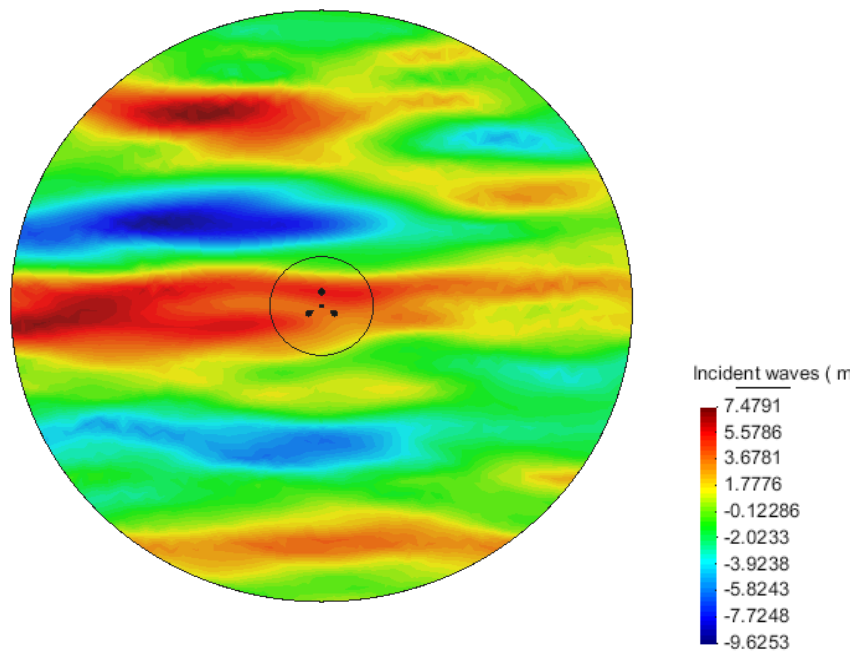


Figura 5.9. Oleaje incidente, EM5.

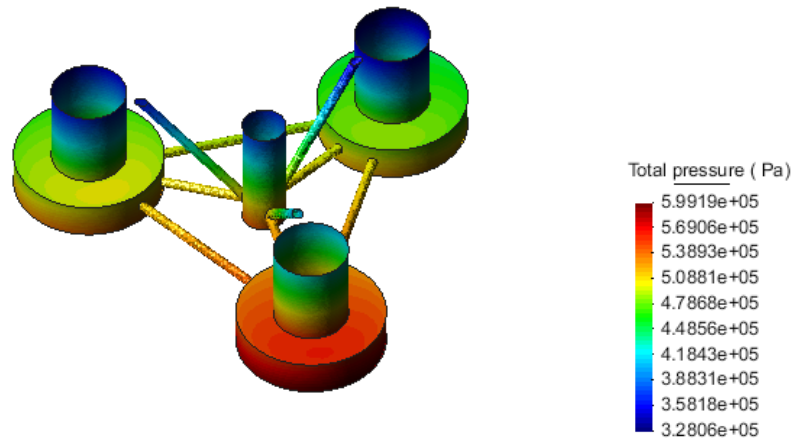


Figura 5.10. Presión total, EM5.

A partir de aquí, se puede observar el hecho de cómo varía la presión sobre plataforma en función del oleaje incidente al que está sometido. Así, podemos resaltar como para las condiciones ambientales normales las presiones en todos los puntos de la estructura no varían prácticamente, manteniéndose estables. Sin embargo, para las condiciones ambientales extremas podemos observar que para el Estado de la mar 5, las presiones aumentan en cierto grado pero en ningún caso como para poder dañar la estructura del soporte.

5.2. Amplitud en sus grados de libertad

A continuación, en este apartado, se podrá observar la amplitud de los movimientos con lo que se conseguirá obtener el comportamiento de la plataforma en la mar para cada grado de libertad. De este modo, se explicarán los resultados evaluados para una de las condiciones ambientales normales (*Estado del mar 2*), y para una de las condiciones ambientales más desfavorables (*Estado del mar 5*). Todos los demás resultados se podrán consultar en el *Anexo II*.

Como se ha dicho en otras ocasiones, un cuerpo rígido en el espacio tiene seis grados de libertad. Tres de ellos especifican su movimiento en cuanto a desplazamiento o traslación; largada (surge), deriva (sway) y arfada (heave). Los otros tres grados determinan su posición en cuanto a rotación y son balanceo (roll), cabeceo (pitch) y guiñada (yaw) como se puede observar en la Figura 5.11.

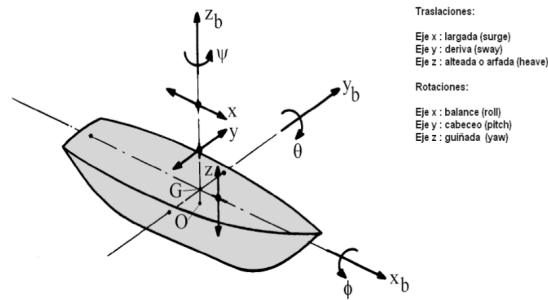


Figura 5.11. Movimientos en sus 6 grados de libertad de una plataforma flotante.

Posteriormente, en las siguientes figuras se presentan los resultados de los movimientos del aerogenerador offshore para cada grado de libertad en dichas condiciones de la mar, que se analizar y se discutirán a continuación.

ESTADO DE LA MAR 2.

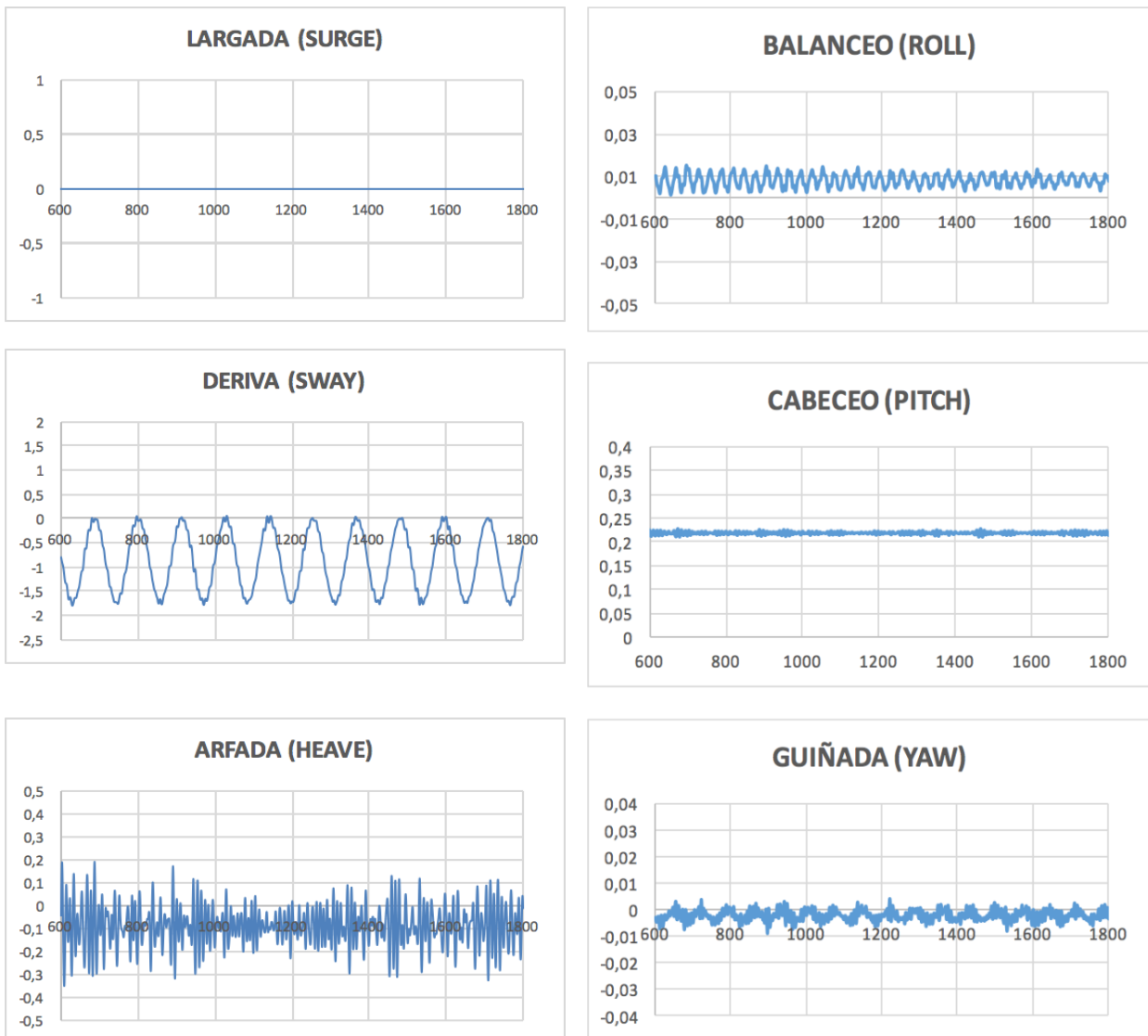


Figura 5.12. Resultados en sus 6 grados de libertad para 'Estado de la mar 2'.

Así pues, se analizan los resultados del 'Estado de la mar 2'. En primer lugar, vemos que el viento genera un empuje horizontal y un momento escorante. Se tiene que tener en cuenta que la excitación del viento resulta colineal con la dirección del oleaje y es por eso que genera los desplazamientos más notables del aerogenerador en el plano horizontal (*sway*) que también podrían ser causados por una falta de rigidez en el sistema de fondeo. Sin embargo, se observa que entra en un régimen estacionario donde se estabiliza la plataforma.

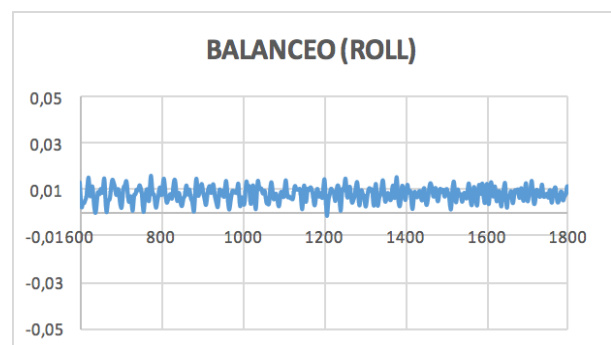
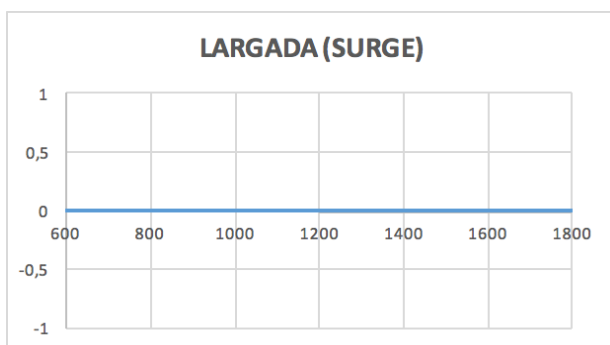
A continuación, se comparan los valores de arfada, balanceo y cabeceo, que se podrían considerar que son lo que tienen mayor relevancia en el comportamiento del aerogenerador. En los desplazamientos de arfada (*heave*), se pueden observar movimientos oscilatorios máximos de apenas *40 centímetros* de amplitud que son ocasionados por el oleaje incidente que altera en pequeña medida su estabilidad.

Por otro lado, resulta necesario prestar cierta atención al movimiento de cabeceo. El eje de oscilación es perpendicular a la dirección principal de las fuerzas ambientales y por tanto el movimiento de cabeceo se ve afectado significativamente por estas sollicitaciones, y es por eso que presenta el mayor valor en cuanto a movimientos rotacionales.

En cuanto a los movimientos de balanceo y guiñada puede decirse que apenas superan las centésimas de amplitud en ambos casos por lo que cumplen con los valores esperados.

Precisamente, se podría decir que éstos movimientos, junto con el cabeceo, son los más restringidos desde es el punto de vista operativo del aerogenerador, ya que debido al tamaño de la estructura, pequeños ángulos de inclinación en la parte del rotor pueden originar movimientos mucho mayores en el extremo de la plataforma.

ESTADO DE LA MAR 5



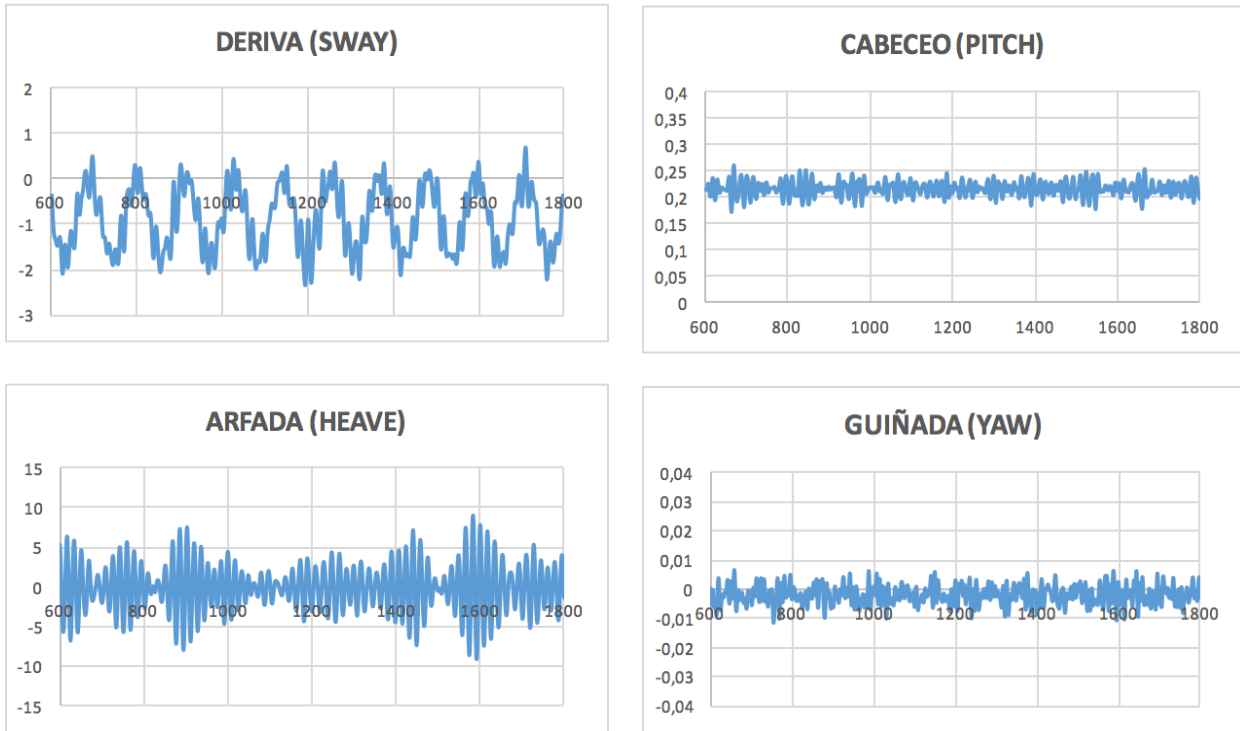


Figura 5.13. Resultados en sus 6 grados de libertad para 'Estado de la mar 5'.

Nuevamente, se observa de forma clara que la plataforma experimenta grandes excursiones en el movimiento de deriva pero como ya se comentó, este hecho se debe fundamentalmente a que las cargas proceden de la misma dirección, lo que implica que este movimiento sea más significativo que el resto. No obstante, se considera que la magnitud de los desplazamientos se acentúan pero no en gran medida, así como, se puede resaltar una gran diferencia entre los oleajes estudiados, no sobre los movimientos obtenidos de las diferentes situaciones.

Por otro lado, en este caso, el movimiento de arfada puede llegar a ser de gran importancia por su amplitud, pero se puede resaltar que existe un tramo oscilatorio que parece que se acaba estabilizando a lo largo del tiempo. Además, se tiene que tener en cuenta que el oleaje incidente para este último caso, se puede considerar extremo ya que tiene una altura significativa de 9,14 metros y unos periodos muy elevados, acorde a los resultados.

En cuanto a los movimientos de rotación (*cabeceo, balanceo y guiñada*), vemos que prácticamente no experimentan ningún cambio con respecto a las otras situaciones, manteniéndose estable prácticamente en todas los casos, a pesar que las condiciones son suficientemente dispares.

Adicionalmente, resulta conveniente identificar los aspectos clave del comportamiento del conjunto para cada una de las situaciones de operación del aerogenerador. Por eso, que quedan recogidos en la Tabla 5.1. los valores máximo, mínimo, promedio, y de desviación típica para cada uno de los grados de libertad del sistema.

| | | LARGADA (m) | DERIVA (m) | ARFADA (m) | BALANCEO (rad) | CABECEO (rad) | GUIÑADA (rad) |
|-----------------------------------|-------------------------|----------------|---------------|---------------|-------------------|------------------|------------------|
| ESTADO DE LA MAR 1 | <i>Promedio</i> | 0 | -0,894 | -0,087 | 0,008 | 0,217 | -0,002 |
| | <i>Máx.</i> | 0 | 0,041 | -0,014 | 0,016 | 0,221 | 0,003 |
| | <i>Mín.</i> | 0 | -1,786 | -0,178 | 0,001 | 0,213 | -0,006 |
| | <i>Desv. Típica</i> | 0 | 0,617 | 0,027 | 0,003 | 0,001 | 0,001 |
| | <i>Aceleración máx.</i> | 0 | 0,025 | 0,045 | 0,0007 | 0,002 | 0,002 |
| ESTADO DE LA MAR 2 | <i>Promedio</i> | 0 | -0,894 | -0,086 | 0,008 | 0,217 | -0,002 |
| | <i>Máx.</i> | 0 | 0,063 | 0,190 | 0,015 | 0,226 | 0,004 |
| | <i>Mín.</i> | 0 | -1,811 | -0,349 | 0,001 | 0,208 | -0,008 |
| | <i>Desv. Típica</i> | 0 | 0,619 | 0,087 | 0,002 | 0,002 | 0,002 |
| | <i>Aceleración máx.</i> | 0 | 0,055 | 0,101 | 0,001 | 0,003 | 0,004 |
| ESTADO DE LA MAR 3 | <i>Promedio</i> | 0 | -0,894 | -0,084 | 0,008 | 0,217 | -0,002 |
| | <i>Máx.</i> | 0 | 0,175 | 1,069 | 0,015 | 0,236 | 0,006 |
| | <i>Mín.</i> | 0 | -1,906 | -1,308 | 0,001 | 0,196 | -0,008 |
| | <i>Desv. Típica</i> | 0 | 0,623 | 0,492 | 0,003 | 0,006 | 0,002 |
| | <i>Aceleración máx.</i> | 0 | 0,079 | 0,268 | 0,001 | 0,006 | 0,004 |
| ESTADO DE LA MAR 4 | <i>Promedio</i> | 0 | -0,894 | -0,085 | 0,008 | 0,217 | -0,002 |
| | <i>Máx.</i> | 0 | 0,300 | 1,691 | 0,015 | 0,249 | 0,006 |
| | <i>Mín.</i> | 0 | -2,260 | -1,842 | 0,001 | 0,190 | -0,009 |
| | <i>Desv. Típica</i> | 0 | 0,634 | 0,586 | 0,003 | 0,008 | 0,002 |
| | <i>Aceleración máx.</i> | 0 | 0,141 | 0,306 | 0,001 | 0,007 | 0,003 |
| ESTADO DE LA MAR 5 | <i>Promedio</i> | 0 | -0,894 | -0,077 | 0,008 | 0,217 | -0,002 |
| | <i>Máx.</i> | 0 | 0,680 | 8,913 | 0,016 | 0,262 | 0,006 |
| | <i>Mín.</i> | 0 | -2,308 | -8,998 | -0,0009 | 0,172 | -0,011 |
| | <i>Desv. Típica</i> | 0 | 0,678 | 3,007 | 0,003 | 0,013 | 0,003 |
| | <i>Aceleración máx.</i> | 0 | 0,128 | 1,190 | 0,002 | 0,012 | 0,004 |

Tabla 5.1. Resumen de los valores obtenidos para cada uno de los grados de libertad del conjunto.

De este modo, se puede concluir que la plataforma experimenta grandes excursiones en los movimientos deriva y arfada. Ya se comentó que este hecho se debe principalmente a que las cargas, tanto de viento como oleaje, proceden de la misma dirección principal, lo que provoca que estos movimientos sean más significativos que el resto. Puede decirse, que estas grandes amplitudes en el movimiento de arfada se ven influenciado por los periodos de oleaje incidente. Además, pueden conllevar un aumento en los factores de seguridad en el diseño de los sistemas de fondeo.

Puede resaltarse que los giros de la estructura (balanceo y guiñada) no son significativos en el comportamiento global del conjunto. No obstante, el cabeceo sí tiene cierta importancia, principalmente se ve influenciado por las fuerzas ambientales, y como ya se ha comentado, el eje de oscilación es perpendicular a la orientación de las fuerzas ambientales.

En cuanto a las aceleraciones¹, se puede observar que prácticamente en el único caso que se producen aceleraciones importantes es en la arfada y particularmente en el último caso de estudio, que es la condición más extrema. Por lo que, se podría concluir que no sería una condición idónea de operación, pues el aerogenerador debería estar parado.

Por lo tanto, se puede concluir que los movimientos obtenidos del aerogenerador offshore se encuentran dentro del rango esperado. Desde el punto de vista global, puede decirse que la plataforma experimenta pequeños movimientos en comparación con las magnitudes de su estructura, lo que lleva a pensar que se trata de un sistema estable donde los cables o cadenas que conforma el sistema de fondeo cumplen con su misión de mantener a la plataforma en su posición en alta mar.

Por último, este análisis necesitaría de futuros estudios de fatiga en relación a las cargas dinámicas, así como, un estudio del coste global que permitiría evaluar si es económicamente viable o no su construcción. Finalmente, otro factor a tener en cuenta es la validación del modelo en comparación con otros modelos o datos existentes. Así pues, esta tarea no se a podido llevar a cabo por la falta de disponibilidad de resultados de otros modelos o datos experimentales.

¹ Para consultar los gráficos de las aceleraciones se pueden consultar en el Anexo II

Conclusiones.

Una vez finalizado el proyecto, en el que se ha hecho un breve recorrido por la historia de la energía eólica, tanto terrestre como marina, así como sus ventajas e inconvenientes. Se puede predecir que la presencia de la eólica offshore está en aumento. Además, se a podido observar como países como en Dinamarca o Reino Unido ésta tecnología está más madura, también debido a las características de sus costas.

En primer lugar, antes de empezar con los objetivos principales del proyecto, se tuvo que contrastar toda la información adquirida de diferentes fuentes y decidir cuales serían las empleadas durante el proyecto. La principal dificultad que se encontró es que los aerogeneradores offshore están en pleno proceso de desarrollo e investigación, y por eso, es dificultoso encontrar información útil y certificada.

Como objetivo principal del proyecto, se definieron las principales dimensiones y se realizó un estudio del comportamiento en la mar. Para ello, y como se a podido leer al comienzo del proyecto, ha sido necesaria la utilización de diversos programas informáticos, con el fin de obtener el resultado deseado. Utilizando estos programas, se han adquirido nuevos conocimientos, ya que requieren gran dedicación para poder entender cada uno de los resultados obtenidos, así como, su propia utilización.

Así pues, el aprendizaje de estas herramientas ha sido efectivo ya que han permitido realizar el cálculo más preciso que si se hubiese hecho analíticamente. Cabe destacar que el uso de dichas herramientas no es trivial y a veces se necesitan realizar aproximaciones para poder seguir realizando el análisis.

Finalmente, hay que comentar que se tiene una sensación positiva del proyecto, ya que los resultados finales cumplen con los objetivos determinados de estudio del comportamiento en la mar de una plataforma offshore. Así como, un periodo de aprendizaje en el cuál se han asumido nuevos conceptos que van a ser útiles de cara a un futuro cercano.

Bibliografía:

[1] IDAE, *Plan de Energías Renovables 2011-2020*; Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía, Madrid 2011.

[2] APPA, *Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España*; Asociación de Empresas de Energías Renovables, 2014.

[3] EWEA. *Wind in power, European statistics 2013*; European Wind Energy Association, February 2014.

[4] EWEA. *Wind in power, European statistics 2015*; European Wind Energy Association, February 2016.

[5] EWEA. *The European offshore wind industry - key trends and statistics 2012*; European Wind Energy Association, January 2013.

[6] EWEA. *The European offshore wind industry - key trends and statistics 2013*; European Wind Energy Association, January 2014.

[7] EWEA. *The European offshore wind industry - key trends and statistics 2014*; European Wind Energy Association, January 2015.

[8] EWEA. *The European offshore wind industry - key trends and statistics 2015*; European Wind Energy Association, January 2016.

[9] GWEC, *Global Wind Report, Annual Market Update 2014*; Global Wind Energy Council, March 2015.

[10] GWEC, *Global Wind Statistics 2015*; Global Wind Energy Council, February 2016.

[11] W. Musial & B. Ram, *Large-scale offshore wind power in the United States*; NREL, Technical Report, September 2010.

[12] J. Jonkman, *Dynamic Modelling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine*; NREL, Technical Report, November 2007.

[13] EWEA, *Deep Water, The next step for the offshore wind energy*; European Wind Energy Association, July 2013.

[14] R. James & M. Costa Ros, *Floating Offshore Wind: Market and Technology Review*; CARBON TRUST, June 2015

[15] J. Jonkman, A. Robertson, M. Masciola & H. Song, *Definition of the Semisubmersible Floating System for Phase II of OC4*; NREL, Technical Report. September 2014

[16] J. Jonkman, S Butterfield, W. Musial & G. Scott, *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*; NREL, Technical Report. February 2009.

[17] C. Tracy, *Parametric Design of Floating Wind Turbines*; Department of Mechanical Engineering, Massachusetts Institute of Technology (MIT). June 2007.

[18] SeaFEM Manual.

Páginas Web:

[19] www.idae.es (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía).

[20] www.puerto.es (Puertos del Estado).

[21] www.ewea.org (European Wind Energy Association).

[22] www.gwec.net (Global Wind Energy Council).

[23] www.nrel.gov/wind/ (National Renewable Energy Laboratory).

[24] www.ree.es (Red Eléctrica de España).

[25] www.awea.org (American Wind Energy Association).

Anexo I.

1. Parques eólicos offshore más importantes fijados al fondo.

En este Anexo, se pretende exponer algo más de información acerca de los cinco mayores parques offshore actualmente en activo. Así, la clasificación quedaría de la siguiente manera:

1. Parque London Array (Reino Unido).

El *parque London Array*, con una potencia instalada de 630 MW, es el mayor parque eólico marino operativo hasta la fecha y el sexto mayor parque eólico del mundo en términos generales. Está situado en el Reino Unido, a unos 20 kilómetros frente la costas de Essex. El parque dispone de un área de aproximadamente 100 km^2 en el que se han desplegado más de 450 km de cables submarinos.

Está compuesto por 175 aerogeneradores suministrados por la empresa alemana Siemens, una subestación en tierra y dos subestaciones en alta mar.



Figura 1.1. Anexo I: Parque London Array.

2. Parque Gwynt y Môr (Reino Unido).

El *parque eólico de Gwynt y Môr* está localizado a más de 12 km de la bahía de Liverpool. Consta con una capacidad instalada de 576 MW, es el segundo parque offshore más grande del mundo. Lo componen 160 turbinas, que se calcula que pueden abastecer electricidad renovable a más de 400.000 hogares cada año.

Se extiende sobre un área de unos 80 km^2 , y con una capacidad de 3,6 MW cada una de las turbinas. Están instaladas a una profundidad aproximadamente de 28 metros con cimentaciones *tipo monopilote*.



Figura 1.2. Anexo I: Parque Gwynt y Môr.

3. Parque Greater Gabbar. (Reino Unido).

El parque eólico offshore *Greater Gabbar* cuenta con una potencia instalada de 504 MW y está situado a 25 km de la costa de Suffolk, en el Mar del Norte. Consta de 140 turbinas de 3,6 MW cada una de ellas. Los aerogeneradores se instalaron en monopilotes de acero a unas profundidades entre 24 y 34 metros.



Figura 1.3. Anexo I: Parque Greater Gabbar.

4. Parque Anholt (Dinamarca).

El parque eólico *Anholt* consta de una potencia instalada de 400 MW, es actualmente el cuarto mayor del mundo, conjunto otros dos parques offshore Alemanes. *Anholt*, está formada por 111 turbinas eólicas Siemens de 3,6 MW cada una, con un diámetro de rotor de 120 metros. Como resultado de su puesta en servicio, el parque eólico suministra casi el 4% de la demanda total de energía en Dinamarca.



Figura 1.4. Anexo I: Parque Anholt.

5. Parque BARD Offshore 1 (Alemania).

Bard Offshore 1, está ubicado a 100 km al noroeste de la isla de Borkum, en el Mar del Norte, cuenta con una potencia instalada de 400 MW y cubre un área de 60 km^2 con 80 turbinas de 5 MW cada una. Finalizó la instalación de la última turbina a mediados del 2013.



Figura 1.5. Anexo I: Parque BARD Offshore.

Anexo II.

1. Resultados de los diferentes casos a estudiar.

En este último Anexo, se exponen los diferentes resultados de los casos de estudio que se han estudiado con el fin de que queden conjuntamente registrados, y así, observar que los resultados no experimentan grandes variaciones a pesar de que las condiciones sean dispares.

ESTADO DE LA MAR 1

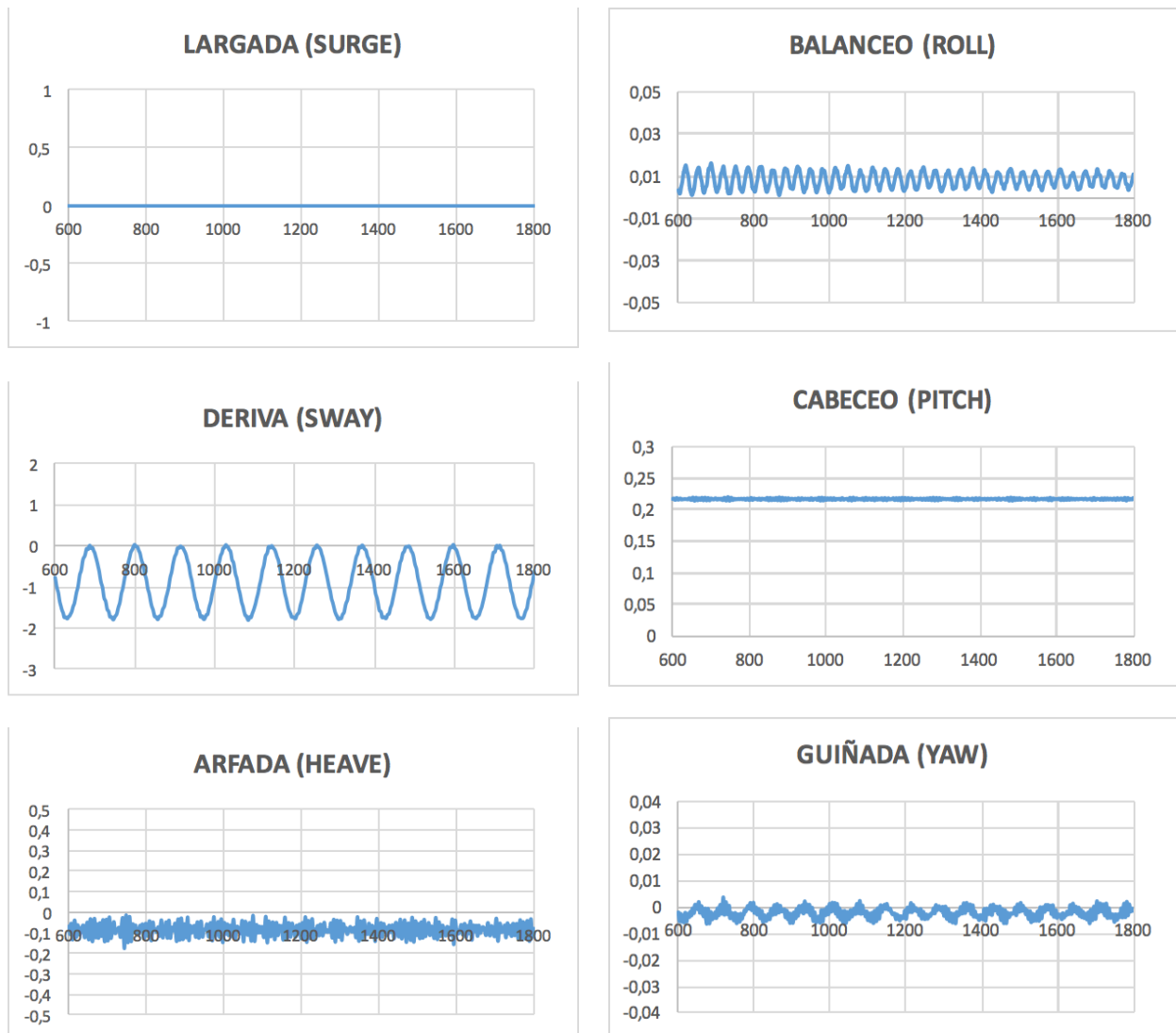


Figura 1.1. Anexo II: Resultados en sus 6 grados de libertad para 'Estado de la mar 1'.

ESTADO DE LA MAR 2.

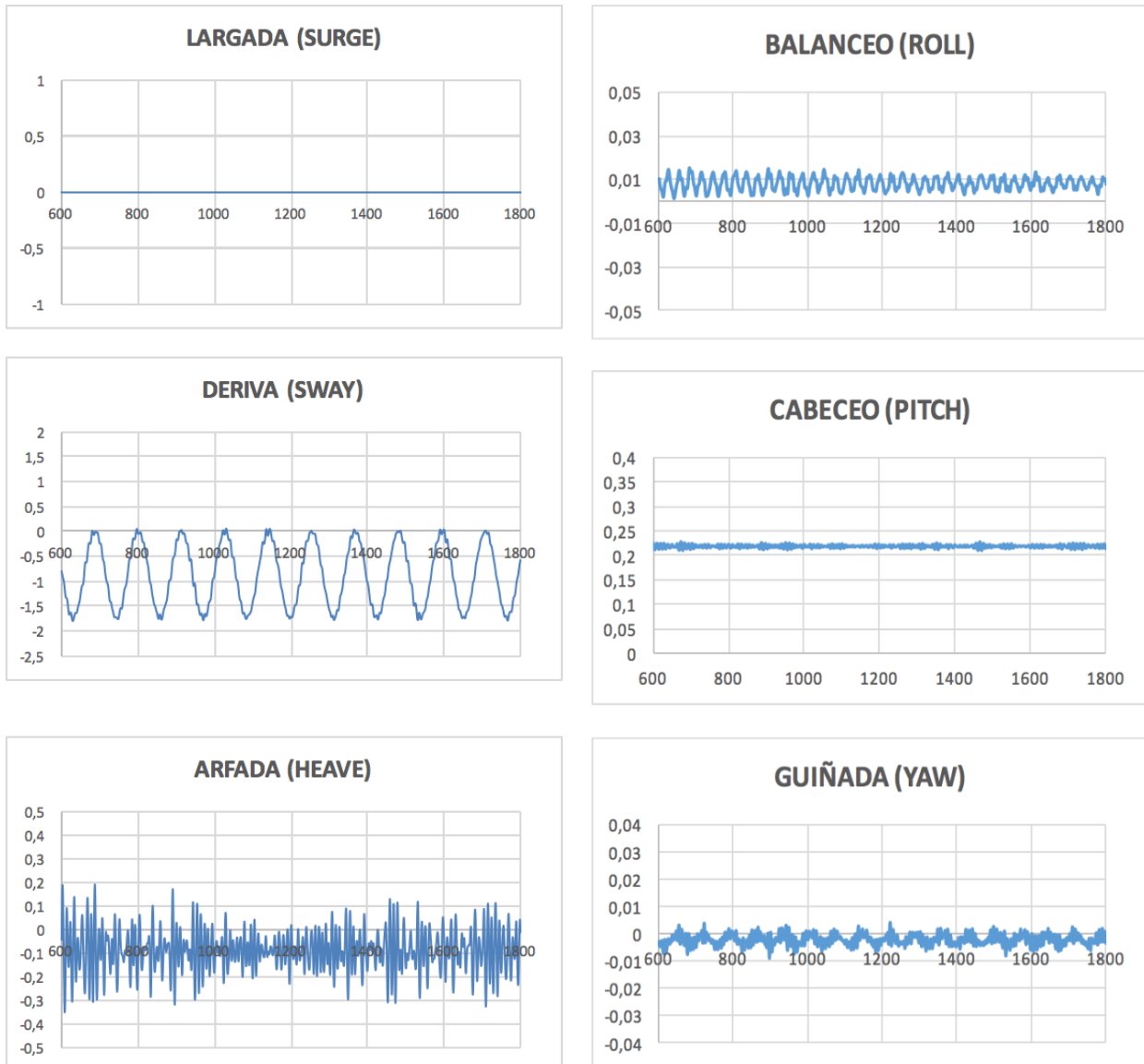


Figura 1.2. Anexo II: Resultados en sus 6 grados de libertad para 'Estado de la mar 2'.

ESTADO DE LA MAR 3

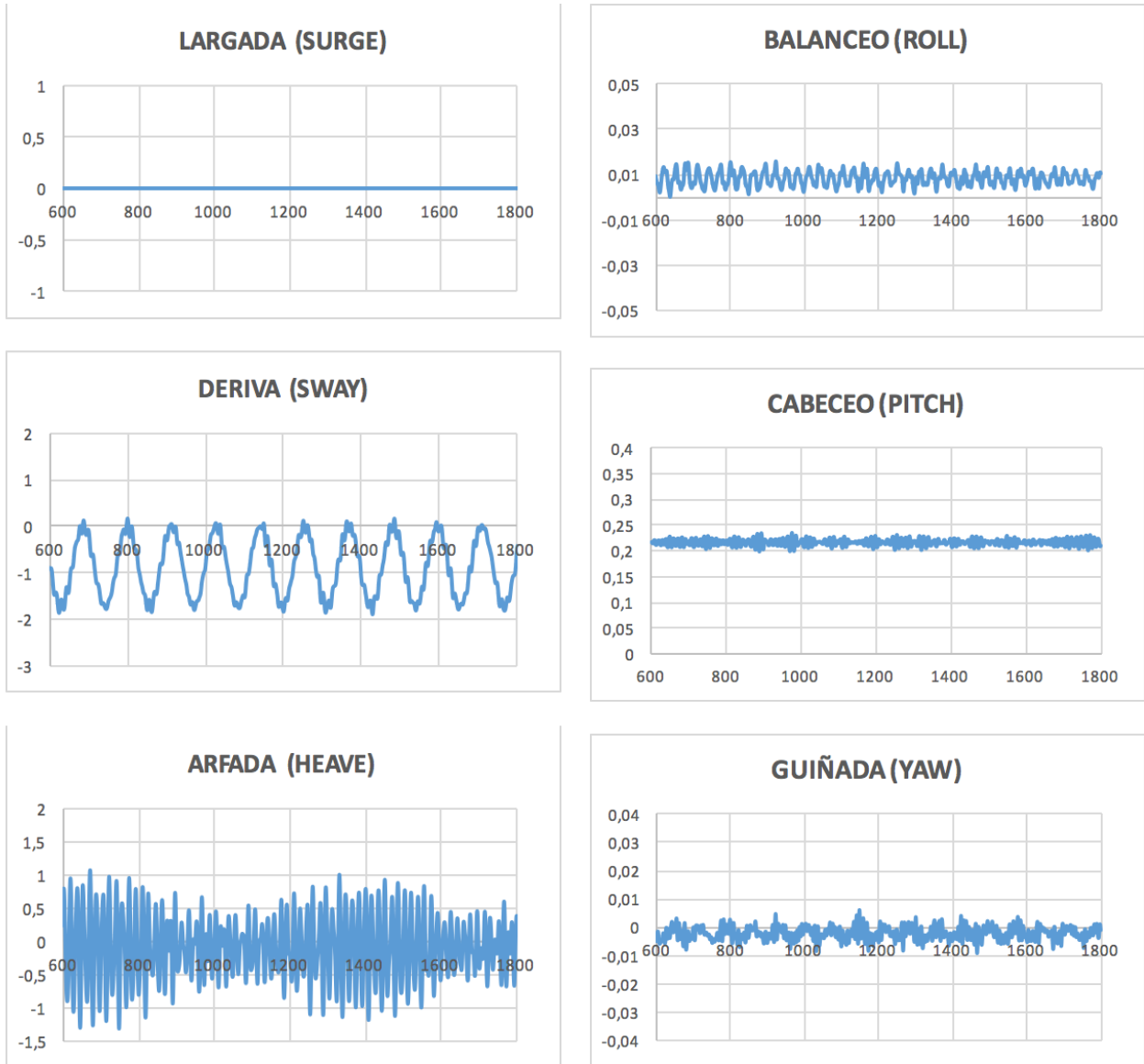


Figura 1.3. Anexo II: Resultados en sus 6 grados de libertad para 'Estado de la mar 3'.

ESTADO DE LA MAR 4

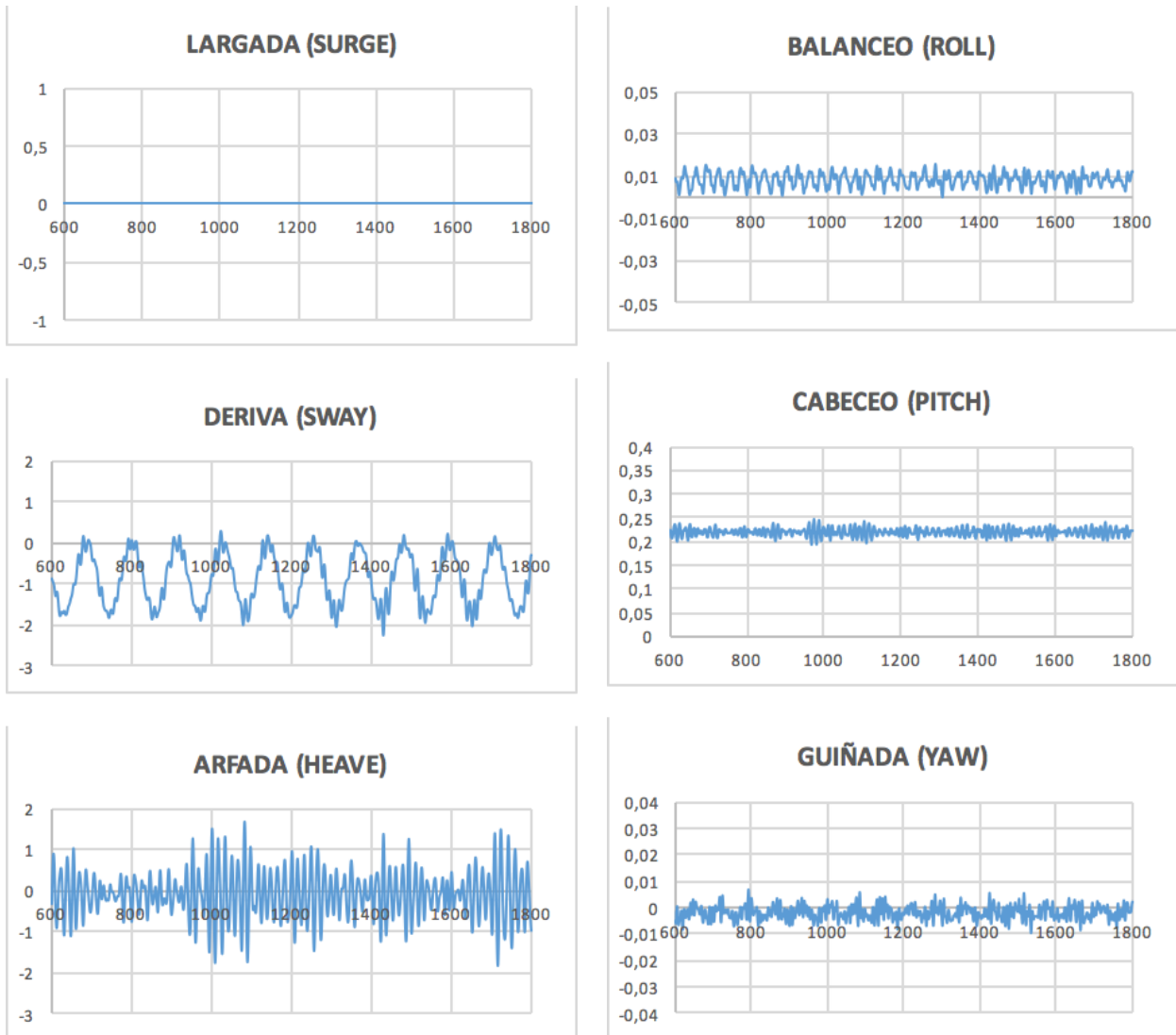


Figura 1.4. Anexo II: Resultados en sus 6 grados de libertad para 'Estado de la mar 4'.

ESTADO DE LA MAR 5

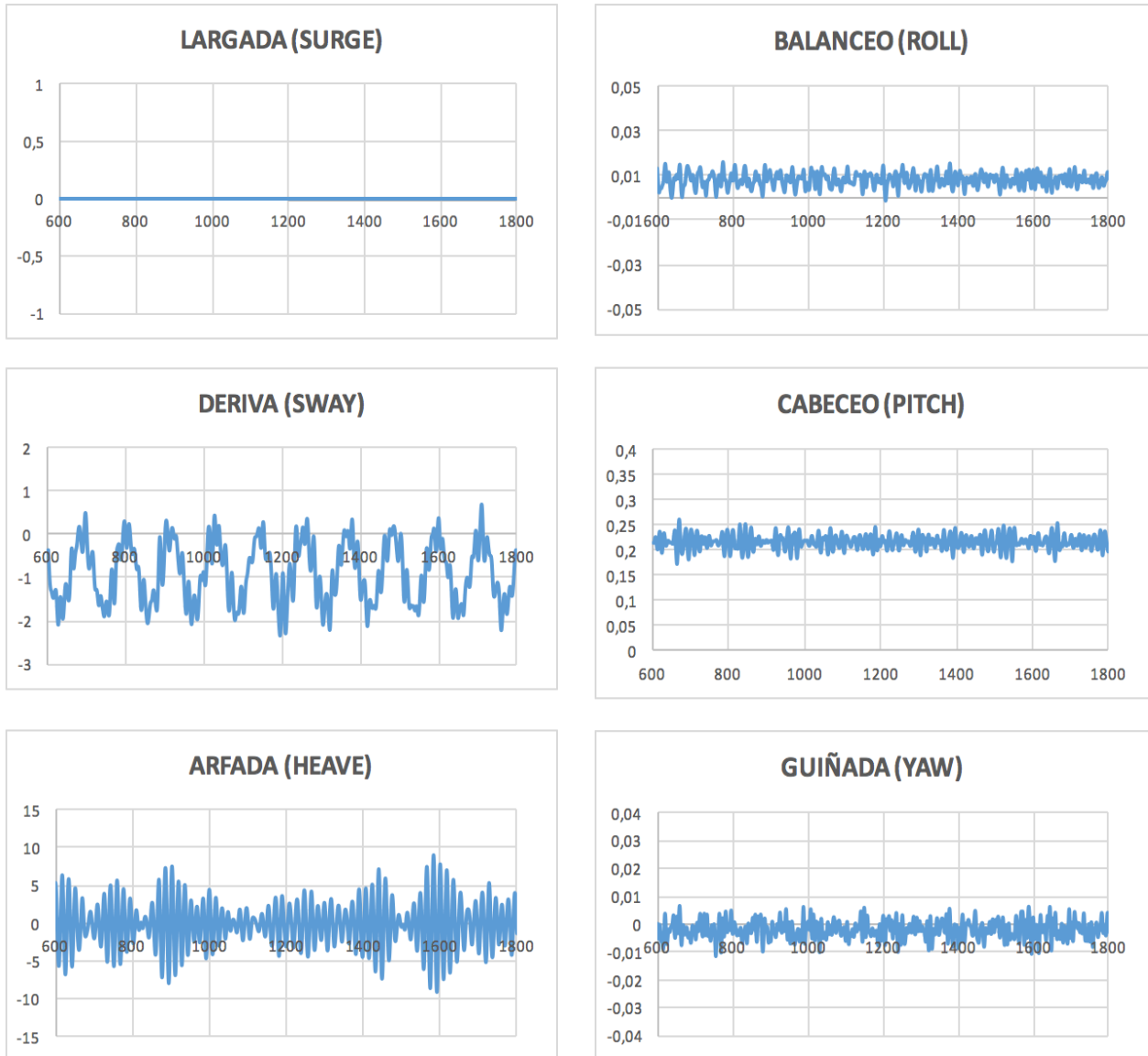


Figura 1.5. Anexo II: Resultados en sus 6 grados de libertad para 'Estado de la mar 5'.

2. Resultados de las aceleraciones.

ESTADO DE LA MAR 1

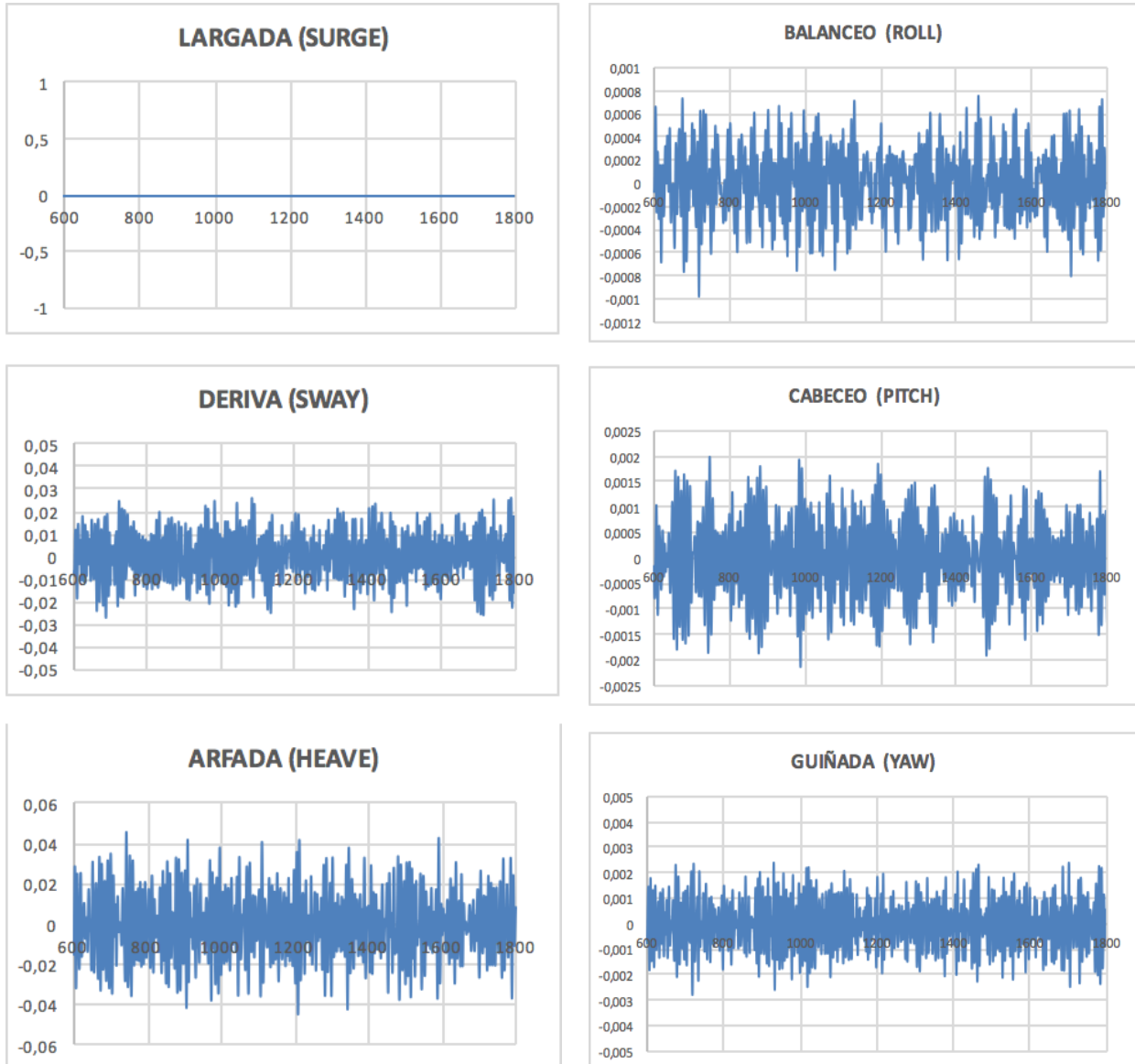


Figura 1.6. Anexo II: Resultados de las aceleraciones para 'Estado de la mar 1'.

ESTADO DE LA MAR 2

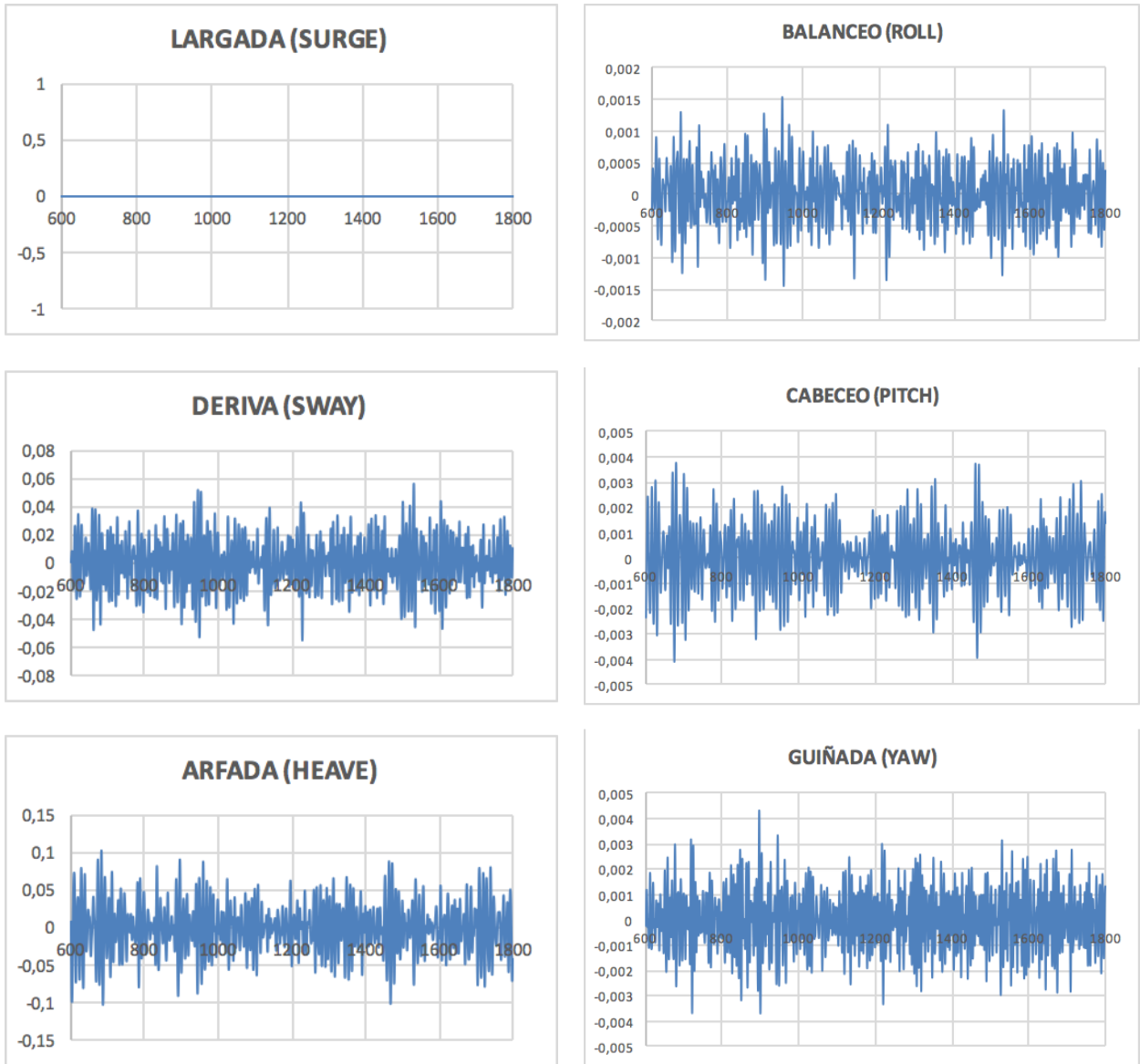


Figura 1.7. Anexo II: Resultados de las aceleraciones para 'Estado de la mar 2'.

ESTADO DE LA MAR 3

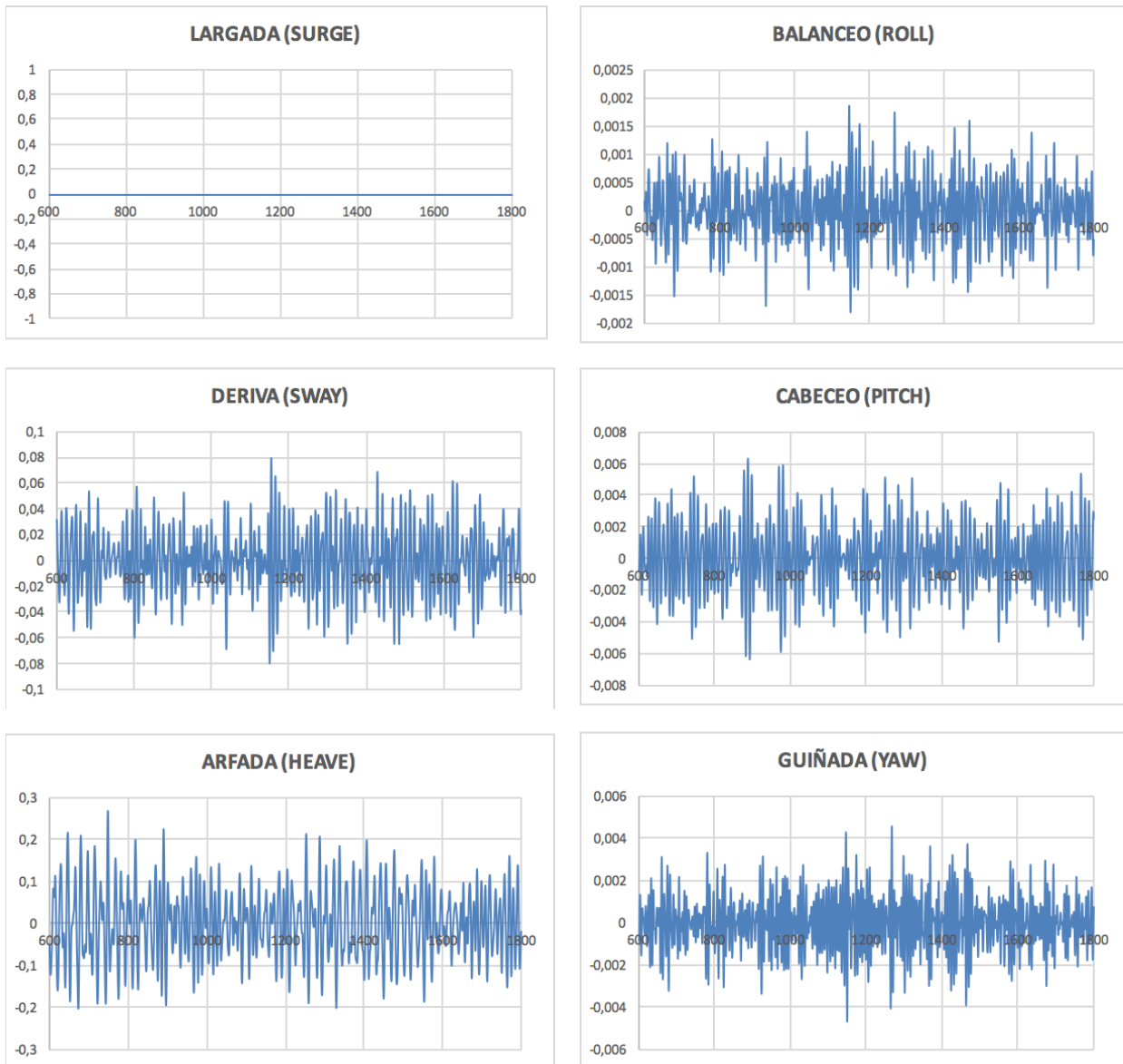


Figura 1.8. Anexo II: Resultados de las aceleraciones para 'Estado de la mar 3'.

ESTADO DE LA MAR 4

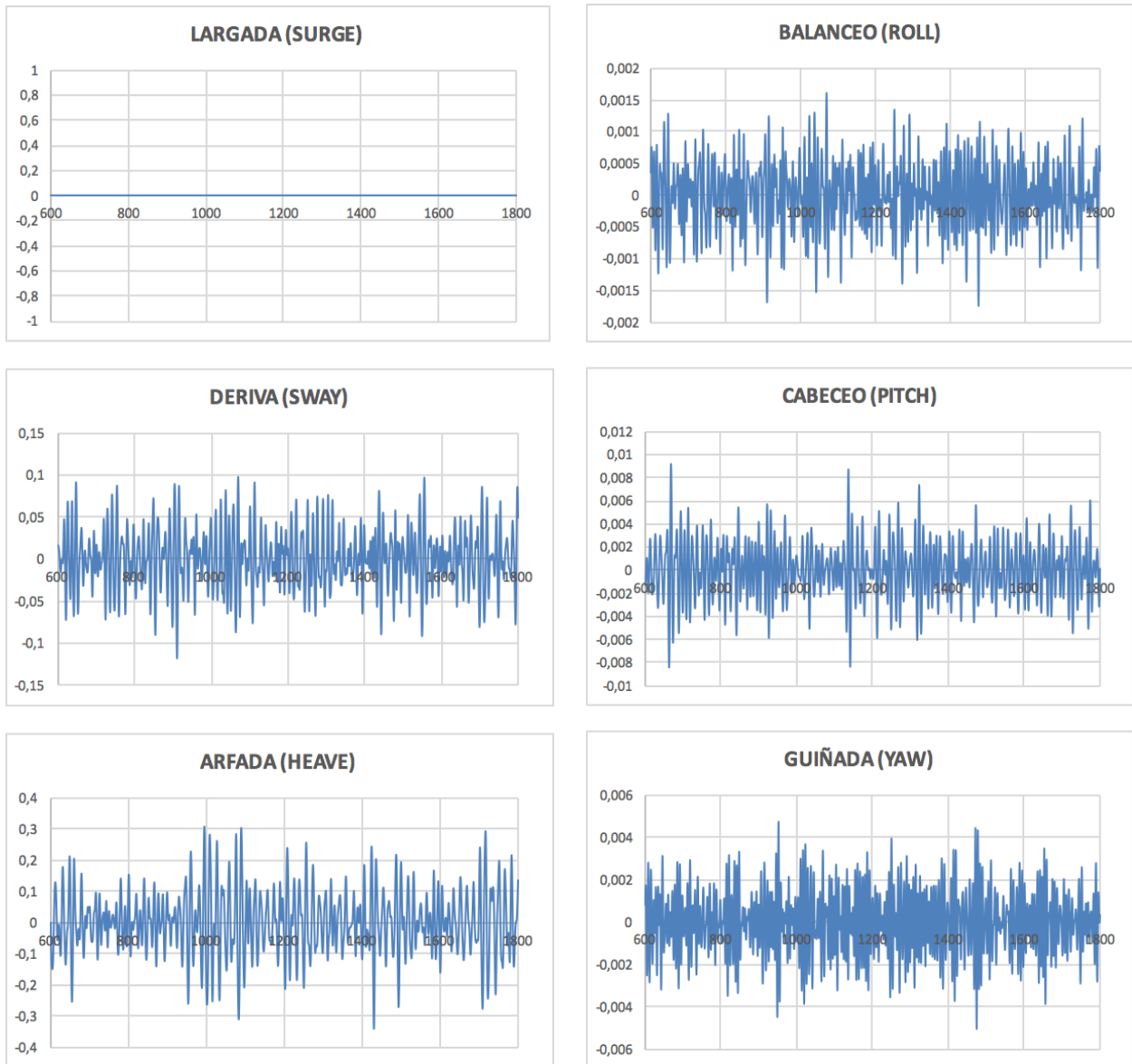


Figura 1.9. Anexo II: Resultados de las aceleraciones para 'Estado de la mar 4'.

ESTADO DE LA MAR 5

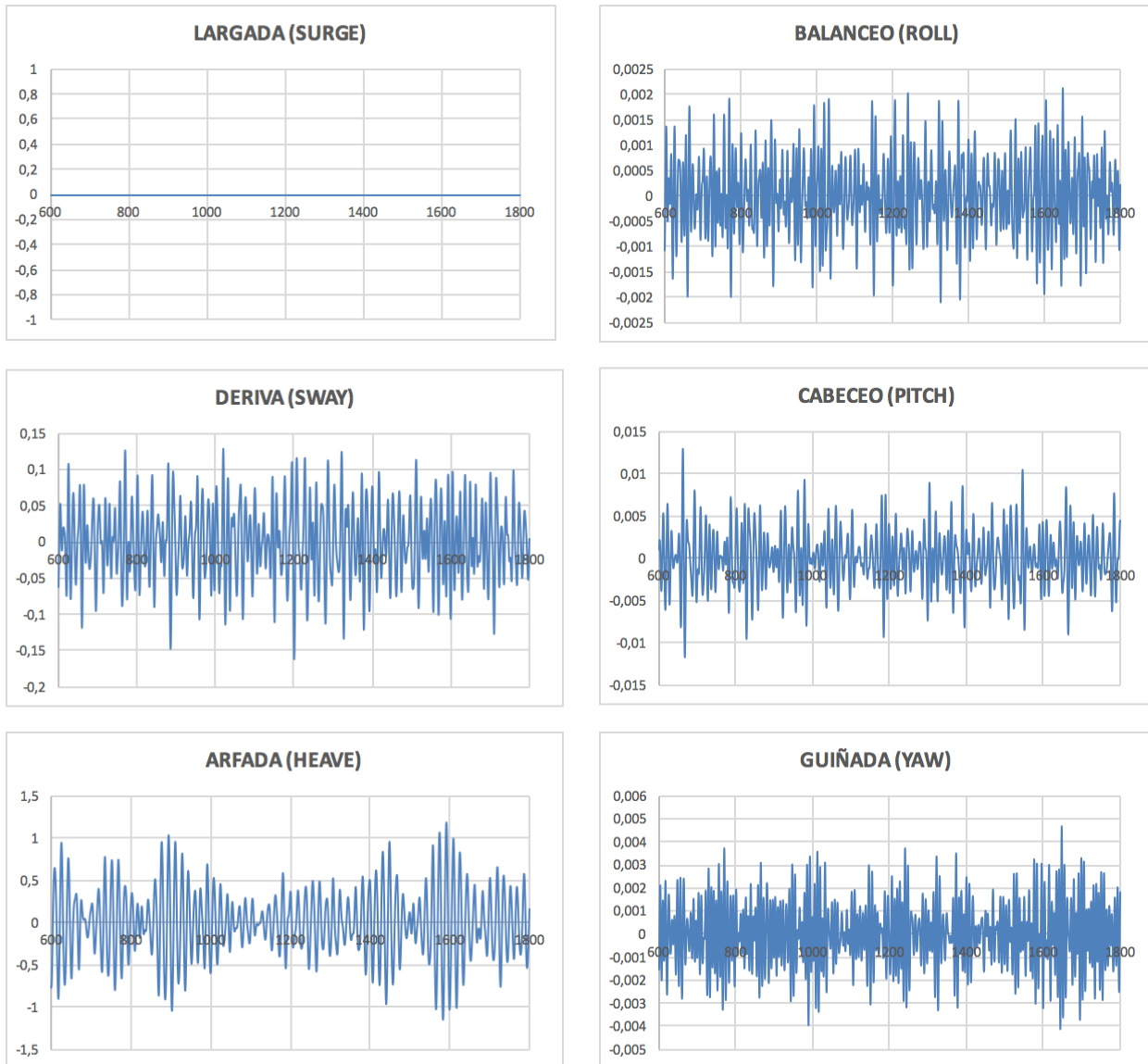


Figura 1.10. Anexo II: Resultados de las aceleraciones para 'Estado de la mar 5'.

