



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación :

INGENIERO INDUSTRIAL

Título del proyecto:

VALORACIÓN DEL ENTORNO DE SIMULACIÓN SESAM
PARA EL DISEÑO DE UNA SUBESTRUCTURA MARINA
DE TIPO TRÍPODE

MEMORIA

Ander Arrieta Zigorruga

Enneko Gamboa Medarde

Pamplona, 10 de Septiembre de 2010

Indice

1. Introducción.....	3
2. Objetivo y alcance del proyecto	4
3. Introducción a la eólica marina	6
3.1. Beneficios y potencialidades de la eólica marina frente a la continental.....	6
3.2. Descripción de los tipos de subestructuras marinas actuales	11
3.2.1. Cimentaciones para aguas poco profundas	12
3.2.2. Cimentaciones para profundidad intermedia. Estructuras fijas.	13
3.2.3. Cimentaciones para grandes profundidades. Estructuras flotantes.....	15
3.3. Aplicación de las estructuras de tipo trípode en ámbito marino (experiencias y sinergias procedentes de otros sectores).....	18
3.4. Desarrollo futuro	22
4. Estado de arte en el diseño de estructuras marinas	24
4.1. Introducción	24
4.2. Especificaciones de diseño. Normativa y regulación vigente.	29
4.2.1. Criterios de diseño.....	30
4.2.2. Proceso del diseño de la subestructura marina	32
4.3. Caracterización de solicitaciones en una estructura marina	33
4.3.1. Acciones debidas a las olas [6]	33
4.3.2. Acciones del viento.....	47
5. Estructura y características del entorno de simulación Sesam	50
5.1. Introducción	50
5.2. Flujo de trabajo de un análisis en Sesam	54
5.3. Brix explorer	56
5.4. Genie	57
5.4.1. Introducción	57
5.4.2. Genie dentro del sistema Sesam	57
5.4.3. Características de Genie	58
5.4.4. Limitaciones de Genie	60
5.5. Wajac.....	61
5.5.1. Introducción	61
5.5.2. Wajac dentro del sistema Sesam	61
5.5.3. Linealización de la ecuación de Morison.....	62
5.5.4. Limitaciones de Wajac.....	62

5.6.	Sestra.....	64
5.6.1.	Análisis de capacidades	64
5.6.2.	Limitaciones de Sestra.....	66
5.7.	Framework	67
5.7.1.	Descripción general.....	67
5.7.2.	Limitaciones de Framework	70
6.	Diseño de subestructura marina de tipo trípode.....	71
6.1.	Introducción.	71
6.2.	Definición del modelo	72
6.2.1.	Descripción de la geometría.....	72
6.2.2.	Condiciones de la turbina de 5 MW de NREL.....	76
6.2.3.	Parametrización de la estructura	76
6.2.4.	Tipo de elemento finito empleado y criterio de mallado	77
6.3.	Datos de partida.....	78
6.3.1.	Ubicación, emplazamiento.....	78
6.3.2.	Modelo de suelos	79
6.3.3.	Condiciones marinas	81
6.4.	Estimación de las cargas inducidas por las olas	84
6.5.	Estimación de las cargas inducidas por el viento	89
6.6.	Estimación de las frecuencias naturales de la estructura y justificación del análisis cuasiestático para determinar la vida de los componentes.....	92
6.6.1.	Cargas dinámicas existentes.....	92
6.6.2.	Resultados de las frecuencias naturales calculadas.....	93
6.6.3.	Justificación del análisis cuasiestático para determinar la vida de los componentes	97
6.7.	Análisis de carga última.....	99
6.7.1.	Casos de cargas aplicadas.....	99
6.7.2.	Presentación de resultados	102
6.7.3.	Influencia del crecimiento marino	109
6.8.	Análisis de vida a fatiga	111
6.9.	Análisis del coste de la subestructura trípode	115
6.10.	Resumen de resultados.....	116
7.	Conclusiones	118
8.	Anexos	121
9.	Referencias	122

1. Introducción

El presente proyecto ha sido realizado para el departamento de Investigación y Desarrollo de Acciona-Energía S.A. dentro del proyecto Eolia que ellos desarrollan, para el estudio de este nuevo campo de la eólica marina.

Consiste en la modelización y diseño de una estructura fija al fondo marino de tipo trípode sobre la que se instala un aerogenerador marino.

En este sentido se entiende que los proyectos deben pertenecer al Departamento de Ingeniería Mecánica, Energética y de Materiales de la Universidad Pública de Navarra. Por ello el tutor del presente proyecto miembro del anterior departamento, profesor asociado de la Universidad Pública de Navarra y miembro de Acciona-Windpower es D. Enneko Gamboa Medarde.

El presente proyecto ha sido redactado por D. Ander Arrieta Zigorruga, estudiante de Ingeniería Industrial en la Universidad Pública de Navarra.

2. Objetivo y alcance del proyecto

Será objeto del presente proyecto la evaluación y valoración del entorno de simulación Sesam de cálculo de estructuras marinas del sector petrolífero y gaseoso, aplicado al cálculo de las estructuras fijas marinas utilizadas en el sector eólico marino. Para ello se pretende usar como ejemplo, la modelización en función de parámetros geométricos y posterior caracterización dinámica (en la medida que el programa lo permita) de una estructura fija al fondo marino de tipo trípode sobre la que se instala un aerogenerador marino.

El modelo paramétrico permitirá modificar las dimensiones del modelo de una manera rápida y eficiente, pudiéndola adaptar a nuevas profundidades o nuevos estados de carga.

La estructura se diseñará para una profundidad de 50 m y estará preparada para la instalación de un aerogenerador de 5 MW de potencia.

Existen dos tipos de estructuras fijas para la instalación de aerogeneradores marinos en aguas profundas (alrededor de 50 m, para mayores profundidades se utiliza la tecnología flotante), estructura de tipo trípode y la estructura de celosía (*jacket*). Son dos estructuras con diferentes conceptos estructurales para una misma solución.

Por ello este proyecto se ha realizado paralelamente con otro proyecto final de carrera realizado por Dña. Paula Aranzadi de Miguel, que estudia la estructura de tipo celosía con el objetivo de comparar ambas estructuras y conocer las ventajas y desventajas de cada tipo de estructura.

En estos momentos este tipo de estructura fija se encuentra en una fase de desarrollo y de prueba en Europa.

El presente proyecto propuesto por Acciona-Energía, forma parte del proyecto EOLIA. El proyecto EOLIA, es un proyecto estratégico de investigación titulado "TECNOLOGÍAS PARA PARQUES EÓLICOS OFFSHORE EN AGUAS PROFUNDAS", a nivel europeo formado por 9 grupos empresariales y 3 pymes.

El objetivo general del proyecto EOLIA es el desarrollo de las tecnologías necesarias para la implantación de parques eólicos marinos (*offshore*) en aguas profundas. Estas nuevas tecnologías facilitarán la viabilidad tanto técnica como ambiental y social de la eólica marina en profundidades superiores a 40 metros. Las actividades de investigación del proyecto integran tecnologías energéticas (eólica y eléctrica), acuicultura, piscicultura, construcción y tecnología naval.

Este proyecto intenta ayudar a mejorar las grandes carencias existentes actualmente para la implantación de los parques eólicos marinos en aguas profundas. Actualmente el coste del MW de una instalación marina (*offshore*) es entre 2,2 y 2,3 veces el coste de un parque terrestre (*onshore*).

Mediante el proyecto EOLIA se pretende crear una red de expertos tecnológicos y desarrollar nuevos productos y procesos para implantar parques eólicos *offshore* sin la limitación de la profundidad y un coste del MW entre 1,5 y 1,7 veces del MW en tierra gracias

a las mejoras tecnológicas de construcción, obtención, distribución de energía e integración con parques marinos y desaladoras (datos obtenidos de la referencia 2).

Además Acciona-Energía también forma parte del grupo de encuentro a nivel mundial llamado “*Offshore Code Comparison Collaboration*” (OC3), donde se estudia la situación actual y desarrollo que deben seguir los programas de cálculo de estructuras marinas utilizadas por la industria eólica marina. El presente proyecto aportará a la OC3 las deficiencias del entorno de simulación Sesam en el cálculo de estructuras fijas marinas para la instalación de aerogeneradores, con el objetivo de que Det Norske Veritas (DNV), la empresa a la cual pertenece el programa desarrolle nuevas versiones las cuales solucionen las deficiencias encontradas, adecuando las versiones antiguas a los requerimientos de la industria eólica marina.

3. Introducción a la eólica marina

3.1. Beneficios y potencialidades de la eólica marina frente a la continental

El sector de la energía se enfrenta a una problemática mundial debido al cambio climático (emisiones de CO₂), agotamiento de las fuentes de energía actuales (petróleo y gas natural), incremento del coste del petróleo y la amenaza del corte de los suministros de energía. Como posibles soluciones al problema energético se están impulsando nuevas tecnologías de obtención de energía como son las llamadas energías renovables. Entre estas se encuentra la energía eólica, con la cual se obtiene energía sin influir en el cambio climático y consiguiendo mayor independencia de los combustibles fósiles.



Figura 1: Simulación de parque eólico marino.

El desarrollo tecnológico experimentado por la industria eólica permite que la generación energética sea cada vez más competitiva frente a las fuentes convencionales de combustible fósil, hasta situarse hoy en día en igualdad con las centrales eléctricas a gas o a carbón. Con más de 60.000 MW de capacidad instalada mundial y con un promedio anual de crecimiento del mercado del 28%, la energía eólica se está convirtiendo rápidamente en una fuente de energía habitual [1].

El mercado de la eólica terrestre en la Unión Europea ha aumentado un 32% anual (desde 215 MW hasta 5.749 MW) desde 1992 hasta 2004. Por ello se espera que la industria eólica marina tenga un crecimiento medio anual del 28% (desde 366 MW actuales hasta 6.900 MW en 2020), es decir, se espera un gran éxito de la eólica marina conociendo los éxitos obtenidos en la eólica terrestre en Europa.

La potencia del viento marino es ilimitada por lo que existe suficiente energía en los mares como para satisfacer toda la demanda eléctrica europea. Un estudio reciente llevado a cabo por la EEA (*European Environment Agency*), estima que el potencial técnico de la energía eólica marina en la Unión Europea es de 30.000 TWh por año. La Comisión Europea estima que la demanda total de electricidad para el año 2030 será de entre 4.279 y 4.408 TWh. Por lo

tanto existe un potencial del viento marino más que suficiente para satisfacer la demanda eléctrica Europea [1].

A continuación se muestra una gráfica (ver figura 2) donde compara el crecimiento eólico terrestre desde el año 1992 hasta el 2004 frente al crecimiento esperado de la industria eólica marina desde 2008 hasta el 2020:

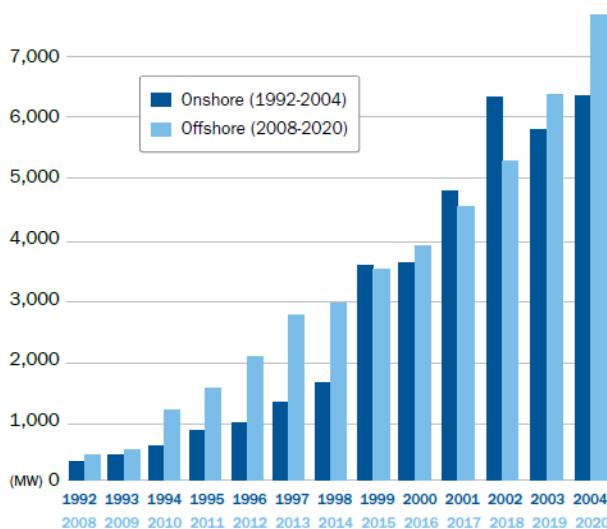


Figura 2: Comparación del crecimiento terrestre (*onshore*) en 1992-2004 con las expectativas del crecimiento marino (*offshore*) en 2008-2020 (MW), [1].

El índice de instalaciones terrestres en Europa ha comenzado a disminuir su ritmo, principalmente debido a la escasez de emplazamientos adecuados disponibles. Esta situación debería ser compensada, por la sustitución de turbinas más potentes y por la apertura de nuevos emplazamientos marítimos para parques eólicos.

Los proyectos instalados en tierra han sido la base del desarrollo de la energía eólica, pero cada vez más, las necesidades de espacio, la saturación de emplazamientos óptimos y el interés por alcanzar una mayor productividad a través de mejores regímenes de viento, han ido impulsando la utilización de territorios marítimos, consiguiendo solucionar la limitación de la falta de espacio para instalar más aerogeneradores.

Se espera que para el año 2020 la mayoría de la electricidad obtenida a partir de energías renovables en la Unión Europea sea producida por los parques terrestres, esto da una idea de la importancia que tiene la eólica en el sector energético Europeo.

De esta manera se abre una nueva oportunidad de construir multitud de turbinas que generen más energía que las terrestres y no sólo resuelven el problema del espacio sino que además resultan muy beneficiosas debido a la potencia y carácter constante del viento en el mar.

En el año 2008 se instalaron 366 MW de potencia en parques eólicos en el mar en la Unión Europea en siete parques diferentes, sumando de esta manera un total de 1.471 MW entre 8 estados miembros, comparados con los 8.111 MW de los instalados en parques

terrestres. Reino Unido ha sido el país que más aerogeneradores ha instalado en 2008 en el mar, siendo el país que más MW produce en Europa superando incluso a Dinamarca. La actividad dominante se centró en los parques de Lynn e Inner Dowsing ubicados en Reino Unido y por el parque Princess Amalia en Holanda [1].

Además de estos grandes parques existen otros de gran importancia como la primera fase de Thornton Bank en Bélgica, Alpha Ventus en Alemania y el parque Kemi Ajos en Finlandia. Los parques anteriormente mencionados están fijados al fondo marino mediante estructuras tipo celosía, trípode (la cual es objeto de estudio del presente proyecto), de gravedad o monopilote, ya que las profundidades no son superiores a los 50 metros.

Summary of the offshore wind energy market in the EU in 2010:

- Total installed capacity of 3,000 MW
- Annual installations of 1,100 MW
- Electricity production of 11 TWh
- Meeting 0.3% of total EU electricity demand
- Avoiding 7 Mt of CO₂ annually
- Annual investments in wind turbines of €2.5 billion

A nivel europeo existe un organismo que tiene como misión impulsar, desarrollar y regular el sector eólico, llamado EWEA (*European Wind Energy Association*). Esta asociación se ha planteado como meta para el 2020 la instalación de 230 GW de energía eólica, de los cuales 40 GW serán *offshore*, es decir, aerogeneradores en el mar para aprovechar el viento marino (datos obtenidos de la referencia 1).

Tal y como se puede comprobar en la siguiente imagen, los mejores emplazamientos se encuentran ubicados a mayores distancias de la costa (zonas coloreadas en azul y rojo) por lo que para poder cumplir estos objetivos resultará imprescindible instalar parques marinos en aguas profundas. En estos momentos donde más se está desarrollando la industria eólica marina son el Mar del Norte, el Mar Báltico y el Mar de Irlanda, junto con los primeros proyectos que está encabezando Italia en el Mediterráneo.

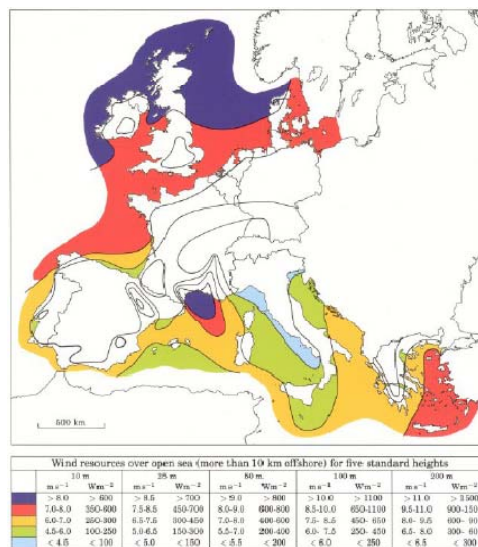


Figura 3: Atlas europeo del viento en el mar, [2].

En el caso de Estados Unidos, la previsión en la obtención de energía eólica marina podría ser mayor de 1000 GW superando la energía eólica terrestre. Estas expectativas vienen justificadas por la necesidad de disponer de emplazamientos de generación óptimos cercanos a las zonas de consumo ya que los grandes asentamientos poblacionales se localizan en las zonas costeras.

Para lograr un crecimiento efectivo en la implantación de parques marinos es imprescindible un mayor desarrollo de la tecnología de obtención y distribución de energía eólica marina, así como las tecnologías de construcción y mantenimiento de los parques, de forma que resulten económicamente competitivos. En las siguientes figuras se presentan la distribución de costes que supone la implantación de un parque terrestre y un parque marino en aguas no profundas (profundidades inferiores a 30 metros). Actualmente, como se ha comentado anteriormente el coste del MW de una instalación marina es entre 2,2 y 2,3 veces el coste del MW de un parque terrestre [2].

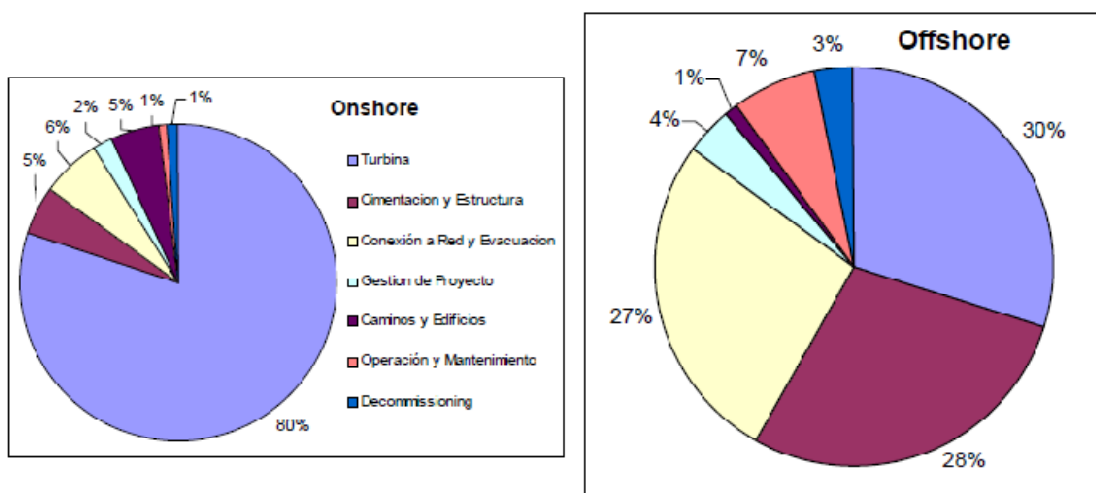


Figura 4: Gráficos comparativos de coste de parques eólicos terrestres (*onshore*) y marinos (*offshore*), [2].

Como se muestra en la figura, el coste de las cimentaciones y estructuras, y el de la evacuación eléctrica adquieren una importancia muy superior frente a los costes terrestres. Los costes de un parque eólico marino prácticamente se dividen entre el coste de la turbinas, costes de conexión a red y evacuación, y entre los costes de cimentación y estructuras.

Por otro lado el coste de estructura de montaje, construcción y mantenimiento se incrementan de forma exponencial con la profundidad del emplazamiento por lo que se requiere la generación de nuevas sinergias para compartir el impacto en el coste del KW de energía obtenido.

En este contexto se han identificado dos actividades de explotación marina que podrían implantarse en un parque como son la desalación y la acuicultura. Para poder lograrlo, ambas tecnologías también requieren una significativa investigación y desarrollo tecnológico para su explotación.

De esta manera, la energía eólica marina, proporciona una oportunidad histórica para crear una nueva gran industria en la cual Europa sea el líder tecnológico, uniendo grandes industrias ya existentes en un esfuerzo común para hacer frente al cambio climático y mejorar la seguridad en el suministro de energía europeo, mientras que se reduce la importación de energía, creando nuevos puestos de trabajo y asegurando el liderazgo tecnológico para Europa.

3.2. Descripción de los tipos de subestructuras marinas actuales

Existen grandes diferencias respecto a las inversiones iniciales entre parques eólicos terrestres y marinos, como se mencionó en el anterior apartado 3.1 (ver figura 4). Principalmente se deben a los costes de cimentación y de las subestructuras en aguas marinas profundas. Mientras que en los parques eólicos en tierra estos suponen aproximadamente un 10% de la inversión total, en las instalaciones marinas ascienden a un 25%-30% [1]. De este modo, la reducción de los costes asociados a las técnicas de cimentación y subestructuras constituye un factor clave para que los parques eólicos marinos superen la frontera económica marcada por la línea de costa.

La estructura portante de un aerogenerador la conforman aquellos elementos que soportan la carga fuera del conjunto rotor-góndola. En concreto son: la torre, la subestructura y la cimentación (ver figura 5). El conjunto rotor-góndola es un componente estándar que ya existe en el mercado con un diseño poco específico para el emplazamiento. Por lo tanto, se puede considerar que la estructura portante es el medio de integrar este componente estándar en el emplazamiento concreto de un parque eólico marino en aguas profundas.

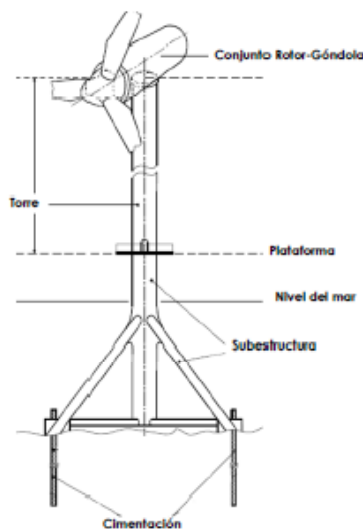


Figura 5: Partes de un aerogenerador marino, [ref. 2].

De los 21 parques eólicos marinos existentes en la actualidad en Europa, la mayoría de ellos se han instalado con fines experimentales, y muy pocos con carácter comercial. La mayoría de las turbinas instaladas en estos parques son de 2-3 MW de potencia.

La elección del tipo de subestructura para cada caso depende de la profundidad marina a la cual se pretenda instalar el aerogenerador marino. Fundamentalmente, existen tres grandes grupos de subestructuras, clasificados en función de las profundidades a las que pueden ser instaladas: estructuras de gravedad y monopilote, trípode y *jacket* (estructura de celosía) y las estructuras flotantes (*boya spar*, semisumergibles y TLP).

A continuación se explican brevemente estos tres grandes grupos de cimentaciones:

3.2.1. Cimentaciones para aguas poco profundas

El primer impulso de la eólica marina ha tenido lugar en aguas con profundidades comprendidas entre los 6 y los 18 metros, y relativamente cercanas a la costa, en las que ha sido posible adaptar las estructuras y materiales existentes terrestres, basados en técnicas monopilote y de gravedad. Estas dos tipos de cimentaciones se han llegado a instalar incluso hasta los 30 m.

Cimentación gravitatoria

La cimentación gravitatoria (ver figura 6) es la más semejante a la utilizada en las turbinas instaladas en tierra. Las cimentaciones gravitatorias mantienen la estabilidad basándose en su peso. En realidad es una gran zapata de hormigón que se apoya sobre el fondo marino. Resultan competitivas en emplazamientos con condiciones medioambientales suaves y condiciones del suelo marino sin grandes variaciones batimétricas, bajas profundidades.

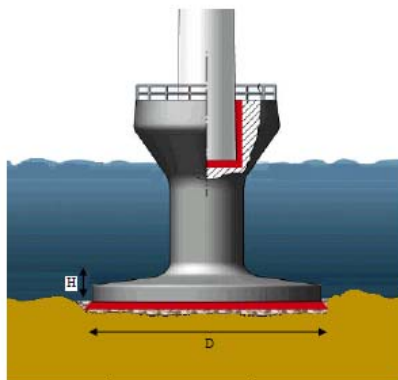


Figura 6: Cimentación gravitatoria, [2].

Cimentación monopilote

Se trata de una estructura cilíndrica de acero, la cual se prolonga a lo largo de la torre de la turbina para acabar clavándose literalmente en el fondo marino (como se aprecia en la figura 7). Es la solución más simple y trivial existente para el diseño de una subestructura de una turbina marina.

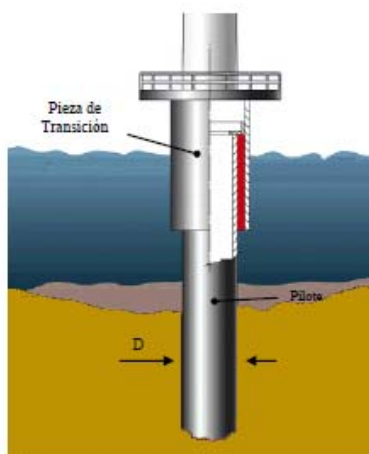


Figura 7: Cimentación monopilote, [2].

El uso de esta subestructura queda limitado por el tipo de fondo marino en el cual se pretenda instalar el aerogenerador y por el peso de la turbina instalada.

3.2.2. Cimentaciones para profundidad intermedia. Estructuras fijas.

Conforme ha ido avanzando el desarrollo de la energía eólica marina, han surgido nuevas necesidades. Principalmente nuevos emplazamientos más alejados de la costa donde el aprovechamiento del recurso eólico es mayor como se ha mencionado en el apartado 3.1, hasta un 50% superior debido a la existencia de regímenes menos turbulentos y más regulares. Sin embargo, las técnicas terrestres no son adaptables a estos emplazamientos de mayor profundidad, y surge la necesidad de investigar nuevas estructuras y materiales para su aplicación en aguas de más de 40 metros de calado.

Aparece entonces una segunda generación de subestructuras fijas para parques eólicos marinos basada en disposiciones multipata (básicamente trípodes, subestructura estudiada en el presente proyecto). Además de esta subestructura, existe otro tipo adecuada para estas profundidades, la subestructura de *jacket*. Este tipo de estructuras se adaptan bien a países con una profundidad media de costa de 50 metros y gracias a la alta resistencia que poseen es una estructura adecuada para aerogeneradores de gran potencia como son las turbinas de 5 MW.

Los primeros pasos del desarrollo de las subestructuras utilizadas para las turbinas marinas en aguas profundas (más de 30 m), como la trípode, *jacket* o flotantes, ha sido realizado por las empresas e ingenierías que trabajan en el sector petrolífero y gaseoso, ya que este sector es el que más experiencia tiene en la construcción de estructuras marinas.

Subestructura de celosía o jacket

Utiliza el mismo concepto de estructura de celosía utilizado en plataformas destinadas a la extracción de petróleo y gas. En la figura 8 se muestra un tipo de diseño de estructura de celosía utilizada para instalar aerogeneradores marinos.



Figura 8: Subestructura de celosía [12].

La mayor limitación de este tipo de subestructura es el elevado coste de la misma y además los periodos de instalación son bastante elevados. Las subestructuras instaladas en el parque Alfa Ventus de Alemania están respondiendo muy bien a las expectativas.

Subestructura trípode o multipata

La estructura trípode o multipata, como su nombre indica, consiste en la fijación de la torre mediante tres apoyos cilíndricos metálicos fijos al fondo marino, fabricada en acero.

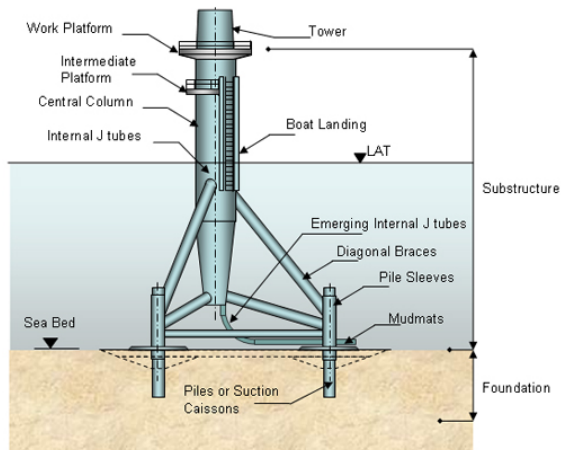


Figura 9: Concepto multipata tipo trípode [13].

Existen también estructuras de este tipo con cuatro apoyos en vez de con tres pero su implantación es nula, por lo que no son objeto de estudio del presente proyecto.

A continuación se muestra una fotografía (ver figura 10) de un prototipo de una estructura trípode.



Figura 10: Prototipo de subestructura de tipo trípode [12].

La idea del diseño de la subestructura trípode surge de la intención de conseguir una estructura más rígida que la monopilote. El resultado más sencillo y razonable es la estructura trípode, es decir, añadirle tres brazos diagonales desde la parte de arriba de la estructura monopilote hasta el fondo marino, aportándole mayor rigidez.

Tienen la desventaja de la dificultad de fabricación (ver figura 11) y del complicado transporte debido a su peso.



Figura 11: Subestructura trípode en construcción [12].

Una de las ventajas que posee la subestructura trípode frente a la *jacket* es la reducción de acero utilizado. De esta manera, la subestructura trípode resulta ser más barata que la de celosía.

En el apartado 6, se describe la geometría de la estructura trípode de manera más específica.

3.2.3. Cimentaciones para grandes profundidades. Estructuras flotantes.

Con el fin de aprovechar la potencia del viento en costas donde las profundidades son mayores, como el Mar del Norte de Noruega, el Océano Atlántico o el Mediterráneo se requiere un nuevo concepto de diseño flotante de las subestructuras marinas. Se estima que estas podrían constituir un impulso definitivo para el desarrollo de parques eólicos marinos en aguas profundas.

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 siguiente figura se muestra un triángulo con 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.

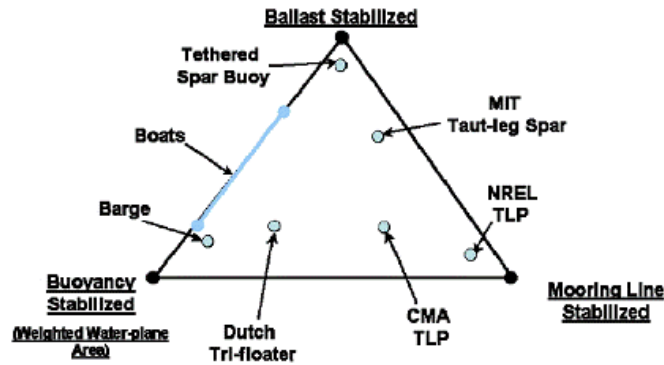


Figura 12: Triangulo conceptual de estructuras flotantes.

Como se puede apreciar en la anterior figura 12, ninguno de los diferentes tipos de estructuras flotantes está diseñado basándose en un sólo concepto sino que tienen influencia de los tres conceptos. Pero podemos realizar una clasificación global con los tres tipos de estructuras flotantes que se encuentran en el triangulo más cerca de cada vértice o concepto, es decir, estos tres tipos de estructuras básicamente están basados en los tres conceptos mencionados anteriormente: boya *spar* (estabilidad por pesos), las estructuras flotantes con tendones o TLP (estabilidad por sistemas de fondeos) y las semisumergibles (estabilidad por formas). Dentro de este último grupo podríamos meter las estructuras flotantes estabilizadas.

En la figura que se muestra a continuación aparecen los tres grandes grupos de tipos de estructuras flotantes existentes en la industria eólica marina: boya *spar*, concepto TLP de cables tensionados y las flotantes estabilizadas.

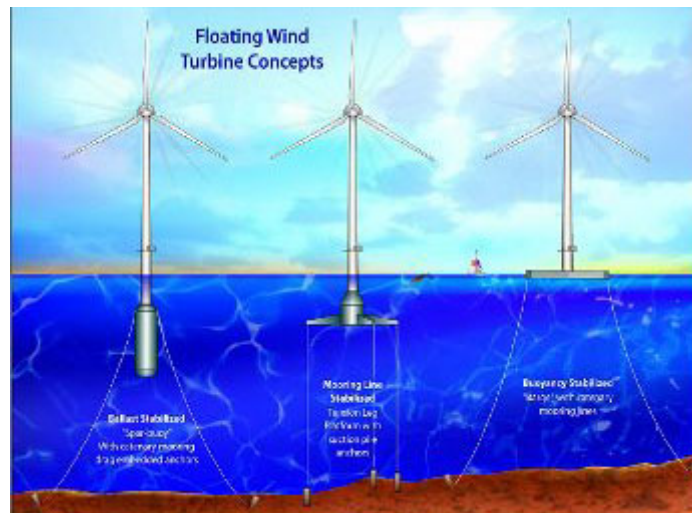


Figura 13: Los tres principales tipos de estructuras flotantes [14].

La tabla que se muestra a continuación resume las características de cada subestructura:

Type of substructure	Brief physical description	Suitable water depths	Advantages	Limitations
Monopile steel	One supporting pillar	10 – 30m	Easy to manufacture, experience gained on previous projects	Piling noise, and competitiveness depending on seabed conditions and turbine weight
Monopile concrete, installed by drilling	One supporting pillar	10 – 40m	Combination of proven methods, Cost effective, less environmental (noise) impact. Industrialisation possible	Heavy to transport
Gravity base	Concrete structure, used at Thornton bank	Up to 40m and more	No piling noise, inexpensive	Transportation can be problematic for heavy turbines. It requires a preparation of the seabed. Need heavy equipment to remove it
Suction bucket	Steel cylinder with sealed top pressed into the ocean floor	n.a.	No piling, relatively easy to install, easy to remove	Very sensitive to seabed conditions
Tripod / quadropod	3/4-legged structure	Up to 30m and more	High strength. Adequate for heavy large-scale turbines	Complex to manufacture, heavy to transport
Jacket	Lattice structure	> 40m	Less noise. Adequate for heavy large-scale turbines	Expensive so far. Subject to wave loading and fatigue failure. Large offshore installation period (first piles, later on placing of structure and grouting) therefor sensitive for weather impact
Floating	Not in contact with seabed	> 50m	Suitable for deep waters, allowing large energy potentials to be harnessed	Weight and cost, stability, low track record for offshore wind
Spar buoy <i>Hywind being tested</i>	Floating steel cylinder attached to seabed	120 - 700m	Very deep water, less steel	Expensive at this stage
Semi submersible	Floating steel cylinder attached to seabed	Blue H Prototype being tested in 113m	Deep water, less steel	Expensive at this stage

Tabla 1: Resumen de los diferentes tipos de subestructuras, [1].

3.3. Aplicación de las estructuras de tipo trípode en ámbito marino (experiencias y sinergias procedentes de otros sectores)

Los desafíos técnicos son mayores en el mar que en los parques terrestres pero no mayores que los que fueron para la industria petrolífera y gaseosa en el Mar del Norte cuando decidió adaptar la tecnología utilizada en tierra a un medio más hostil como es el mar.

La experiencia de este sector aporta muchísimos conocimientos y facilidades a la hora de realizar los diseños de la industria eólica en el mar, ya que ha realizado un estudio exhaustivo del mar y de las estructuras sobre las que se apoya una gran parte del diseño de este proyecto. Por lo tanto, el sector petrolífero y gaseoso ofrece a la eólica marina un conocimiento indispensable del estudio de las plataformas marinas (subestructuras de las turbinas) en las que se instalan los aerogeneradores.

La industria petrolífera y gaseosa ha ido conquistando nuevas profundidades marinas a lo largo de su historia (ver figura 14). Para ello han tenido que desarrollar distintas tecnologías, de las cuales muchas se están utilizando en el sector eólico marina.

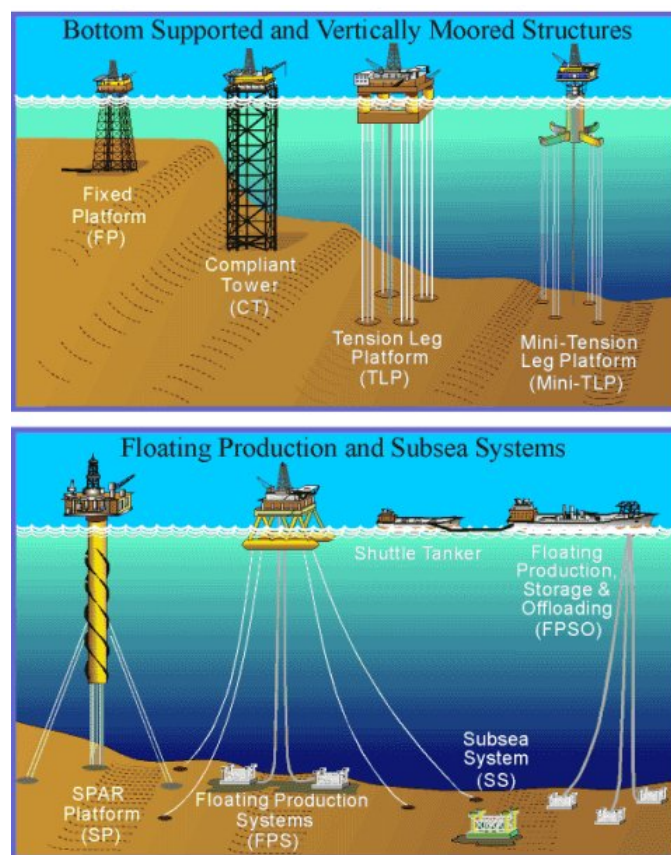


Figura 14: Desarrollo de las plataformas marinas en función de la profundidad [15].

Como se muestra en la figura anterior el sector petrolífero empezó desarrollando estructuras de celosía rígida (estructuras *jacket*) fijas al fondo marino para pequeñas profundidades. A medida que fueron encontrando pozos de gas o de petróleo a mayores

profundidades, siguieron con el mismo concepto de estructura de celosía hasta alcanzar aproximadamente los 450-500 metros de profundidad. A partir de esta profundidad desarrollaron otros nuevos conceptos de estructuras rígidas, las cuales se han llegado a utilizar hasta los 800 m de profundidad marina.

Para profundidades mayores de 800-900 metros el sector petrolífero desarrollo el concepto de brazos tensionados (TLP) con el cual han conseguido llegar a profundidades de 2000 metros.

Por último están las estructuras flotantes, con las cuales se han podido instalar plataformas petrolíferas a unas profundidades de hasta los 3.000 metros. Dentro de este tipo de estructuras se encuentra la famosa boya *spar*.

Todos estos conceptos estructurales desarrollados por el sector petrolífero y gaseoso se han ido aplicando en otra escala menor al sector eólico marino, empezando por las tecnologías de estructuras fijas, pasando por las TLP (brazos tensionados) y llegando a usar la tecnología *spar* para grandes profundidades.

Por ello se debe insistir en la gran influencia del sector petrolífero en el desarrollo del sector eólico marino, sin su ayuda la industria eólica marina todavía estaría dando sus primeros pasos.

El sector petrolífero y gaseoso ha participado en el desarrollo en todos los tipos subestructuras fijas utilizadas en la eólica marina para aguas profundas. Junto con la ya mencionada estructura de celosía o *jacket*, este sector también ha desarrollado la estructura fija de tipo trípode. Esta última subestructura de aerogeneradores marinos es objeto del presente proyecto por lo que a continuación se cometan algunas de las aplicaciones de este tipo de estructura en plataformas petrolíferas.

Generalmente las estructuras de tipo trípode se han utilizado en plataformas petrolíferas como estructura intermedia entre la estructura de celosía que llegue del fondo marino y la parte habitable de la plataforma, es decir, como un elemento secundario de transición entre la subestructura marina y la plataforma.

En las siguientes figuras 15 y 16 se muestra la aplicación de la estructura trípode en plataformas marinas. En la figura 15 aparece el concepto de la estructura trípode en la parte de arriba, en la superficie marina.

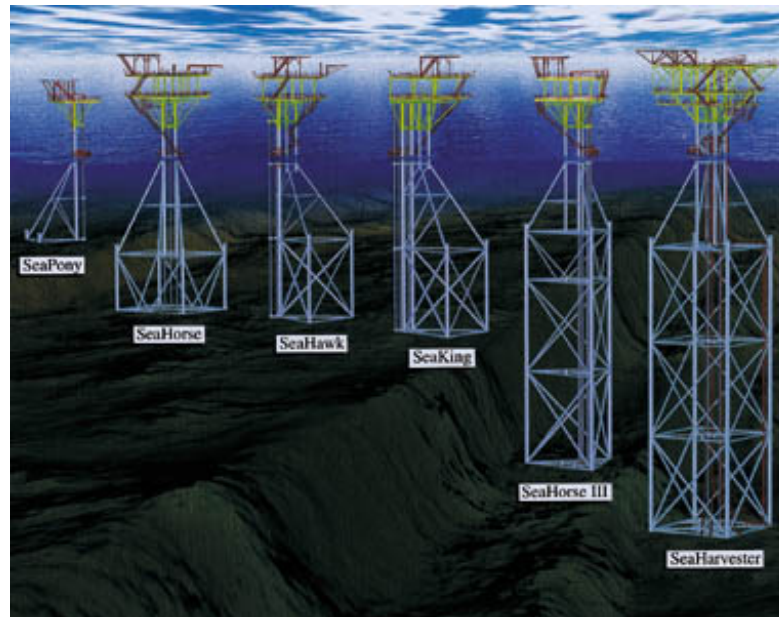


Figura 15: Distintos tipos de subestructuras marinas utilizadas por el sector petrolífero [16].

A continuación se muestra en la siguiente figura una aplicación directa del concepto de estructura trípode desarrollada por la industria petrolífera.



Figura 16: Estructura trípode utilizada por el sector petrolífero [16].

Como se puede apreciar en las figuras anteriores, la forma estructural de los brazos no es exactamente la misma que en una estructura trípode de un aerogenerador marino, pero el concepto es el mismo, siendo la estructura trípode de una turbina marina una aplicación directa de las estructuras trípodes utilizadas en la industria petrolífera.

A continuación se citan algunos aspectos muy importantes en los que la industria petrolífera ha ayudado al sector eólico marino:

- Conocimiento de las cargas marinas que actúan sobre la estructura.
- Tipo de unión que se debe utilizar.
- Tratamientos a los que hay que aplicar los materiales sumergidos para evitar la corrosión.
- Tecnologías de cimentación.
- Conocimiento de la geología marina.
- Métodos y buques de instalación de plataformas marinas.

A pesar de todas las ventajas aportadas por la tecnología petrolífera, existen diferencias importantes entre este sector petrolífero y el eólico.

La siguiente tabla muestra una comparación entre los requerimientos de diseño de plataformas petrolíferas y eólicas marinas.

Requerimientos de diseño	Plataforma eólica	Plataforma petrolífera
<i>Numero de unidades producidas</i>	1000	Habitualmente una
<i>Ratio de personal</i>	Únicamente para mantenimiento	Viven en la plataforma
<i>Ubicación y precisión en localización</i>	baja	alta
<i>Riesgo de explosión</i>	Identificado en zonas concretas	Extenso
<i>Requerimientos de estabilización dinámicos</i>	Se permiten movimientos importantes	Los movimientos tienen que ser limitados
<i>Riesgos ante fallos</i>	Pérdida de inversiones y aprovechamiento energético	Fugas de petróleo y riesgo para las personas que están en la plataforma
<i>Profundidad habitual</i>	12,9- 182,88 m (teórico)	0,457 – 2,438 km

Tabla 2: Diferencias entre el *offshore* eólico y el *offshore* de hidrocarburos, [2].

Con esta tabla se pueden apreciar las distintas necesidades de cada sector. Aunque existen muchas necesidades comunes en los dos sectores, en las que la eólica se apoya en la experiencia de sector petrolífero. Pero existen otras muchas necesidades en las que la industria petrolífera no puede ayudar tan directamente al mundo eólico marino, por lo que deben de ser desarrolladas por la industria eólica.

3.4. Desarrollo futuro

Uno de los primeros pasos que se deben dar en el futuro es dar el salto de los parques experimentales a los parques comerciales marinos. Para ello se deberán desarrollar y certificar las actuales subestructuras fijas utilizadas en aguas profundas (trípode y *jacket*) en los distintos parques europeos experimentales como Alfa Ventus (Alemania).

Pero no será suficiente con certificarlas sino que los fabricantes deberán disminuir tanto los costes de fabricación como de instalación. En este aspecto la estructura trípode como se ha mencionado en el apartado 3.2, tiene una ventaja frente a la de celosía, ya que al utilizar menor cantidad de material en su fabricación, es algo más barata que la estructura de tipo celosía.



Figura 17: Imagen simulada de un parque eólico marino del futuro [1].

Al margen de la importancia de desarrollar las subestructuras fijas marinas, el futuro de la eólica marina de muchos países del mundo pasa por desarrollar las subestructuras flotantes. Este tipo de subestructuras, elimina la limitación de construir parques eólicos marinos en aguas profundas y lejos de la costa, aumenta muchísimo en número de emplazamientos posibles para la construcción de parques eólicos marinos. Por ello muchas de las empresas europeas están invirtiendo en la investigación de subestructuras flotantes.

Uno de los países más interesados en el desarrollo de este tipo de subestructura es España. Las características de la plataforma continental que hay más allá de las costas españolas, hace que sean muy escasos los emplazamientos que permiten construir parques eólicos marinos con los aerogeneradores actuales a menos de 50 metros de profundidad. En las costas españolas la profundidad de las aguas aumenta de manera muy rápida a medida que se aleja de la costa.

Esto limita la utilización de subestructuras fijas en toda la península Ibérica por lo que en caso de instalar aerogeneradores marinos deberán ser instalados sobre estructuras flotantes. Se espera que España instale la innovadora tecnología de boya *spar* en sus costas para el año 2015.

En España existen ya dos parques eólicos propuestos, en Galicia y Cádiz, ya que son dos emplazamientos idóneos debido al carácter constante del viento existente. La construcción de los mismos dependerá de muchos factores que se comentan más adelante. El delta del Ebro es otro buen emplazamiento para promover parques eólicos marinos en España, pero la fuerza del sector turístico en toda la costa Mediterránea prohíbe la construcción de parques eólicos en toda la costa, debido al impacto visual que estos producen.

Para poder desarrollar el sector eólico marino y que llegue a ser un sector con fuerza en Europa, se deberán tener en cuenta el desarrollo en los distintos campos que se citan a continuación:

- **Planificación espacial de la energía eólica marina y desarrollo de la red**, para que un parque eólico marino ubicado en la región marítima de un país pero que esté situado más cerca de la costa de otro país, pueda realizar la conexión eléctrica con la costa más cercana al parque para disminuir así los costes.
- **Construcción de la red eléctrica europea marina**, que sirva como interconector entre todos los países involucrados en la Unión Europea.
- **Planificación de la inversión y financiación de la red eléctrica europea.**
- **Estandarización de los procesos de instalación y desarrollo de turbinas específicas marinas desde la cadena de suministro.**
- **Disponibilidad de buques utilizados para la instalación de aerogeneradores y subestructuras.**



Figura 18: Instalación de un aerogenerador marino en alta mar [1].

4. Estado de arte en el diseño de estructuras marinas

4.1. Introducción

Hasta la fecha la mitad de los parques eólicos marinos están en Europa. Sin embargo, dos países fuera de Europa, Estados Unidos y China, están interesados en explotar su potencial energético del viento marino, contratando a compañías europeas las cuales les proporcionarán las tecnologías desarrolladas, experiencias acumuladas, planificación de proyectos, y conocimientos en infraestructuras y en la instalación de equipos.

La industria eólica marina se encuentra todavía en una fase temprana de su evolución. Existen parques comerciales marinos en Europa pero únicamente en emplazamientos de poca profundidad y cerca de la costa. Son parques en los que se utilizan sobre todo subestructuras monopilote y de gravedad, como se ha mencionado en el apartado 3.2.

Existen en Europa varios parques marinos experimentales. Entre todos los parques eólicos marinos europeos experimentales, Alfa Ventus (Alemania) es el más importante de subestructuras fijas para aguas profundas (alrededor de 50 metros de profundidad), ya que poseen 12 turbinas de 5 MW cada una, con 6 subestructuras de tipo trípode y 6 de tipo celosía. Una vez que estas subestructuras sean certificadas, se espera que en el futuro sean las principales subestructuras fijas marinas instaladas en parques marinos con profundidades de hasta los 50 metros [5].



Figura 19: Parque eólico marino Alfa Ventus (Alemania) [5].

En cuanto a las estructuras flotantes también se encuentran en fase experimental pero se espera un gran impulso de este tipo de subestructura en los siguientes años debido a la importancia de las mismas.

Los parques experimentales europeos no sólo se están utilizando para comprobar los nuevos diseños de las subestructuras marinas y aerogeneradores de última generación (5 MW), también se están estudiando todos los componentes y factores de un parque eólico marino: red eléctrica marina, mantenimiento de las turbinas, accesibilidad a los parques, problemas medioambientales, posibles aplicaciones de sinergias como la acuicultura o

desaladoras, capacidad y métodos de los buques de instalación, capacidad del personal de trabajo, etc.

Por otro lado, el grupo de encuentro a nivel mundial llamado “Offshore Code Comparison Collaboration” (OC3), está llevando a cabo un estudio y valoración de los códigos utilizados en el cálculo de estructuras marinas en el sector eólico marino. Hoy por hoy, no existe en todo el mundo ningún paquete informático que disponga de un módulo de cálculo de cargas de olas bueno y otro módulo de cálculo de cargas de viento acoplados que resuelva las tensiones producidas en la estructura debido a las carga del viento y olas. El programa de cálculo de cargas de olas Bladed (GL), sí que tiene un módulo de cálculo hidrodinámico pero todavía, no representa las cargas marinas tan bien como lo hacen programas como Sesam, diseñados para cálculos hidrodinámicos.

La carga generada por el viento se calcula mediante programas como Fast (código libre), Bladed (GL, Garrad Hassan) o Flex5 (Universidad Técnica de Dinamarca). Por otro lado las cargas generadas por las olas o cargas marinas se calculan con programas como Poseidon (Germanischer Lloyd) o Sesam (DNV software), códigos desarrollados por el sector petrolífero y gaseoso.

	FAST	Bladed	FLEX5	ADAMS	HAWC2
Code Developer	NREL	GH	DTU / SWE	MSC / NREL	Rise
OC3 User	NREL, CENER	GH, CENER	SWE	NREL	Rise
Aerodynamics					
Loading Model	BEM, GDW	BEM, GDW	BEM	BEM, GDW	BEM, GDW
Hydrodynamics					
Wave Kinematics	Airy*, UD	Airy*, Stream	Airy*, Stream, UD	Airy*, UD	UD
Loading Model	ME ^{1,2,3} , PF, UD	ME ^{1,2,3}	ME ^{1,2,3,4}	ME ^{1,2,3} , PF, UD	ME ^{1,2,3}
Control System (Servo)					
Implementation	DLL, UD, SM	DLL	DLL, UD	DLL, UD	DLL, UD
Structural Dynamics (Elastic)					
Analysis Method	Modal / MBS	Modal / FEM	Modal / FEM	MBS	MBS / FEM
Support Structure Types	GB, MP, FL ^{1,2,3,4}	GB, MP, SF, FL ¹	GB, MP, SF, FL ¹	GB, MP, SF, FL ^{1,2,3,4}	GB, MP, SF, FL ¹
Foundation Models	AF, CS, DS, UD	AF, CS, DS	AF, CS, DS, UD	AF, CS, DS, UD	AF, CS, DS, UD
AF	- apparent fixity length (i.e., cantilevered beam)	FL ^{1...n}	- floating platform of type 1) spar buoy 2) tension leg platform 3) barge 4) hybrid concept	MP	- monopile
Airy*	- Airy wave theory with free surface effect corrections	MBS	- Morison equation for calculation of term 1) viscous drag and inertia 2) added mass 3) relative kinematics 4) slam 5) slap 6) breaking wave impact 7) MacCumy-Fuchs	MSC	- MSC Software Corporation
BEM	- blade-element / momentum			PF	- linear potential flow with radiation and diffraction
CS	- coupled springs at mudline			SF	- arbitrary space frame
DLL	- external dynamic link library			SM	- interface to Simulink® with MATLAB®
DS	- distributed springs			UD	- implementation through user-defined subroutine available
DTU	- Technical University of Denmark				
GB	- gravity base				
GDW	- generalized dynamic wake				
FEM	- finite-element method				

Tabla 3: Resumen de las capacidades Aero-Hidro-Servo-elásticas de los diferentes modelos [14].

El paquete informático Sesam, no contiene un módulo que represente de manera efectiva las cargas de viento, por lo que en el presente proyecto, únicamente se han tenido en cuenta las cargas marinas. En el apartado 5, se explicará con más detalle cómo se realiza el cálculo de una estructura marina utilizando dos módulos de cálculo diferentes, para el cálculo de las dos principales cargas, de ola y viento.

Por lo tanto, uno de los objetivos principales de la OC3, es conseguir códigos acoplados de cálculo de estructuras marinas para la industria eólica, es decir, programas de cálculo de

estructuras que dispongan de un módulo de cálculo de cargas de viento y otro módulo que represente las cargas marinas, permitiendo realizar un cálculo estructural en el cual se puedan combinar al mismo tiempo las cargas de ola y viento.

Otro campo muy importante en los que el sector eólico está trabajando es, la previsión y medición de las condiciones de viento y marinas de los distintos emplazamientos. Para poder diseñar correctamente una subestructura marina es necesario simular o representar de la manera más realista posible las cargas de viento y mar. Para ello se deberán tener buenos datos de las condiciones ambientales del emplazamiento.

Además, conociendo la previsión de viento en los parques eólicos, se conocerá la producción eléctrica que generarán los aerogeneradores de los parques, pudiendo de esta manera hacer una planificación de funcionamiento de las distintas fuentes de energías en función de la demanda.

En el caso de las cargas marinas, se miden mediante boyas marinas, que registran la elevación de la superficie marina (ver figura 20).



Figura 20: Boya de medición de la elevación de la superficie marina [17].

Para medir las condiciones de viento de un emplazamiento existen dos tipos de dispositivos: mediante anemómetros instalados en torres a las distintas alturas que se quieran obtener los datos y una nueva tecnología de medición llamado *Lidar (Light Detection And Ranking)*.

A continuación se muestra una figura, donde aparece la torre de medición de viento mediante anemómetros en alta mar, a 45km del norte de Borkum ($54^{\circ} 0,86'N$, $6^{\circ} 35,26'E$) llamada Fino 3. La torre tiene una altura de 103m y se encuentra sobre una profundidad marina de 30m. Contiene anemómetros a ocho alturas diferentes (33-103m), con el objetivo de conocer el perfil de viento del emplazamiento.



Figura 21: Estación de medición Fino 3 [18].

Desarrollo de la eólica marina en función de la profundidad de las aguas y distancia a la costa [1]

Debido al desarrollo en las tecnologías y experiencia obtenidas, la industria eólica marina podrá moverse a aguas más profundas y a mayor distancia de la costa. Los parques eólicos marinos irán gradualmente superando la actual dotación llamada 20:20 (20km de distancia a la costa y 20m de profundidad). La siguiente figura 35 muestra como la mayoría de los parques desarrollados actualmente se encuentran en esta franja de 20:20.

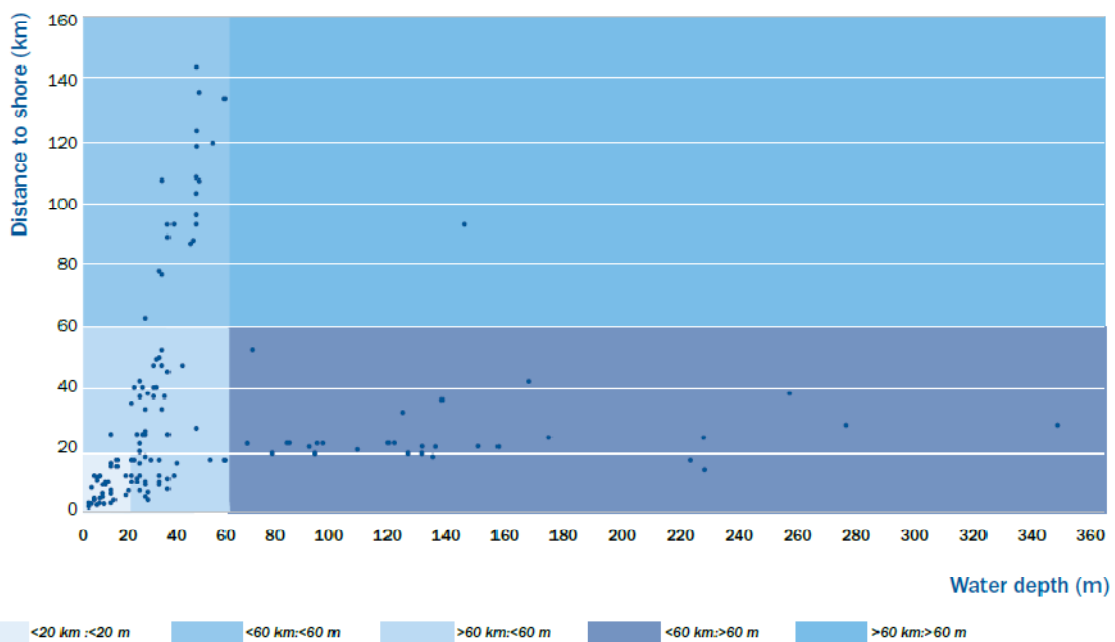


Figura 22: Desarrollo de la industria eólica marina en términos de profundidad marina (m) y distancia de la costa (km) [1].

Además en este diagrama se puede apreciar como se espera que sea la futura tendencia de desarrollo del sector eólico marino hasta el 2025. A continuación se realiza un análisis de la figura 22 (identificación de tendencias).

<20km; <20m:

Actualmente los parques eólicos operativos tienen una tendencia a ser construidos no más lejos de 20km desde la costa y a profundidades no mayores de 20m.

<60km; <60m

La actual dotación 20:20 se extenderá en la mayoría de los parques eólicos no a más de 60km desde la costa ni a más de 60m de profundidad.

>60km; <60m

El desarrollo lejos de la costa, conocido como *Far Offshore*, el cual incluye las zonas actuales de desarrollo (las ilustradas en esta figura 35 corresponden con los resultados obtenidos en Alemania, Alpha Ventus), e incluirán en el futuro la tercera fase de Reino Unido (ampliación del parque Beatrice de Escocia), caracterizados por estar a más de 60km de la costa y en profundidades entre 20 y 60m. El problema de este tipo de ubicación es la complejidad de llevar la red eléctrica a tanta distancia de la costa.

<60km;>60m

Esta zona es conocida como *Deep Offshore*, lo cual significa zona profunda cerca de la costa. Se basa en proyectos propuestos por la EWEA los cuales se desarrollarán usando tecnología de plataformas flotantes durante el curso de la siguiente década, sin superar la distancia de 60km respecto de la costa.

>60km; >60m

La denominada *Deep Far Offshore*, parques marinos a grandes profundidades y grandes distancias a la costa, mostrados en el diagrama de dispersión, combina el problema de las dificultades de llevar la red eléctrica (*far offshore*) a gran distancia con el problema añadido de tener que situar las turbinas sobre plataformas flotantes debido a las grandes profundidades (*deep offshore*).

4.2. Especificaciones de diseño. Normativa y regulación vigente.

La norma de referencia que define todas las especificaciones de diseño de una estructura marina es la norma redactada por API (*American Petroleum Institute*), llamada *Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms-Working Stress design*. Esta norma es la utilizada por todos los diseñadores de estructuras marinas para certificar las estructuras, ya que es una norma desarrollada por el sector petrolífero y gaseoso, y debido a la experiencia de este sector en el mar es la norma más utilizada en este campo. Esta norma API RP 2A-WSD, se revisa cada cinco años y cada dos años se van añadiendo nuevas especificaciones.

La norma API, sirve como guía para diseñadores que están interesados en el diseño y construcción de una nueva plataforma marina o para la relocalización de una plataforma existente usada para extracción o almacenamiento de hidrocarburos en áreas marinas.

Pero la norma API tiene importantes limitaciones de diseño para estructuras marinas utilizadas para la instalación de aerogeneradores, ya que no es una norma específica para este campo. En este caso las cargas de viento son uno de los elementos claves y más importantes del diseño por lo que deben estar bien especificadas. La norma API no realiza una especificación de cargas de viento suficiente, debido a que en el sector petrolífero este tipo de cargas no son tan importantes como en la industria eólico marina.

Conociendo la deficiencia de la norma API para definir las cargas de viento, se utiliza la norma que especifica las condiciones de un aerogenerador marino (IEC 61400-3) para la definición de las cargas de viento. La norma IEC 61400-3, es la tercera parte de la norma IEC-61400 y como sus siglas indican está redacta por *Internacional Electrotechnical Commission*.

Esta parte de la norma IEC 61400 especifica los requerimientos adicionales para la evaluación de las condiciones extremas en un emplazamiento en alta mar donde se instale un aerogenerador marina y además se especifican los requisitos esenciales de diseño para asegurar la integridad de los aerogeneradores marinos. Su objetivo es proporcionar un nivel adecuado de protección durante la vida útil del aerogenerador.

Además de ocuparse de la integridad de los componentes estructurales de una turbina eólica en el mar, esta norma IEC 61400-3 también se ocupa de subsistemas tales como los mecanismos de control y protección, de los sistemas eléctricos y sistemas mecánicos.

Los requerimientos de diseño especificados en esta norma no son suficientes para garantizar la integridad de la subestructura marina sobre la cual se instala el aerogenerador. Por ello es conveniente utilizar la norma IEC 61400-3 para especificar las cargas de viento sobre el aerogenerador, las cuales generaran sus correspondientes tensiones en la subestructura marina. Pero para definir las cargas del mar y otras condiciones ambientales a la cuales está expuesta la subestructura, se tendrán en cuenta las especificaciones de diseño citadas en la norma API.

Por lo tanto, para realizar el diseño de una estructura marina para el sector eólico, se deben tener en cuenta tanto las especificaciones de diseño de la norma API como las de la norma IEC 61400-3. Estas son las normas exigidas por las empresas certificadoras como GL, por

lo que son las normas principales en las que los diseñadores de subestructuras marinas se deben basar.

A continuación se citan a groso modo las especificaciones de diseño que se deben tener en cuenta a la hora de diseñar una subestructura marina de una turbina eólica. Estas especificaciones han sido obtenidas de las dos normas mencionadas anteriormente, norma API y norma IEC 61400-3.

- Criterios de diseño y procedimientos (condiciones de carga).
- Diseño estructural del acero.
- Conexiones.
- Fatiga.
- Diseño de la fundación o cimentación.
- Otros componentes estructurales y sistemas.
- Materiales.
- Soldaduras.
- Sistemas eléctricos.
- Fabricación.
- Transporte e Instalación.
- Diagnóstico de plataformas existentes.
- Cargas accidentales.

Para conocer todas las especificaciones de diseño más detalladamente se debe acudir a las dos normas mencionadas anteriormente, API [3] y IEC 61400-3 [4], bajo las que en el presente proyecto se diseña una subestructura de tipo trípode para un aerogenerador marino.

4.2.1. Criterios de diseño

La subestructura marina debe ser diseñada para que soporte cargas estáticas, cíclicas y transitorias, sin tener deformaciones o vibraciones excesivas de la estructura marina.

Los criterios de diseño utilizados incluyen todos los requisitos operativos y datos ambientales (cargas del entorno, etc.) que podrían afectar al diseño detallado de la subestructura.

Las condiciones de diseño de las cargas del entorno son aquellas fuerzas impuestas a la estructura por el evento de diseño seleccionado. Mientras, las condiciones operacionales de cargas del entorno son aquellas fuerzas impuestas sobre la estructura por un evento menor, el cual no es demasiado grave como para restringir el funcionamiento normal del aerogenerador.

El diseñador debe obtener un conjunto de datos que definan las condiciones meteorológicas y oceanográficas. Es importante que este conjunto de datos haya sido medido por un especialista de la materia, debido a la importancia de los mismos.

Una vez obtenidos el conjunto de datos que describe la meteorología del emplazamiento se deben analizar estadísticamente para conseguir las condiciones ambientales normales y extremas del emplazamiento:

1. Condiciones ambientales normales (condiciones que se espera que ocurran frecuentemente durante la vida de la estructura).
2. Condiciones extremas (condiciones que se producen muy raramente durante la vida de la estructura), como por ejemplo la máxima ola que pueda aparecer durante 50 años.

Para realizar el cálculo de una estructura marina se deben tener en cuenta todas las cargas que puedan provocar algún tipo de tensión sobre la estructura. Estas pueden ser clasificadas como:

- Peso muerto.
- Cargas Vivas.
- Cargas del entorno.
- Cargas de construcción y transporte.
- Cargas de eliminación y reinstalación.

Las cargas del entorno son cargas impuestas a la estructura por los fenómenos naturales como el viento, corriente marina, olas, crecimiento marino, terremotos, nieve, hielo y movimientos de tierra. Estas incluyen también la variación de la presión hidrostática y empuje causados en los miembros por los cambios de nivel del agua debido a las olas y las mareas, y deben preverse desde cualquier dirección a menos que se conozcan las condiciones específicas del entorno.

Diseño de las condiciones de carga

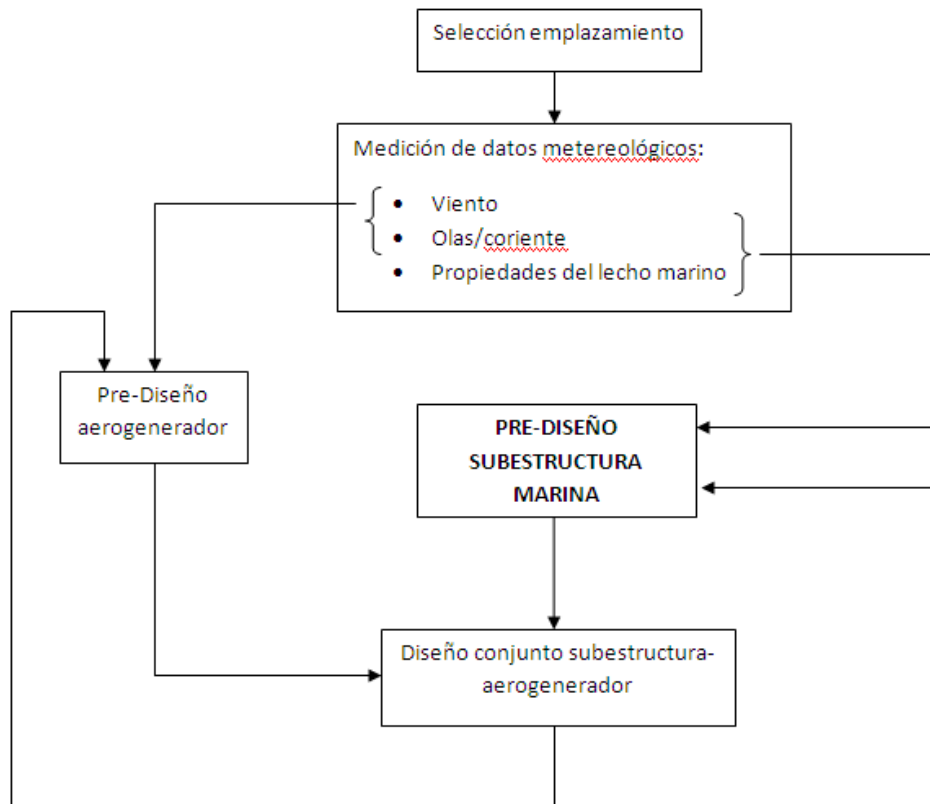
La estructura marina debe ser diseñada para unas apropiadas condiciones de carga. Las condiciones de carga deben incluir condiciones del entorno combinadas con las cargas vivas y peso muerto de la siguiente manera:

1. Condiciones de entorno de funcionamiento combinadas con cargas muertas y cargas máximas vivas adecuadas al funcionamiento normal de la turbina.
2. Condiciones de entorno de funcionamiento combinadas con cargas muertas y cargas mínimas apropiadas al funcionamiento normal de la turbina.
3. Condiciones de diseño del entorno con cargas muertas y cargas máximas vivas adecuadas para combinar con condiciones extremas.
4. Condiciones de diseño del entorno con cargas muertas y cargas mínimas vivas adecuadas para combinar con condiciones extremas.

Las cargas del entorno, con la excepción de las cargas producidas por los terremotos, deben ser combinadas de manera coherente con la probabilidad de las ocurrencias simultáneas durante el estado de carga considerado.

4.2.2. Proceso del diseño de la subestructura marina

En el diagrama que se muestra a continuación, aparecen los diferentes pasos que se deben dar para llevar a cabo el proceso de diseño de una estructura marina:



El diseño de una subestructura debe realizarse junto con el diseño del aerogenerador. Estos dos diseños siempre deberán estar relacionados. Para ello deben conocerse tanto las cargas de viento como la de olas, junto con otras propiedades marinas.

4.3. Caracterización de solicitaciones en una estructura marina

Las principales solicitaciones que debe soportar una estructura *offshore*, como se mencionó en el anterior apartado, son cargas impuestas a la estructura por los fenómenos naturales como el viento, corriente marina, olas, crecimiento marino, terremotos, nieve, hielo y movimientos de tierra (ver figura 23).

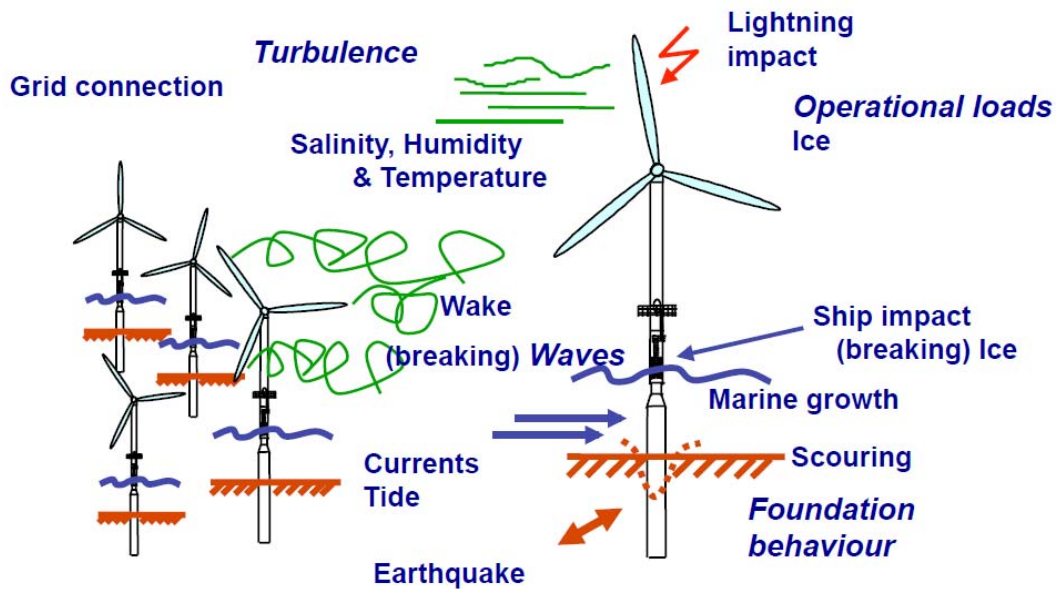


Figura 23: Cargas ambientales que debe soportar un aerogenerador marino.

En el caso del presente proyecto final de carrera, únicamente se tendrán en cuenta aquellas cargas que el paquete informático Sesam permita introducir, como son las cargas de olas, crecimiento marino, presiones hidrostáticas, empuje y cargas de viento únicamente para el análisis de carga última.

A continuación se explican los fundamentos de las cargas de mayor contribución, es decir, acciones de las olas y del viento.

4.3.1. Acciones debidas a las olas [6]

El origen de las olas marinas así como las fuerzas que predominan en su generación y en su propagación son muy diversas por lo que el rango de períodos de estas oscilaciones es amplísimo, desde unas décimas de segundo (olas capilares) hasta varios años (olas debidas a cambios climáticos globales).

La figura 24 muestra esquemáticamente la distribución de la densidad de energía de las olas marinas, en función de sus periodos y frecuencias, así como las principales fuerzas perturbadoras y restauradoras que actúan en cada caso.

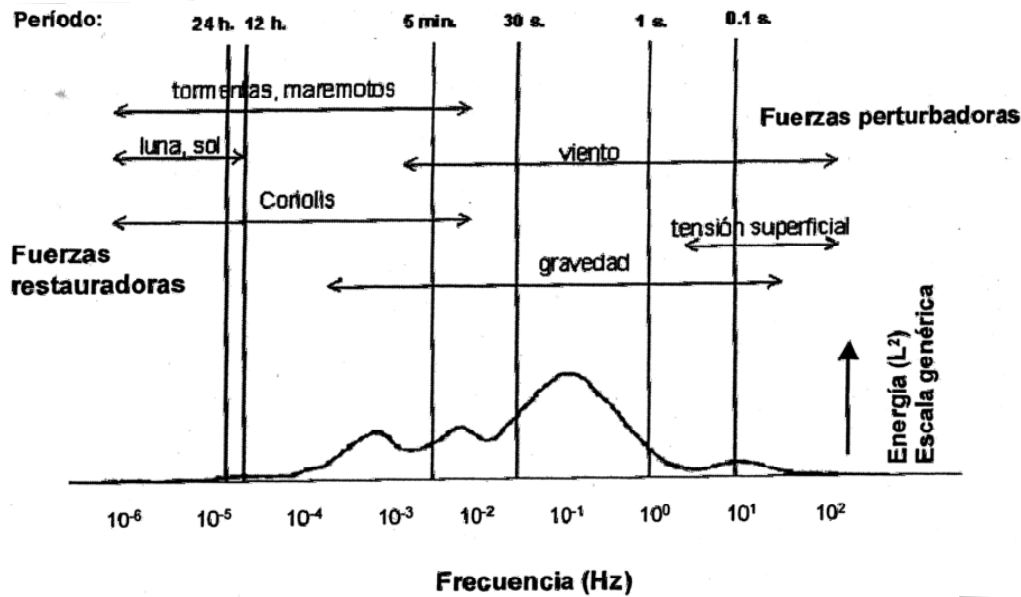


Figura 24: Esquema de la distribución de energía de las olas marinas [6].

Las olas de viento, con períodos entre unos pocos segundos y unas pocas decenas de segundos, son la manifestación de la energía cedida por el viento al agua de mar.

Enfoque probabilístico para la descripción local y a corto plazo de un mar irregular

En este apartado se estudia por pasos muy someramente los fundamentos en los que se basan los métodos actuales para describir, localmente y a corto plazo, la superficie irregular del mar, es decir, conseguir una representación de la “elevación de la superficie marina”. Para conocer con más rigor los fundamentos de esta apartado acudir a la referencia 6.

1. Si la superficie del mar pudiera describirse mediante una función determinista del espacio y del tiempo, probablemente el estudio del comportamiento de una estructura en el mar se hubiese reducido a la resolución de una especie de problema de movimientos armónicos forzados y amortiguados.
2. Como no se puede encontrar una función determinista del espacio y del tiempo, hay que considerar la elevación del mar como un proceso aleatorio que depende del espacio y del tiempo.
3. La descripción de un proceso aleatorio es complicado, pero se hace más asequible si el proceso es estacionario (no depende del tiempo), homogéneo (no depende del espacio) y ergódico (caracterizado por una muestra adecuada).
4. Si se limita el problema a describir el mar localmente y a corto plazo se admite que el proceso aleatorio “elevación del oleaje” es homogéneo, estacionario y ergódico. Es decir, se admite que, durante unas tres horas y en un círculo de unas 60 millas de diámetro, las condiciones del mar permanecen constantes, no desaparecen olas ni se crean otras nuevas.

5. La ergodicidad permite caracterizar el mar, siempre localmente y a corto plazo, mediante un solo registro de la elevación del oleaje. A partir de este registro se puede obtener la función de autocorrelación y, de ella, la función de densidad espectral (espectro de energías del mar) que es la transformada inversa de Fourier de dicha función de autocorrelación.
6. Esta función de densidad espectral o simplemente espectro, indica el reparto de la densidad de energía del mar para cada una de las distintas frecuencias y direcciones de sus componentes. A partir del espectro también se puede calcular la densidad total de energía del mar, mediante integración.
7. Por otro lado, la elevación del mar se puede describir de una forma muy compacta, como cualquier otra función periódica, mediante el análisis de Fourier. Es decir, el mar puede describirse como suma de “muchas” olas de “todas” las frecuencias y direcciones de propagación posibles.
8. Así se genera el modelo de Longuet-Higgins (explicado en el siguiente apartado) que permite describir, siempre localmente y a corto plazo, la superficie del mar como suma de “muchas” olas independientes sinusoidales o regulares.
9. La aleatoriedad del proceso la darían los desfases, equiprobables (uniformemente distribuidos) y generalmente distintos para todas y cada una de las olas componentes del mar. La ergodicidad se garantizaría al asumir que todas las olas componentes del mar permanecen en él durante el tiempo y en la zona del mar considerado.
10. Se demuestra que una ola sinusoidal, con una amplitud, un número de onda y una frecuencia fijas, pero con un desfase aleatorio y equiprobable, se puede considerar un proceso estacionario, homogéneo y ergódico. También se demuestra lo mismo para una suma de muchas olas regulares siempre que se consideren independientes unas de otras.
11. Así, la superficie del mar se puede ver como una variable aleatoria formada por la suma de muchas otras (cada ola componente del mar) independientes entre sí.
12. Entonces, el teorema del límite central permite admitir, y la experiencia razonablemente avala, que la elevación del oleaje responde a una distribución de Gauss o normal. Una vez más, felizmente, la naturaleza demuestra su tendencia a comportarse de acuerdo con la estadística de Gauss.
13. La densidad total de energía del mar será igual a la suma de las energías de sus olas componentes.
14. Por último, pero no menos importante, es el hecho que este enfoque es totalmente compatible con la hidrodinámica clásica y que, por lo tanto, mantiene su significado físico. De hecho la teoría lineal de olas de Airy constituye el ladrillo con el que se construyen las formas espectrales.

La superficie del mar se puede describir en tres dominios:

- El **dominio del espacio y del tiempo**, el de mayor significado físico que se cubre por medio de la hidrodinámica clásica. En este caso el mar se representa por un conjunto de olas sinusoidales y por una dirección de propagación.
- El **dominio de la frecuencia** facilita una descripción muy compacta del mar y el cálculo, relativamente cómodo, de la dinámica de las estructuras marinas. Este dominio, especifica un mar irregular mediante un espectro de energías.
- El dominio de la estadística que dota de significado práctico a los resultados de los cálculos realizados en los otros dos dominios.

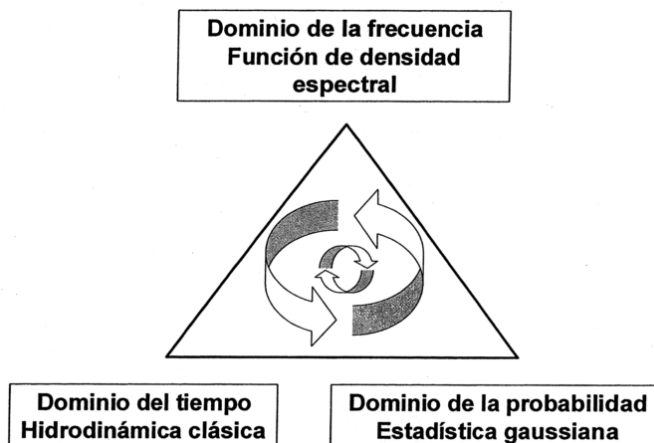


Figura 25: Dominios de interés [6].

Se dispone entonces de tres dominios de cálculo distintos para cuantificar un mismo fenómeno, pudiéndose trabajar en uno u otro según resulte más conveniente en cada momento.

En el caso del presente proyecto se ha decidido utilizar el dominio de la frecuencia para llevar a cabo el cálculo de la fatiga que produce el mar sobre la estructura. Para realizar un cálculo de fatiga creado por el mar durante 20 años, como es el caso del cálculo realizado sobre la estructura trípode, son necesarios una gran cantidad de datos que simulen la elevación de la superficie del mar de una manera realista e intentando acercarse lo máximo posible al comportamiento real del mar.

Con el dominio de la frecuencia se consigue describir el mar de una manera factible compactando la cantidad de datos que lo describe, consiguiendo disminuir el coste computacional. Por este motivo, el dominio de la frecuencia resulta ser el más adecuado para realizar el cálculo de la fatiga de una estructura marina producida por el mar.

La energía del mar en el dominio de la frecuencia se representa mediante un espectro de energías (distribución de Gauss) que representa toda la energía de un mar irregular a corto plazo. Por ello, en los siguientes apartados se explica más detalladamente la forma de un espectro de energías de un mar irregular.

Modelo de Longuet-Higgins

Este modelo resulta muy adecuado e intuitivo ya que describe la superficie del mar como suma de las elevaciones o elongaciones de “muchas” olas sinusoidales independientes (teoría de Airy), cada una con una amplitud, con una frecuencia y con un sentido de propagación determinados. La aleatoriedad de la superficie se garantiza al hacer que los desfases de cada una de las olas sean aleatorios, y la estabilidad o coherencia física del modelo suponiendo que se dan “todas” las frecuencias y sentidos de propagación posibles y que ambos varían de una forma continua.

Esta hipótesis resulta fácil de entender si se recuerda el análisis de Fourier que permite describir una serie temporal periódica en el dominio de la frecuencia, como suma de “muchas” funciones en seno y en coseno de los múltiplos de una frecuencia fundamental (armónicos) afectados por una serie de coeficientes.

Este modelo de Longuet-Higgins se basa en considerar una ola sinusoidal como un proceso aleatorio.

Como se explica en los siguientes puntos, el análisis de Fourier es la herramienta básica que permite formular el modelo de Longuet-Higgins para describir la elevación del oleaje.

Forma espectral

La superficie del mar es una función del espacio y del tiempo. Si se tiene una muestra de la misma que caracterice convenientemente este proceso aleatorio ergódico, se puede aplicar el análisis de Fourier para describir adecuadamente dicha superficie en el dominio de la frecuencia y del número de onda.

Existen distintos tipos de espectros, pero el espectro unidimensional local de energía es el de uso más corriente, obteniéndose a partir del registro de una sola boya escalar que sólo mide las elevaciones en un punto del mar. En esta circunstancia el problema de descripción del mar se simplifica al considerarlo un proceso aleatorio que sólo depende del tiempo. En este caso, la función de densidad espectral o espectro escalar correspondiente depende únicamente de la frecuencia.

Es evidente que al trabajar con el espectro unidimensional local de energía se pierde la información sobre los sentidos de propagación del oleaje que se ha de suponer de cresta larga o bidimensional: todas las olas se propagan paralelas entre sí en un mismo sentido y la anchura de sus crestas es grande en comparación con la longitud de las olas. Esta limitación se soslaya aplicando a este espectro funciones empíricas de esparcimiento del oleaje para representar más fielmente la superficie del mar.

A continuación se muestra el espectro de energía en función de las frecuencias de las olas componentes, mientras que la parte inferior representa estas olas en el dominio del tiempo. De esta manera se pasa de un conjunto de olas sinusoidales en el dominio del tiempo a un espectro de energía en el dominio de la frecuencia, aplicando el análisis de Fourier.

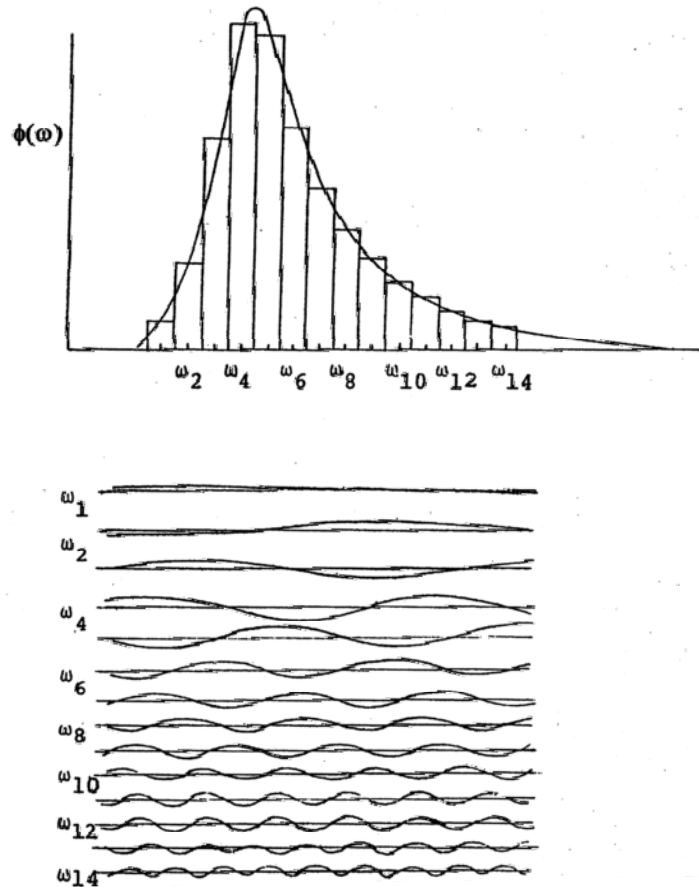


Figura 26: Idea intuitiva de la descripción en el dominio de la frecuencia de un mar irregular de 14 componentes [6].

El proceso más lógico para obtener el espectro consistiría en digitalizar la elevación del oleaje y calcular la correspondiente función de autocorrelación para, posteriormente, calcular la transformada inversa de Fourier de esta función. Sin embargo, actualmente se recurre a métodos más directos para obtener el espectro de energía del oleaje, sin necesidad de calcular la función de autocorrelación, haciendo uso de la transformada rápida de Fourier (FFT), cuyas rutinas están disponibles en cualquier ordenador doméstico.

A continuación se muestran los resultados obtenidos de un ejemplo de la generación de un espectro de energía que represente un mar irregular a corto plazo, partiendo de la serie temporal de la elevación de la superficie marina, obtenida por la boya instalada en el emplazamiento que se quiera representar:

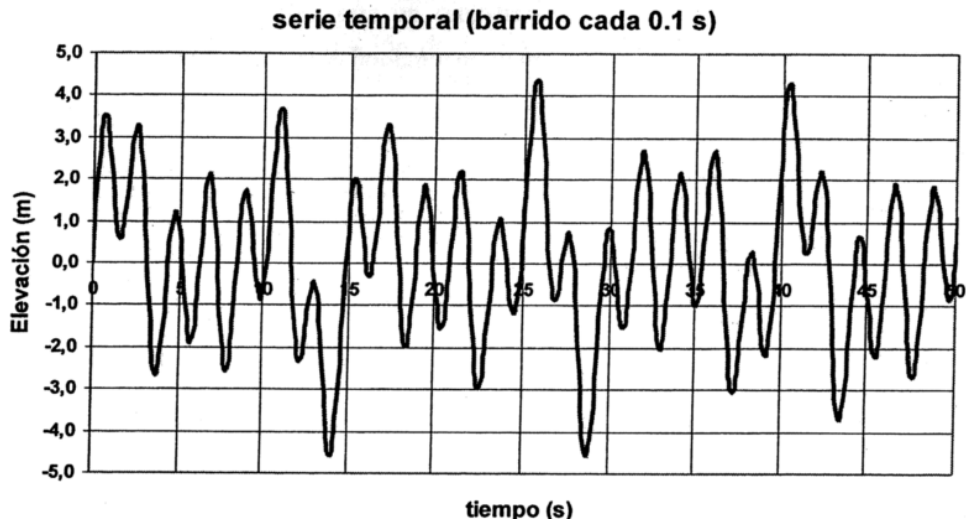


Figura 27: Historia temporal de elevaciones ($\Delta t = 0,1s$) [6].

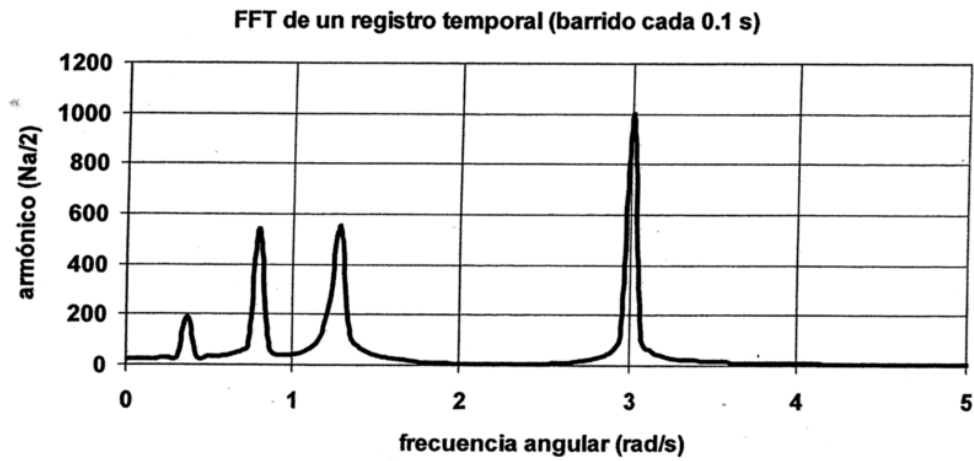


Figura 28: Transformada rápida de Fourier del registro ($\Delta t = 0,1s$) [6].

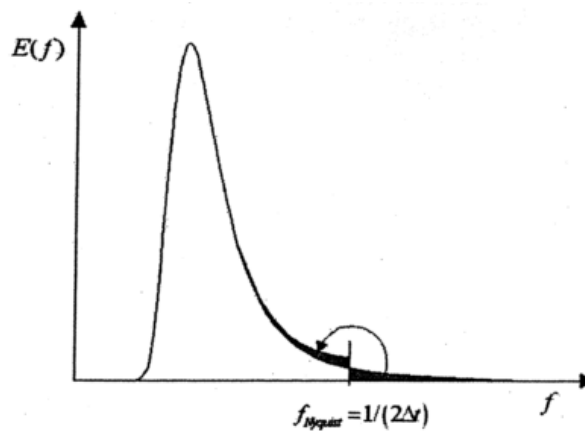


Figura 29: Espectro de energías obtenido [6].

Cada tipo de mar tiene su propio espectro de energías característico. Existen principalmente en Europa dos tipos de espectros de energías, llamados *Jonswap* y *Pierson-Moskowitz*. Este último se utiliza para caracterizar el Mar Mediterráneo, mientras que el espectro de tipo *Jonswap* es utilizado para caracterizar mares más agresivos como el Mar del Norte (ver figura 30).

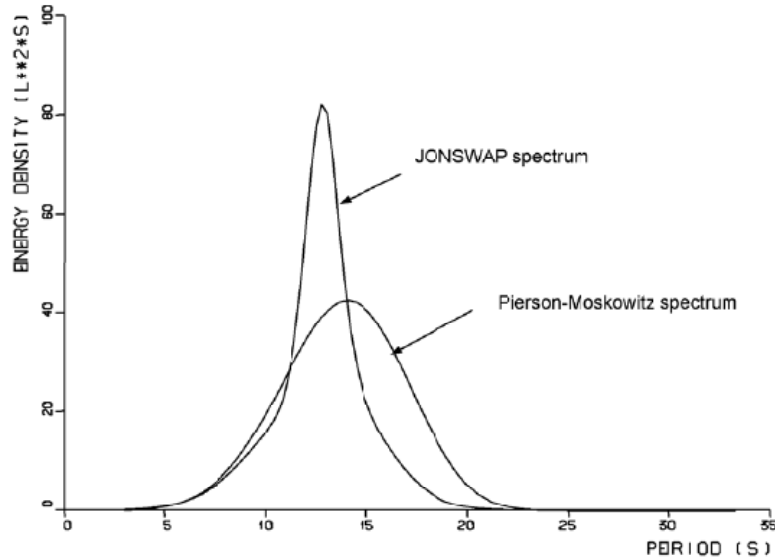


Figura 30: Espectros de olas Jonswap y Pierson-Moskowitz [7].

Una vez definida la forma del espectro de energía para que este quede totalmente definido, se deben de definir las dimensiones de la curva, mediante los valores que definen el pico de la curva del espectro:

- **Altura significativa de ola:** se define como el valor medio del tercio de las mayores alturas del registro. Esto es, una vez ordenadas todas las alturas de dicho registro de mayor a menor, se calcula la media aritmética del primer tercio de la lista.
- **Periodo modal o de pico:** corresponde a la frecuencia asociada a la máxima energía del mar, es decir, al máximo de la función espectral.

Selección de la teoría de olas más adecuada

Existen distintas teorías de olas regulares para la formular la propagación de las olas. Dependiendo de cuál sea el problema que se quiere resolver, una teoría será más adecuada que otras, permitiendo realizar distintas simplificaciones en la representación de la propagación de las olas.

En este sentido, se presenta a continuación un diagrama (ver figura 31) que puede resultar muy útil para realizar la selección de la teoría más adecuada a aplicar en cada caso en, sin simplificar demasiado el problema.

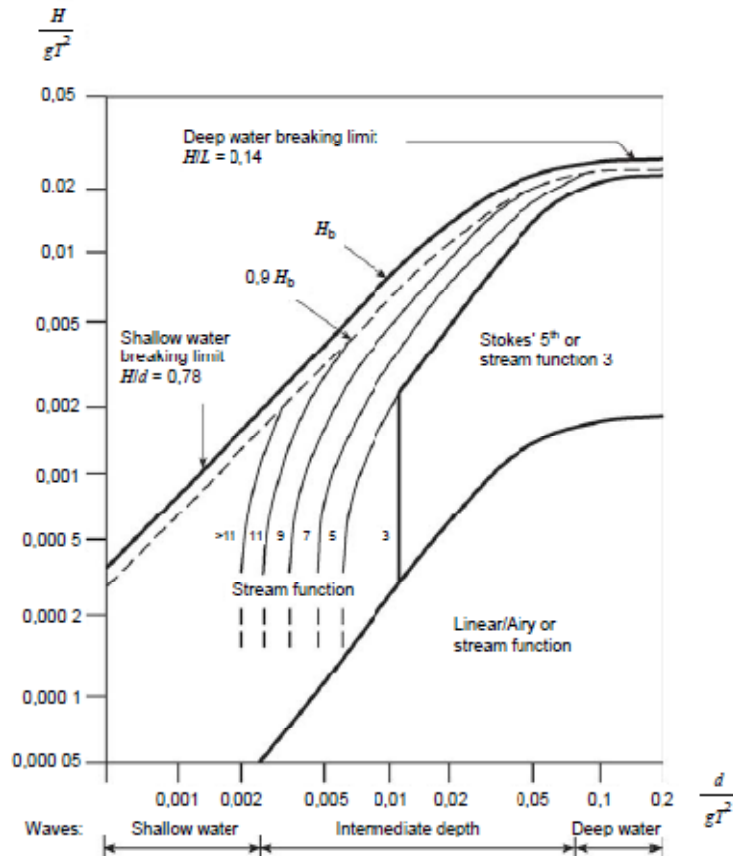


Figura 31: Diagrama para la selección de una teoría de olas regulares [3].

Este diagrama combina las tres características fundamentales de una ola (altura, periodo y profundidad de propagación) para aconsejar las zonas de validez de distintas teorías de olas de acuerdo con la coincidencia de los perfiles teóricos de presión dinámica de las olas con los medidos en laboratorios.

Este gráfico presenta como valor añadido comprobaciones experimentales que demuestran la validez práctica de algunas teorías bastante más allá de los límites que establecen las propias teorías.

En la siguiente tabla se pueden resumir las distintas teorías de olas regulares más importantes:

PROFUNDIDAD	AMPLITUD	TEORÍA
grande	pequeña	Lineal de Airy
grande	grande	Stokes de 3 ^{er} orden
media	pequeña	Airy ó Stokes de 3 ^{er} orden
media	grande	Stokes de 3 ^{er} ó 5 ^o orden
pequeña	pequeña / grande	Cnoidal de 1 ^{er} / 2 ^o orden
muy pequeña	pequeña / grande	Ola solitaria de 1 ^{er} / 2 ^o orden

Tabla 4: Aplicación de distintas teorías de olas [6].

Teoría lineal de Airy

Las olas sinusoidales o de Airy forman el ladrillo elemental con el que se construye el modelo de Longuet-Higgins para la descripción de una mar irregular como suma de muchas olas regulares. La gran ventaja de esta teoría es la linealidad de la misma. Los cálculos de las cargas de olas sobre las estructuras marinas resultan lineales si se representa la propagación de las olas del mar mediante la teoría de Airy.

Por este motivo se utiliza esta teoría de olas, para que todos los cálculos resulten ser lineales, facilitando la resolución del sistema de ecuaciones planteado para resolver las tensiones que aparecen en la estructura debido a las cargas de ola aplicadas.

La teoría de Airy supone que la presión atmosférica es constante sobre la superficie libre del mar, aunque las olas hayan sido generadas por el viento. Además esta teoría no es capaz de detectar el transporte de masa en el sentido de propagación del oleaje, que aunque pequeño, se detecta en la naturaleza. Estos aspectos que podrían ser críticos si se estuviese estudiando, por ejemplo, el mecanismo de generación del oleaje debido a los efectos del viento, resultan poco importantes en el estudio de la dinámica de la estructura marina. Por ello es totalmente válida la utilización de la teoría de Airy para realizar un estudio dinámico de una estructura marina.

Existen métodos más sofisticados que el de Airy (mencionados en el apartado anterior) para describir las olas regulares que se basan en mejorar sus resultados mediante aproximaciones sucesivas o desarrollos en serie de distintos órdenes. Estos métodos sí pueden detectar el transporte de masa y dan un perfil de las olas que se ajusta más a la realidad, proporcionando olas con cresta más picudas y con senos más planos que los que da la teoría de Airy.

Uno de estos métodos más completos son las formulaciones de olas de Stokes con desarrollos de tercer orden. Este tipo de formulación de ola se suele utilizar para simular un evento especial, como puede ser la ola de un tsunami.

A continuación se citan las hipótesis básicas de la teoría lineal de olas de Airy:

1. Fluido homogéneo y sin viscosidad.
2. Flujo incompresible o de densidad constante.
3. Flujo irrotacional.
4. Ola bidimensional.
5. La ola se desplaza a velocidad constante.

Teoría de Morison

La ecuación de Morison es utilizada para calcular las fuerzas hidrodinámicas en cuerpos esbeltos, como es el caso de los miembros estructurales que forman la subestructura Trípodé estudiada en el presente proyecto, por lo que el programa utilizado (Wajac) para el

cálculo de las tensiones producidas en la estructura debido a las cargas de viento y olas, se basa en la ecuación de Morison.

La conocida ecuación de Morison considera de manera conjunta las componentes de arrastre e inercial (ya que estas actúan sobre la estructura de manera conjunta) para estimar la fuerza total que se va a producir sobre un objeto colocado en un flujo en movimiento.

La formulación se ha venido utilizando desde 1950 principalmente para estimar la fuerza ejercida por el oleaje sobre cilindros cuyo diámetro D es menor que 0.05 veces la longitud de onda incidente L (diámetros muy pequeños en relación a la longitud de onda).

Para parámetros de difracción $\frac{D}{L}$ mayores se aplican otras teorías como:

- Froude-Krylov (si la fuerza de inercia predomina pero el cilindro sigue siendo “pequeño” en relación a L).
- La teoría de la difracción (si el tamaño del cilindro empieza a poder ser comparable a la longitud de onda).

La ecuación de Morison divide la fuerza (y el momento) que produce el oleaje sobre un cilindro en las dos componentes anteriormente presentadas sumándolas linealmente: la fuerza de arrastre (“*drag*”) F_D y la fuerza de inercia (“*inertia*”) F_I :

1. F_D es la contribución estacionaria del campo de presiones. Se debe a la diferencia de presiones respecto a la distribución hipotética que tendría lugar si no se desprendieran capas límite y no se formara una estela con vorticidad.

Estrictamente hablando consta de una componente normal (*pressure drag*) y una tangencial por fricción (*shear drag, viscous drag*).

2. F_I es la contribución oscilatoria del campo de presiones. Se trata de la fuerza de inercia por unidad de longitud de pilote originada por el fluido acelerándose alrededor del cilindro (incluso estando en ausencia de fricción).

Ambas fuerzas son proporcionales a los coeficientes empíricos C_D y D_M (denominados coeficientes de arrastre y de inercia, respectivamente) y a la integral en la vertical del cilindro de sendas funciones dependientes de la velocidad del flujo considerado oscilatorio $u = u(H, L, t, z)$: F_D es proporcional al cuadrado de la velocidad, mientras que F_I es proporcional a la aceleración local del fluido fruto de la componente oscilatoria de la velocidad.

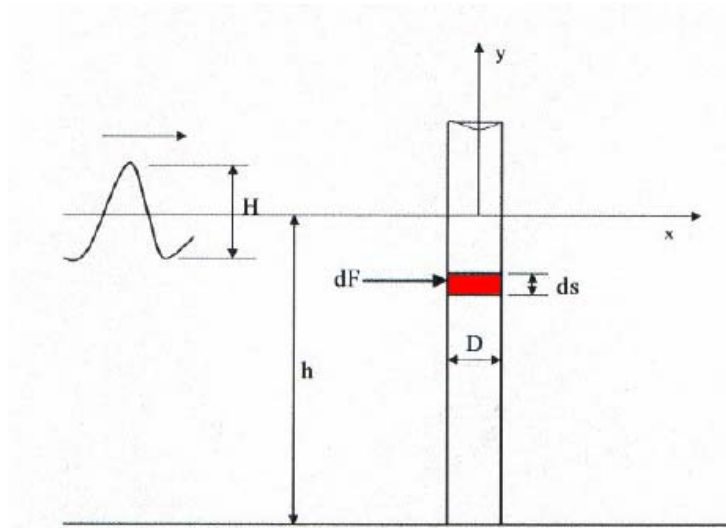


Figura 32: Definición de la carga de ola sobre el cilindro.

- Componente de arrastre:

$$dF_D = C_D \cdot P_{estancamiento} \cdot ds \quad (4.1)$$

Para calcular la presión de estancamiento ($P_{estancamiento}$) se realiza un balance de energías mediante la ecuación de Bernoulli entre un punto cualquiera lo suficientemente alejado del perfil en el cual el viento se encuentra sin perturbar y el punto de estancamiento del perfil (punto del perfil cuya presión es $P_{estancamiento}$):

$$\frac{P}{\rho \cdot g} + \frac{u^2}{2 \cdot g} + z = cte \quad (\text{ecuación de Bernoulli}) \quad (4.2)$$

$$\frac{u^2}{2 \cdot g} = \frac{P_{estancamiento}}{\rho \cdot g} \rightarrow P_{estancamiento} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot u^2 \quad (4.3)$$

$$dF_D = \frac{1}{2} C_D \cdot D \cdot \rho \cdot u \cdot |u| \cdot ds \quad (4.4)$$

- Componente de inercia:

$$dF_I = C_M \cdot m \cdot \dot{u} \cdot ds \quad (4.5)$$

Como se trata de un diferencial de fuerza por unidad de longitud, en realidad el término m se refiere al peso de la sección circular del perfil tubular.

$$m = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \rho \quad (4.6)$$

$$dF_I = C_M \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \rho \cdot \dot{u} \cdot ds \quad (4.7)$$

Por lo tanto tenemos:

$$(1) dF = dF_D + dF_I$$

$$(2) dF_D = \frac{1}{2} C_D \cdot D \cdot \rho \cdot u \cdot |u| \cdot ds \quad (\text{componente de arrastre})$$

$$(3) dF_I = C_M \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \rho \cdot \dot{u} \cdot ds \quad (\text{componente de inercia})$$

Siendo:

1. C_D coeficiente de fricción supuesto constante en todo el paso de la ola (el coeficiente de fricción en un flujo oscilatorio no es estrictamente constante en el tiempo aunque según Keulegan-Carpenter se puede considerar más o menos como tal durante el ciclo de una ola).
2. D diámetro del cilindro.
3. ρ densidad del fluido.
4. $u = u(H, L, t, z)$ componente horizontal de la velocidad de la partícula de agua.
5. $C_M = 1 + C_m$ coeficiente de inercia que depende de la geometría, donde C_m es el coeficiente másico añadido debido a perturbaciones del flujo.
6. $\dot{u} = \dot{u}(H, L, t, z)$ componente horizontal de la aceleración de la partícula de agua.
7. $\frac{\pi \cdot D^2}{4}$ volumen por unidad de longitud de cilindro.

A continuación se muestra la fuerza realizada por una ola sobre un pilar:

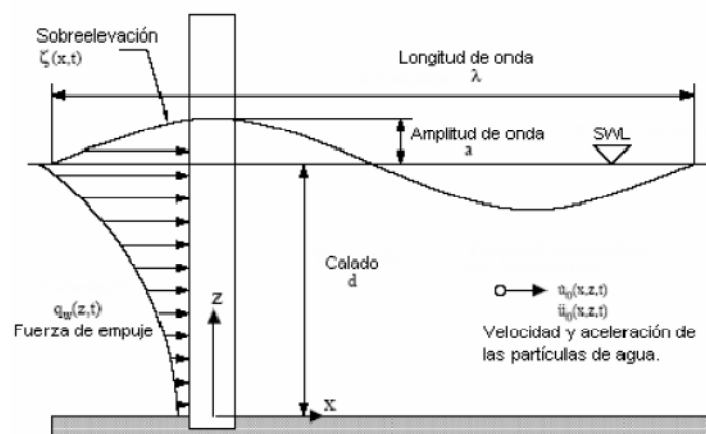


Figura 33: Fuerza de la ola sobre un pilar.

Para la formulación y resolución de las integrales sobre la longitud del cilindro, así como para la determinación de las velocidades orbitales, se considera generalmente el fluido

incompresible e irrotacional y se desprecian los términos convectivos de la aceleración, lo que conduce a la teoría lineal de ondas, también conocida como teoría de Airy (ver figura 33 para ver los rangos de aplicabilidad).

Una alternativa a la integral analítica es pasar a magnitudes finitas e integrar numéricamente. Se calcula la fuerza por metro lineal de cilindro obteniendo la ecuación de Morison (ecuación 4.8) para un determinado instante de tiempo y a continuación se integra numéricamente a lo largo de todo el perfil, obteniendo la fuerza que ejerce la ola sobre todo el perfil tubular.

$$F = \frac{1}{2} C_D \cdot D \cdot \rho \cdot u \cdot |u| + C_M \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \rho \cdot \dot{u} \quad (4.8)$$

Para conocer la fuerza máxima que se va a producir sobre el cilindro habrá que detectar el instante en el que la suma de ambas componentes (arrastre e inercial) sea máxima y conocer para ese mismo momento los valores de la velocidad y aceleración asociadas a las cotas seleccionadas para la discretización.

Cuando la ecuación de Morison es utilizada para el cálculo de las cargas producidas por el viento, la parte de la ecuación referida a la componente inercial se desprecia, ya que es mucho menor que la componente de arrastre, debido a la pequeña densidad del viento.

1. Coeficiente C_D

El coeficiente C_D depende de:

- La geometría del objeto y de la influencia que pueda tener con otros objetos situados cerca del mismo.
- El número de Reynolds.
- La rugosidad relativa que presenta el objeto.
- La importancia relativa entre la amplitud de movimiento orbital de la partícula y el diámetro del cilindro (número de Keulegan-Carpenter).

2. Coeficiente C_M

El valor del coeficiente de inercia C_M se asocia a las características y geometría del objeto pero depende también de las características del flujo. Aparece en el término oscilatorio de la fórmula de Morison.

Es en cualquier caso mayor que la unidad y representa al total de agua que se moviliza para permitir el avance del fluido alrededor del cilindro. Esta masa de agua consiste en el agua desalojada por el cilindro más la acumulada por efecto de alteración del flujo.

El coeficiente C_M dependerá de:

- La geometría del objeto.
- La rugosidad relativa que presente el objeto.
- La afectación de posibles objetos cercanos que puedan provocar un efecto de bloqueo o elevación de la superficie libre por efecto de la reflexión.

En 1945 Lamb derivó la expresión analítica del coeficiente de inercia en función de la masa añadida, C_m , para un cilindro bidimensional de sección elíptica en un flujo de corriente continua, para el que obtuvo que:

$$C_m = \frac{b}{a} \tag{4.9}$$

Donde b es el semieje menor de la elipse y a el semieje mayor como se aprecia en la figura 34.

Obsérvese que cuando b tiende a cero, es decir, para geometrías muy hidrodinámicas, C_m tiende a cero, como cabía esperar. Esto pone de manifiesto que la masa añadida se debe a perturbaciones en el flujo.

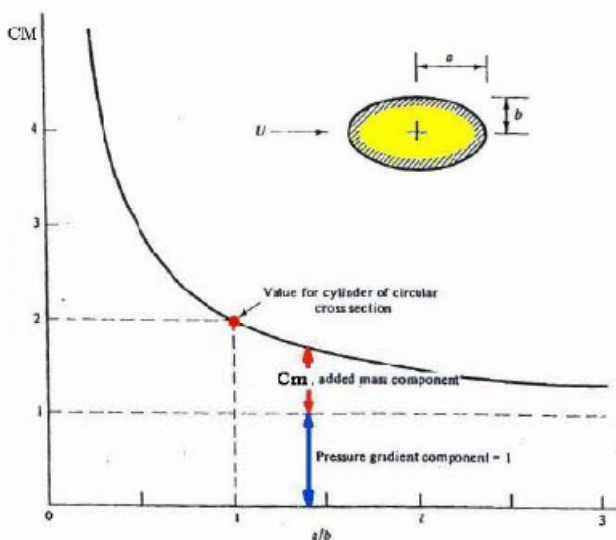


Figura 34: Coeficiente de C_m para un cilindro liso y corriente continúa.

4.3.2. Acciones del viento

Como se mencionó al principio del apartado de especificaciones de diseño, la norma de API RP 2A-WSD hace muy poca referencia a la carga de viento, ya que esta norma está escrita para estructuras del sector petrolífero, donde la carga del viento pierde importancia frente a la de las olas. Por ello para definir la carga de viento ejercida sobre un aerogenerador instalado en el mar se debe acudir a la norma IEC 61400, escrita para este tipo de turbinas eólicas.

Según la IEC 61400, se definen 2 tipos de viento que afectan a la turbina:

Viento determinista sin turbulencia

La norma define diferentes ráfagas y cada una viene regida por una ecuación en la que la velocidad del viento varía con el tiempo de distinta forma. Además, se introducen otros factores que modifican la velocidad de viento obtenida, como el perfil de viento (cómo varía la velocidad con la altura) y el efecto sombra de otras máquinas cercanas. Por lo tanto con esto se obtiene una velocidad de viento que tiene en principio un valor constante, varía según la ecuación que corresponda, y vuelve a tener otro o el mismo valor constante. Los programas de cálculo (Bladed, Fast, Flex5,...) hacen este cálculo de velocidad en función del tiempo y lo lanzan contra la máquina. Con este viento se calculan los casos de carga extremos debidos a ráfagas. Estos casos de carga extremos son los que se utilizarán en el análisis de carga última.

Viento estocástico

En este caso sí que hay una turbulencia en las 3 direcciones del espacio. Se genera una malla de puntos en el programa de cálculo (donde se tendrá después la velocidad de viento que corresponda) que cubra todo el rotor y hasta el suelo. Esto sería un plano, es decir dos dimensiones. Además se considera una tercera dimensión que es el tiempo, es decir, cómo avanza el viento hacia el aerogenerador.

Una vez que se tiene la malla preparada, hay que elegir lo que se llama un modelo de turbulencia; hay varios, pero el que más se usa es el modelo de Von Karman. Estos modelos son modelos energéticos, basados en mediciones, que lo que definen es un espectro que sigue el viento. El programa lo que tiene es un algoritmo de cálculo, que lo que debe hacer es crear un viento que cumpla con el espectro del modelo elegido, y que además el viento en los puntos de la malla sea coherente, debe haber continuidad.

El cálculo al final es un proceso iterativo donde se va a ir chequeando cada paso que se cumple el espectro y la coherencia entre puntos. Además de esto, el viento creado debe cumplir con una intensidad de turbulencia y una velocidad media que se marcan al principio, cuando se crea el viento para un caso concreto. El comienzo del proceso de cálculo es un valor que se llama semilla: dependiendo de la semilla que se dé, el viento generado será diferente, y las cargas por lo tanto también. Según la IEC, hay que crear vientos de 10 minutos para los casos de fatiga, que es para lo que se usa el modelo turbulento.

Cálculo de la fuerza ejercida por el viento

Para calcular la fuerza de la estructura mediante Wajac (módulo hidrodinámico de Sesam), al igual que se calcula con el agua, se utiliza la ecuación de Morison. En este caso a diferencia del cálculo de la fuerza ejercida por el agua, se desprecia la componente inercial de

la ecuación de Morison, debido a la pequeña densidad del aire. Por lo tanto la ecuación queda definida únicamente por su componente de arrastre:

$$F = \frac{1}{2} C_D \cdot D \cdot \rho \cdot u \cdot |u| \quad (4.10)$$

Siendo:

C_D = coeficiente de fricción.

D = diámetro del cilindro.

ρ = densidad del fluido.

u = componente horizontal de la velocidad de la partícula de agua.

5. Estructura y características del entorno de simulación Sesam

5.1. Introducción

El paquete informático utilizado para la realización del presente proyecto se denomina Sesam y ha sido desarrollado y comercializado por la multinacional DNV (Det Norske Veritas). Hoy en día, es uno de los paquetes más potentes utilizados a nivel mundial para el diseño y cálculo de las plataformas marinas (*offshore*), utilizadas para la extracción de crudo y gas. Por ello este paquete informático es muy utilizado por el sector petrolífero y gaseoso.

Debido a la sinergia existente entre el sector eólico marino y el sector petrolífero, Sesam es, a priori, uno de los paquetes informáticos más adecuado para el diseño y cálculo de las condiciones marinas de las subestructuras utilizadas para la instalación de aerogeneradores en el mar.

Debe quedar claro que Sesam no ha sido creado para satisfacer las necesidades surgidas por el sector eólico marino, sino que, ha sido diseñado exclusivamente para el uso del sector petrolífero y gaseoso.

Además de Sesam, como se mencionó en el apartado 4, existen otros programas utilizados para calcular la parte de las cargas de olas de una subestructura fija marina. Uno de los más conocidos es Poseidon (GL).

En el caso del presente proyecto Sesam ha sido el programa elegido para desarrollar el diseño de la estructura trípode, debido a que Acciona Energía es uno de los encargados en la OC3 (*Offshore Code Comparison Collaboration*) de estudiar la aplicación del código Sesam en el cálculo de estructuras fijas marinas para la instalación de aerogeneradores en el mar.

A lo largo de la memoria se irán citando más concretamente las limitaciones de este paquete informático en el cálculo de subestructuras para aerogeneradores marinos.

Los distintos programas que forman el entorno Sesam (ver figura 35), permiten caracterizar de manera realista las cargas generadas por el mar. En cambio no sucede lo mismo con las cargas generadas por el viento. La caracterización del programa para este tipo de cargas se queda corta, no es todo lo buena que debería de ser como para realizar cálculos de cargas de viento sobre un aerogenerador, ya que calcula únicamente la presión ejercida directamente sobre las distintas superficies de la plataforma expuestas al viento.

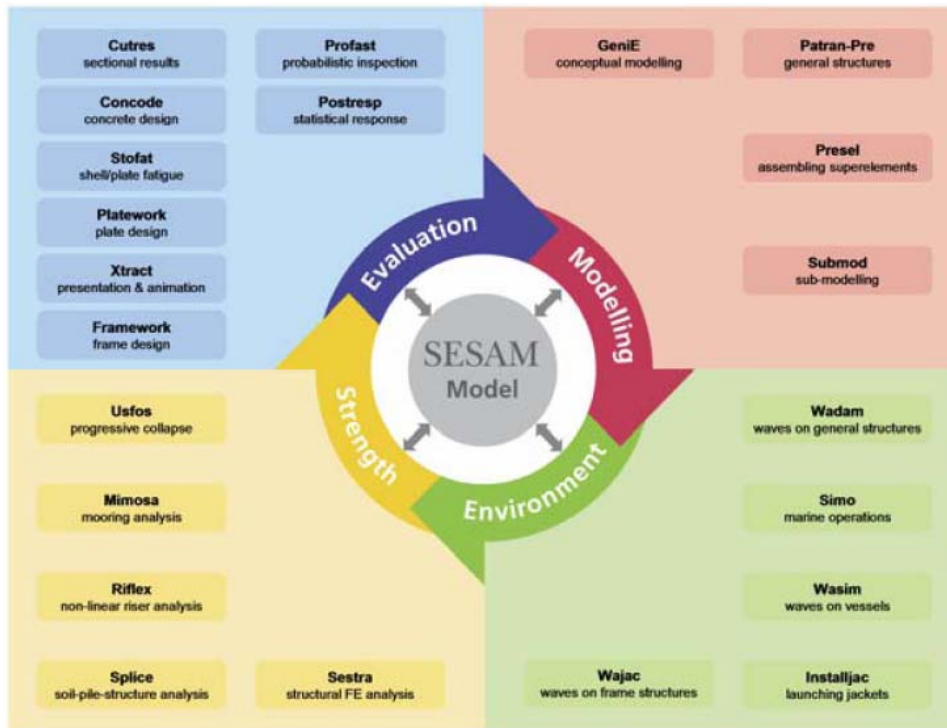


Figura 35: Clasificación de los distintos programas de Sesam [8].

Esto se debe a que en las plataformas del sector petrolífero y gaseoso, la caracterización del viento no es tan importante como en un aerogenerador marino, ya que, las plataformas marinas destinadas a la obtención de crudo y gas no tienen que soportar una carga de viento tan importante como la que sufren los aerogeneradores. Por ello la caracterización o representación que realiza Sesam para las cargas de viento es más que suficiente para realizar un cálculo de plataformas marinas destinadas a la extracción de gas y crudo.

La carga más importante para el sector petrolífero es la del mar, mientras que en un aerogenerador marino, además de esta carga, las cargas de viento son tan importantes como las del mar.

Para simular este tipo de cargas sobre un aerogenerador existen otros programas más potentes en el mercado, mencionados también en el apartado 4, como por ejemplo Bladed, Fast o Flex5, usados para el cálculo de aerogeneradores terrestres. Algunos de estos códigos ya poseen un módulo de cálculo de cargas marinas como Bladed, pero la representación del mar realizada por estos módulos todavía se encuentra en fase de desarrollo, por lo que la representación de las cargas marinas no es tan buena como la que realiza Sesam.

Por lo tanto, la industria eólica se encuentra con una ausencia de un buen código completo que realice un cálculo realista de las cargas de olas y viento conjuntamente. Por un lado, los programas utilizados para representar las cargas marinas como Poseidon o Sesam, tienen una gran deficiencia en la simulación de las cargas de viento y los códigos anteriormente mencionados, utilizados para la caracterización de las cargas de viento no contienen un módulo que represente de una manera realista las cargas marinas.

Algunos de los cálculos del diseño de las subestructuras marinas construidas hasta ahora para el sector eólico, se han llevado a cabo utilizando dos programas diferentes. Por un lado se calculan las fuerzas y momentos generados por las cargas de viento sobre el aerogenerador, mediante un programa de cálculo de cargas de viento (Bladed, Fast, Flex5, etc.). Estas series de fuerzas y momentos sobre el aerogenerador se trasladan a la sección de unión entre la torre de la turbina y la subestructura marina, obteniendo en el nodo más alto de la subestructura unas series de fuerzas y momentos que representan los esfuerzos de viento generados sobre la turbina eólica.

A continuación se realiza el cálculo de las cargas marinas introduciendo en un programa de cálculo de plataformas marinas las series temporales obtenidas de las cargas del viento. De esta manera se consigue realizar un cálculo de una subestructura marina sobre la que se instala un aerogenerador, teniendo en cuenta las dos cargas principales.

Esta forma de cálculo tiene varias deficiencias. En primer lugar, la rigidez de la sección de la base de la torre donde se calculan las series temporales de viento en un programa de cálculo de cargas de viento, y en la rigidez que aporta la subestructura completa más la rigidez del modelo de suelos, es diferente.

El segundo problema es que no se puede realizar el cálculo sin combinar las cargas de viento y del mar. Es necesario realizar un cálculo conjunto en una misma simulación de la carga del viento y del mar.

En caso de que hubiese en el mercado un programa que tuviera acoplados tanto el módulo de viento como el del mar, los cálculos resultarían más sencillos e incluso serían más exactos, evitando las dos ineficiencias mencionadas. Por ello uno de los objetivos más importantes del sector eólico marino para el futuro es desarrollar un programa que contenga ambos módulos acoplados. Existen ya proyectos en Europa de distintas empresas de códigos, que persiguen el ensamblaje de los dos módulos.

El gran inconveniente que tiene el paquete informático Sesam es que no permite introducir ninguna serie temporal de fuerzas o de momentos, por lo que en el presente proyecto no se han podido tener en cuenta las cargas de viento en el cálculo de fatiga. Se espera que las nuevas versiones permitan introducir series temporales en cualquier punto del modelo geométrico.

El entorno Sesam está compuesto por distintos preprocesadores, *solvers* y post-procesadores, sumando entre todos ellos un total de 34 programas diferentes. Este dato da una idea de la complejidad y de la amplitud de este paquete informático.

En los siguientes apartados, en orden de utilización se describen en orden de utilización los distintos programas empleados a lo largo del desarrollo del proyecto.

- Brix Explorer: gestor.
- Genie: pre-procesador geométrico.
- Wajac: pre-procesador de cargas hidrodinámicas.
- Sestra: solver.
- Framework: post-procesador de cálculo de fatiga.

Antes de comentar las características de los programas utilizados del entorno Sesam se explica el flujo de trabajo llevado a cabo en Sesam para realizar el cálculo de una subestructura marina.

5.2. Flujo de trabajo de un análisis en Sesam

El siguiente diagrama que se muestra a continuación resume los pasos que hay que llevar a cabo para realizar un análisis completo en Sesam, como puede ser el análisis de fatiga desarrollado en el presente proyecto final de carrera para la estructura trípode (pasando por el análisis estático de carga última).

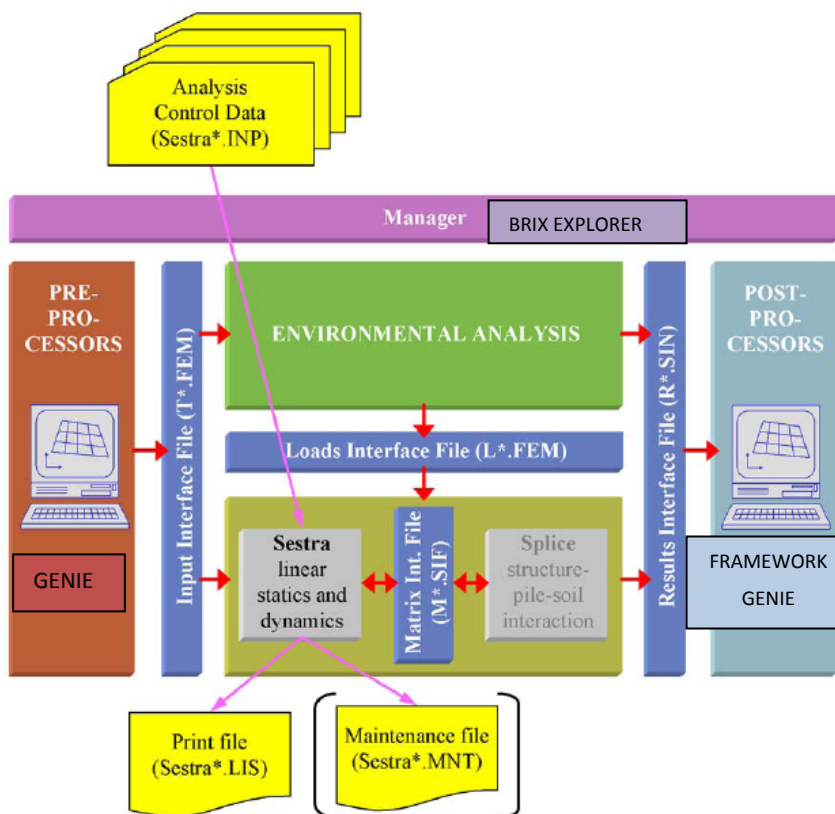


Figura 36: Flujo de trabajo de un análisis en Sesam [9].

A continuación se explican brevemente a modo de resumen los pasos a seguir en un análisis de Sesam y los archivos de entrada y salida de cada programa:

1. **Genie:** generación del modelo que se pretende estudiar.

Este programa crea un archivo de elementos finitos llamado T.FEM donde se define la geometría y propiedades de todos los elementos del modelo.

2. **Wajac:** cálculo de las cargas hidrodinámicas.

Requiere la entrada del archivo T.FEM y WAJAC.INP que define las condiciones hidrodinámicas del entorno, genera dos archivos de salida, L.FEM y S.FEM, los cuales se definen todas las cargas marinas que actúan sobre cada nodo del modelo y distintas propiedades hidrodinámicas.

3. **Sestra:** resuelve las tensiones que aparecen en el modelo debido a las diferentes cargas aplicadas.

Requiere los archivos de entrada T.FEM, L.FEM, S.FEM y un SESTRA.FEM donde se definen algunos parámetros del método de cálculo. El programa devuelve un archivo de tipo R.SIN de resultados.

4. **Framework:** realiza el cálculo de fatiga y chequeo de los elementos estructurales del modelo.

Requiere los archivos de entrada R.SIN de resultados y FRAMEWORK.JNL donde se especifican distintos parámetros necesarios para realizar el cálculo de fatiga o el chequeo (este chequeo puede llevarse a cabo también en Genie). Una vez ejecutado el programa devuelve el archivo de salida FRAMEWORK.DAT de resultados.

5.3. Brix explorer

Brix Explorer es un gestor de programas de Sesam. Este programa permite crear el flujo de trabajo de un análisis definiendo los distintos módulos de Sesam que se vayan a emplear. En cada paso del análisis se irán ejecutando los distintos programas o módulos, introduciendo los archivos de entrada requeridos para conseguir los archivos de salida, los cuales se utilizarán en pasos posteriores del análisis como archivos de entrada de otros programas.

Es un programa de gran utilidad para poder llevar a cabo todos los pasos del flujo de trabajo del análisis ordenadamente, ya que para realizar un análisis con Sesam se deben utilizar varios programas.

Las principales características de Brix Explorer son:

- Los flujos de trabajo pueden ser contruidos desde cero o se pueden modificar las plantillas existentes durante la ejecución de los programas.
- Los análisis realizados correctamente por el usuario, pueden ser guardados como plantillas para una fácil reutilización en nuevos proyectos.
- El manejo de archivos entre diferentes módulos de Sesam y otras aplicaciones pueden ser totalmente automatizadas.
- Se pueden crear diagramas de cuadros del flujo de trabajo de un análisis.

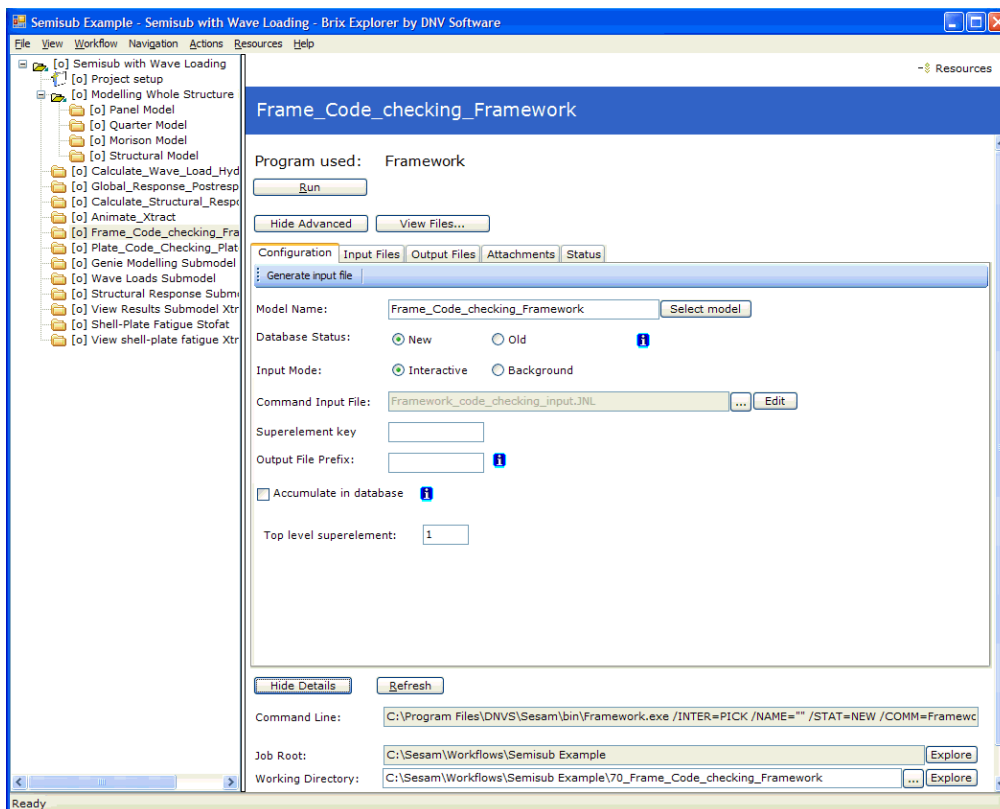


Figura 37: Interface visual de Brix Explorer.

5.4. Genie

5.4.1. Introducción

Genie es una herramienta de análisis y diseño creada por DNV Software, que forma parte del paquete informático Sesam. Este programa se basa en la experiencia desde hace tiempo de DNV como proveedor de soluciones en el mercado marino.

El desarrollo del mismo ha sido motivado e impulsado por las necesidades de los usuarios de nuevas soluciones para conseguir crear un modelo de la estructura mucho más rápido, ya que no existía un programa de modelado tan potente hasta ahora.

Es un programa que sigue en fase de desarrollo, ya que su objetivo final es integrar todos los programas del paquete informático Sesam en uno sólo, pudiendo realizar todo el diseño y cálculo del proyecto desde la interfaz de Genie. En la actualidad los programas que Genie integra son los siguientes:

- Sestra: desde la interfaz de Genie permite lanzar un análisis estático, mandándole automáticamente al *solver* Sestra todos los datos de entrada que sean necesarios para realizar el análisis. Una vez que Sestra realiza el análisis, devuelve a Genie los resultados, donde se pueden ver a través de la interfaz.
- Wajac: Genie interactúa directamente con Wajac, para realizar un análisis hidrodinámico. Al igual que con Sestra, Genie manda un archivo de entrada a Wajac de con toda la información del mar que sea necesaria, aportada por el usuario a través de la interfaz de Genie.
- Gensod: al igual que con los dos anteriores programas explicados, Genie interactúa con Gensod, para realizar un análisis de suelos. Todos los resultados y parámetros necesarios para el análisis de suelos también se introducen en Gensod a través de la interfaz de Genie.

De esta manera Genie integra estos tres programas para dar la posibilidad al usuario de realizar los distintos análisis desde la interfaz de Genie.

En el caso del presente proyecto Genie sólo se ha utilizado para crear el modelo, ya que la versión de Genie no controla muy bien todos los parámetros necesarios para la ejecución de los distintos análisis, por lo que se ha adoptado utilizar los programas necesarios para el desarrollo del proyecto (como Sestra o Wajac) a través del gestor de programas Brix Explorer.

5.4.2. Genie dentro del sistema Sesam

Genie permite realizar una presentación básica de resultados de fuerzas axiales, diagramas de momentos, modos de resonancia y deformadas del modelo. El programa también permite exportar los datos y resultados del modelo a Framework, donde se permite realizar entre otras un análisis de fatiga o una comprobación del código.

Otra de las funciones importantes de este programa es el ensamblaje de distintos módulos de un proyecto (por ejemplo de plataformas), las cuales han sido modeladas por separado. De esta manera Genie puede ser utilizado de dos formas diferentes, como una herramienta independiente o en un análisis de ensamblaje de distintos módulos. En el caso del presente proyecto únicamente este programa se ha utilizado como una herramienta independiente donde se ha modelado la estructura trípode en un sólo archivo de Genie.

5.4.3. Características de Genie

A continuación se describen a grandes rasgos las características de Genie:

- Interfaz de usuario intuitiva (ver figura 38) y contiene gran potencial para la visualización 3D del modelo y los resultados.
- Capacidades interactivas de modelados relevantes para el diseño de estructuras *jacket* y similares y parte superior de las plataformas marinas.
- Combina modelos con chapas (elementos *shell*) y vigas (elementos *beam*), tanto curvas como planas.
- Diseño inteligente de uniones tubulares basado en las reglas definidas por el usuario.
- Fácil de chequear el modelo mediante técnicas de búsqueda.
- Flexible aplicación en el modelado de cargas de equipos, pudiendo definir las huellas de los equipos y distribución de pesos.
- Posibilidad de importar archivos de tipo CAD y FEM y otros sistemas de análisis.
- Contiene un sistema potente de introducir las sentencias por comandos basado en lenguaje Java Script. Esta ha sido la forma de introducir los datos del modelo paramétrico de la estructura Trípode, ya que una vez se hallan escrito los comandos que modelicen la estructura cada vez que se quiera utilizar Genie se copian en la línea de comandos, trabajando de esta manera de una forma más efectiva.
- La apertura de su interfaz se realiza desde Windows.
- Análisis integrado (hidrodinámico, suelos y estructurales) y procesamiento de resultados.

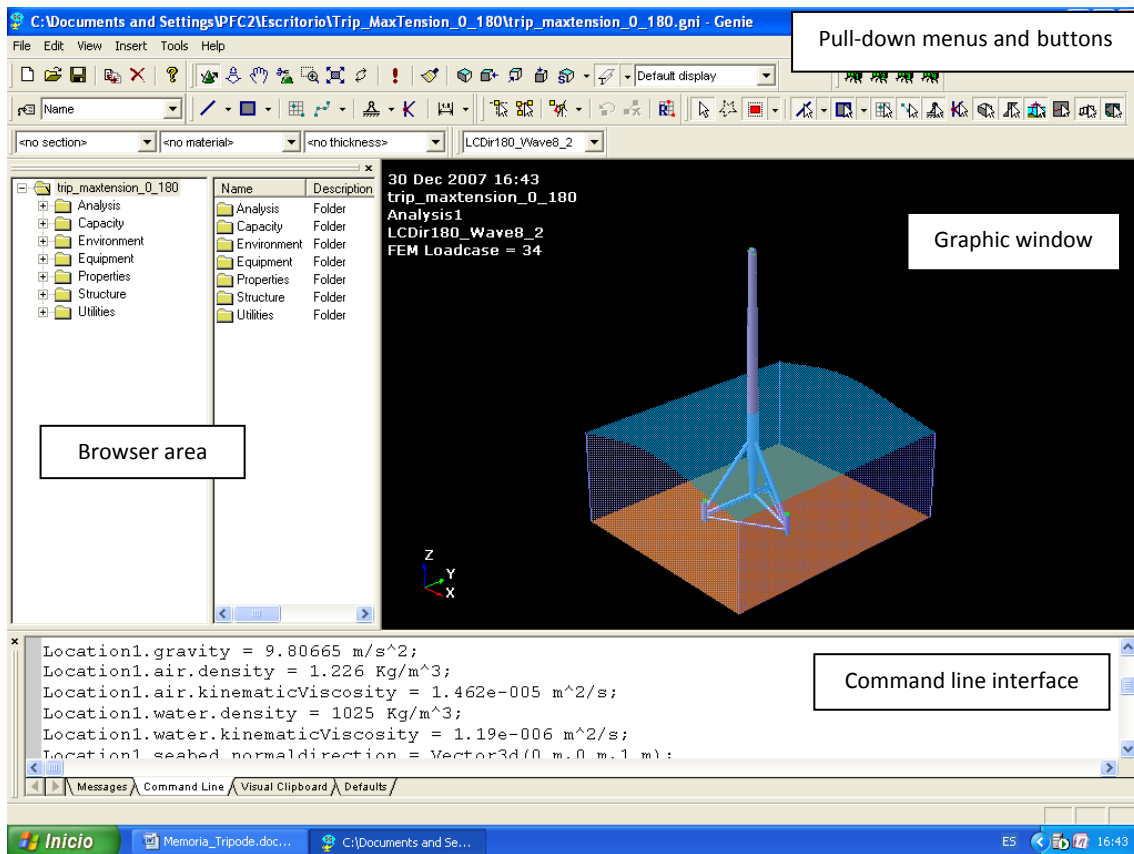


Figura 38: Organización de la interface visual de Genie [8].

En la siguiente lista se citan algunas de las funciones más importantes que Genie permite utilizar:

- Realizar un modelo estructural usando las librerías de secciones, placas, materiales y condiciones de contorno. El propio modelo puede hacerse directamente utilizando geometrías guías o importando un modelo existente.
- Generar casos de carga donde se monten los equipos, listas de pesos o cargas explícitas (puntuales, lineales, cargas de vidas a gradientes de temperatura, etc.).
- Generar un modelo de elementos finitos (la malla puede ser automáticamente generada o controlada por el usuario).
- Ejecución de tres análisis posibles: estático-lineal (Genie interactúa con Sestra), hidrodinámico (Genie interactúa con Wajac) o análisis de suelo (Genie interactúa con Gensod).
- Modificar el modelo de una forma efectiva (por ejemplo, modificar la densidad de malla, añadir nuevos casos de carga o añadir nuevos componentes a la estructura), volver a repetir los análisis y verificar los nuevos resultados.
- Comprobación del modelo bajo código.
- Imprimir los resultados obtenidos.

Los pasos más comunes (flujo de trabajo típico) cuando se realiza un diseño en Genie son los siguientes:

1. Decidir las premisas de diseño (unidades, librería de secciones, reglas de mallado, cálculo de huecos en uniones, tolerancias, nombres de conjuntos, etc.).
2. Modelo de la estructura por partes (o importando desde otros sistemas o desde otros programas de Sesam).
3. Crear casos de carga (casos de carga básicos y combinación de cargas). Los casos de carga se construyen con cargas explícitas puntuales, lineales o superficiales, cargas de equipos o cargas aceleradas (gravitatoria). Para el análisis hidrodinámico usando Wajac también se pueden añadir atributos relevantes al modelo.
4. Mallar el modelo y lanzar el análisis. El modelo de elementos finitos se crea automáticamente usando un mallado por defecto o especificado por el usuario. Cuando se hayan realizado muchos cambios en el modelo, está disponible una herramienta de limpieza topológica, con la que el programa elimina todos los nodos de la malla que no sean necesarios.
5. Investigar resultados, mirando directamente los resultados en Genie o realizando una comprobación del código en Framework, al que se importa el modelo directamente desde Genie.
6. Re-ejecutar el análisis. Es muy sencillo realizar cambios en el modelo y volver a lanzar el análisis consiguiendo nuevos resultados.
7. Para todos los pasos documentación y resultados.

5.4.4. Limitaciones de Genie

Las limitaciones más importantes de este programa son las siguientes:

1. No se pueden aplicar cargas sobre geometrías curvas, las únicas cargas a las que pueden estar sometidas estas geometrías es a su propio peso y a las fuerzas hidrodinámicas. Para poder aplicar cargas puntuales o lineales, es necesario es necesario añadir vigas o placas planas.
2. Las geometrías curvas no se importan desde archivos FEM.
3. No se pueden exportar cargas a en un archivo XML.
4. La exportación de archivos java-script no incluye estructuras curvas.
5. Para análisis múltiples lo único que se puede modificar son los casos de carga nada más.

Para más detalles acerca de las limitaciones de este programa o cualquier otro del sistema Sesam, la empresa DNV ofrece en su página web esta información: www.dnvsolftware.com.

5.5. Wajac

5.5.1. Introducción

Wajac es un programa que se encarga de calcular las cargas de olas y corrientes sobre estructuras fijas y rígidas, las cuales están compuestas por unos miembros estructurales con una sección transversal pequeña (esbelta) comparada con la longitud de cresta de ola.

Este programa es totalmente válido para realizar el cálculo sobre una estructura de tipo trípode, ya que es una estructura esbelta en comparación con la longitud de cresta de la ola.

Las cargas creadas por el mar y por el viento sobre la estructura son calculadas de acuerdo con la ecuación de Morison (la cual es totalmente válida para estructuras esbeltas). Wajac permite automáticamente transferir los resultados obtenidos a un post-procesador para su posterior análisis y post-procesamiento estadístico.

Existen tres enfoques diferentes disponibles en Wajac para realizar el cálculo de cargas:

- Cálculo determinista de las cargas en el dominio temporal.
- Cálculo de funciones de transferencia de fuerzas en el dominio frecuencial.
- Simulación de las cargas de olas en el dominio del tiempo para un determinado estado de mar.

En caso que querer obtener más información acerca de la ejecución de estos tres enfoques diferentes, se recomienda acudir a la referencia [7].

Por otro lado, Wajac permite describir el entorno en el que está situada la estructura principalmente mediante cinco factores: profundidad marina, tipo de ola, corriente de viento y marina, crecimiento de algas marinas alrededor sobre la estructura y diferentes estados de mar. De esta manera queda bien definido el entorno en el que se pretende realizar el cálculo de la estructura marina.

5.5.2. Wajac dentro del sistema Sesam

La estructura para la cual se calculan las cargas de olas con Wajac se modeliza usando un pre-procesador de Sesam, como por ejemplo el utilizado para modelizar la estructura trípode del presente proyecto, Genie. El modelo se transfiere a Wajac mediante un archivo de entrada de tipo FEM. Con este archivo y con otro archivo de entrada con el cual se definen distintos parámetros que describen el entorno o la localización, se ejecuta Wajac. Una vez que el cálculo ya haya sido realizado, Wajac almacena en una carpeta de resultados todas las funciones de transferencia globales y otros cálculos, los cuales son utilizados para llevar a cabo el post-procesamiento estadístico en Framework. Los archivos de salida de Wajac donde se almacena toda la información que Framework necesita son L.FEM y S.FEM.

Por otro lado, las cargas son almacenadas detalladamente en un archivo de cargas el cual será un archivo de entrada de Sestra para que este pueda realizar el análisis estructural.

5.5.3. Linealización de la ecuación de Morison

Para que Wajac pueda calcular un sistema de ecuaciones lineal, se debe linealizar la ecuación de Morison que debe resolver. El programa permite al usuario realizar dos tipos de linealizaciones diferentes, únicamente relevantes en el cálculo de funciones de transferencia (dominio de la frecuencia):

- **Linealización de arrastre con respecto a la altura de ola:** se basa en la selección de una altura de ola (H_w) de linealización, para cada frecuencia de ola diferente. Entonces la fuerza de arrastre se linealiza con respecto a la velocidad máxima del fluido (con su correspondiente altura de ola) de un ciclo de ola en el miembro en cuestión. De esta manera, el término cuadrado de la velocidad en la ecuación de Morison, pasa a ser una constante de velocidad máxima por la variable de la velocidad.
- **Linealización equivalente del arrastre con respecto al espectro de energías de olas:** se basa en el hecho de que las olas del mar y la cinemática de los fluidos correspondientes son procesos Gaussianos.

En caso de tener un mayor interés de profundizar más en estas dos diferentes maneras de linealizar la ecuación de Morison, se puede acudir a la referencia [7].

5.5.4. Limitaciones de Wajac

A continuación se citan las limitaciones más importantes de las características de Wajac [7]:

- Se supone que la estructura es rígida y fija en el espacio.
- Se supone que la estructura no tiene ninguna influencia sobre el fluido, es decir, no se incluyen los efectos de difracción.
- Debido al punto anterior, la teoría sólo se debe aplicar a los elementos estructurales con un diámetro inferior a $1/5$ de la longitud de onda. Para miembros verticales de mayor diámetro se puede aplicar la fórmula de MacCamy-Fuchs, pero los efectos de difracción tampoco se incluyen.
- En general, los coeficientes hidrodinámicos se especifican con independencia de la frecuencia. Algunas dependencias de la frecuencia de ola se pueden incluir especificando los coeficientes en función del número de Keulegan-Carpenter, el número de Reynolds o mediante el uso de la fórmula de MacCamy-Fuchs.
- Se asume una profundidad marina constante.
- El perfil de corriente es estacionario.

En la siguiente lista aparecen los valores límites de distintas propiedades geométricas y de cargas [7]:

- Geometría:
 - Máximo número de elementos: 20.000
 - Máximo número de nodos: 20.000
 - Máximo número de primer nivel de tipos de superelementos 100
 - Máximo número de jerarquía de niveles 50
- Cargas:
 - Cálculo determinista de las cargas:
 - Máximo número de casos de carga globales 10.000
 - Máximo número estados de mar específicos 50
 - Cálculo de funciones de transferencia:
 - Máximo número de frecuencias de olas 60
 - Máximo número de direcciones de ola 16
 - Simulación de las cargas de olas de los estados de mar dados:
 - Máximo número de estados de mar 1
 - Máximo número pasos de tiempo en la generación de cargas 8192

5.6. Sestra

5.6.1. Análisis de capacidades

Sestra es un programa que pertenece al paquete informático Sesam y se utiliza para realizar análisis estáticos lineales y dinámicos, es decir, Sestra es uno de los solvers de Sesam.

Este programa se encarga de la creación y solución de sistemas de ecuaciones. No tiene una interfaz visual para el usuario pero está conectado con otros módulos de Sesam (como por ejemplo Genie), con los que se produce una transferencia de datos para que Sestra tenga todos los datos de entrada necesarios para realizar el cálculo.

En la figura de abajo se ilustran los análisis que Sestra puede llevar a cabo:

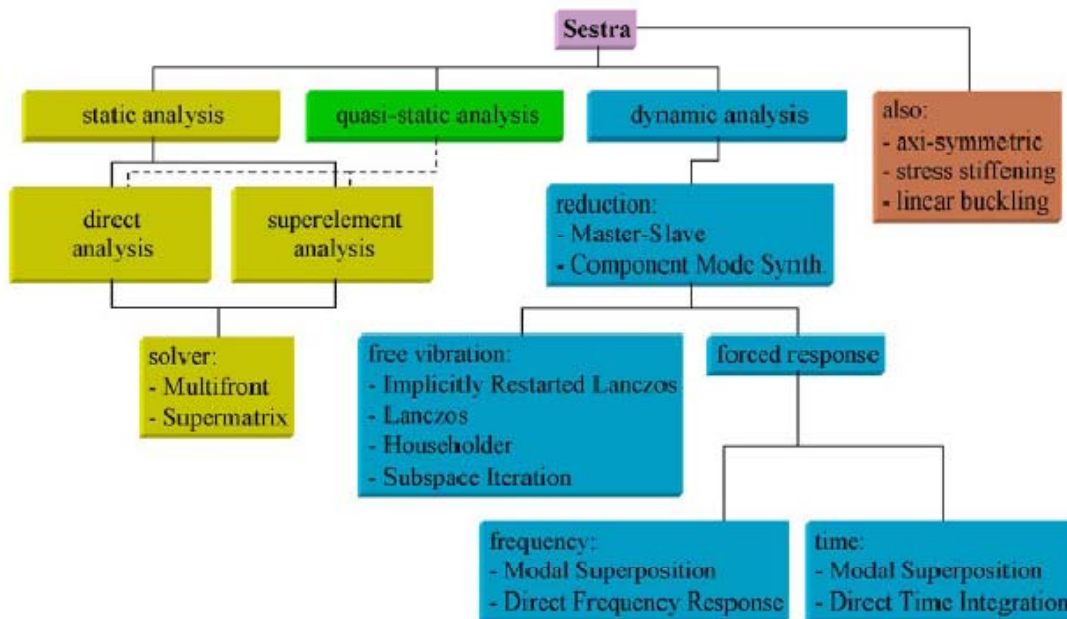


Figura 39: Esquema de las capacidades de Sestra [9].

La capacidad de análisis del programa incluye:

- Análisis estático: resolución de la ecuación $\mathbf{K} \cdot \mathbf{r} = \mathbf{R}$.
- Análisis de vibración libre: resolución de la ecuación $\mathbf{M} \cdot \ddot{\mathbf{r}} + \mathbf{K} \cdot \mathbf{r} = \mathbf{0}$.
- Análisis dinámico de fuerzas en el dominio frecuencial.
- Análisis dinámico de fuerzas en el dominio temporal.
- Análisis de estructuras de simetría axial.
- Análisis lineal de pandeo.
- Análisis estático y dinámico teniendo en cuenta los efectos de rigidez tensional.
- Inertia relief.

Sestra se basa en la formulación de desplazamientos para el método de elementos finitos con los siguientes elementos disponibles:

- Trusses.
- Vigas (*beams*).
- Membranas.
- Chapas (*shells*).
- Sólidos axisimétricos.
- Sólidos tridimensionales.
- Elementos de transición entre los elementos *shells* y los sólidos.

A continuación se citan los algoritmos de valor propio disponibles para el análisis de vibración libre:

- Método implícito reiniciado de *Lanczos* combinado con un programa de resolución multifrontal.
- Método de *Householder*.
- Iteración subespacial.
- Método de *Lanczos*.

El análisis de respuesta dinámico de las fuerzas en el dominio frecuencial, es decir, armónicos de carga y respuesta de armónicos, puede ser calculado por dos métodos diferentes:

- Superposición modal: implica resolver una serie de ecuaciones desacopladas. Se basa en que cualquier desplazamiento de la estructura es combinación lineal de sus modos propios de vibración.

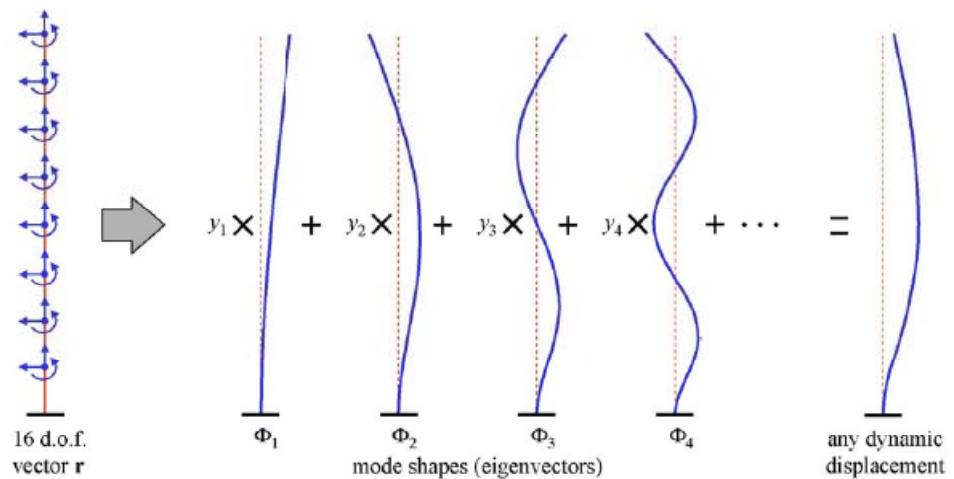


Figura 40: Superposición modal [9].

- Método de respuesta de frecuencia directa: implica resolver una matriz de ecuaciones ($\mathbf{M} \cdot \ddot{\mathbf{r}} + \mathbf{C} \cdot \dot{\mathbf{r}} + \mathbf{K} \cdot \mathbf{r} = \mathbf{R}(t)$).

Este último método ha sido el empleado en los cálculos del presente proyecto final de carrera.

El análisis de respuesta dinámico de las fuerzas en el dominio temporal, es decir, cargas arbitrarias en función del tiempo, pueden ser calculadas por dos métodos:

- Superposición modal.
- Integración directa del tiempo.

Sestra también tiene disponibles varios métodos flexibles para poder trabajar con superelementos, es decir, uniendo o fusionando distintos conjuntos de elementos estructurales.

Las técnicas disponibles para reducir el tamaño del sistema de ecuaciones del equilibrio dinámico son las siguientes:

- Técnica de Master-Slave.
- Técnica de síntesis de componente de modo (utilizando modos de vibración como grados de libertad generalizada).

Por otro lado, el programa dispone de dos soluciones basadas en la eliminación de Cholesky para resolver las ecuaciones estáticas:

- Solución de súper matriz usando un enfoque submatriz para almacenamiento de datos y operaciones con matrices.
- Solución multifrontal, un solver rápido y económico.

5.6.2. Limitaciones de Sestra

El tamaño de los archivos de trabajo tiene un límite alto en el programa y no tiene ninguna consecuencia práctica, por lo que únicamente las limitaciones de la capacidad del ordenador y la precisión, restringen el tamaño del modelo. El tamaño del archivo puede ser restringido por el sistema operativo.

Los archivos de resultados, tienen las mismas limitaciones de tamaño que los archivos de trabajo. Esto puede hacer necesario el almacenamiento de los resultados a más de un archivo de análisis grande.

Existen también algunas limitaciones en la formulación de la malla. Todos los tipos de elementos no pueden trabajar con todo tipo de cargas o propiedades de masa. En caso de querer conocer con mayor profundidad las limitaciones existentes Sestra respecto al mallado, se recomienda acudir a la referencia [9].

5.7. Framework

5.7.1. Descripción general

Framework es un post-procesador de Sesam, utilizado para el post-procesamiento de los resultados obtenidos de un análisis estructural lineal. El programa permite realizar comprobaciones de tensiones admisibles, estabilidad de miembros, punzonamientos en chapas, fatiga y análisis de terremotos.

Este programa se caracteriza por:

- Menú interactivo.
- Comprobación de resultados bajo normas reconocidas internacionalmente.
- Flexibilidad para obtener gráficos y tablas de presentación de datos.

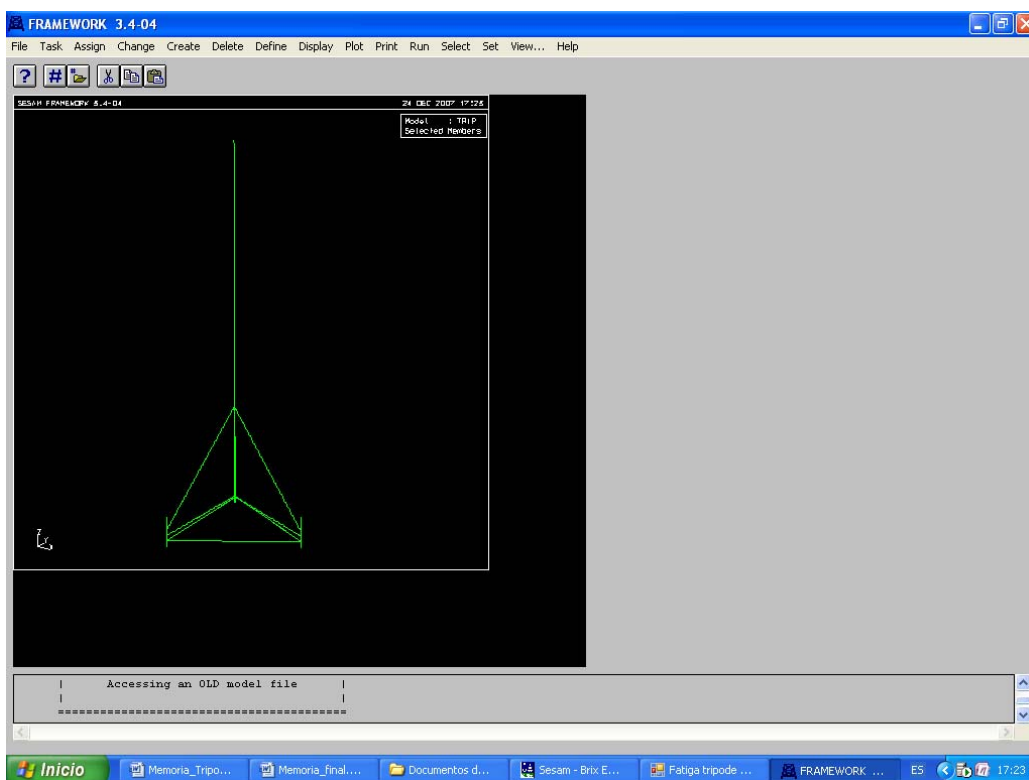


Figura 41: Interface visual de Framework.

El análisis de fatiga de la estructura trípode se llevará a cabo mediante el programa Framework.

Framework realiza el análisis a fatiga evaluando si es probable que cada uno de los miembros estructurales sufra un fallo debido a la acción de cargas repetitivas. Esta evaluación se realiza mediante la regla de Miner de acumulación de daño, que representa la cantidad de daño por fatiga que un miembro ha sufrido durante un periodo de tiempo específico.

El análisis a fatiga se puede realizar usando dos enfoques distintos:

- Enfoque determinista (dominio del tiempo).

- Enfoque estocástico (dominio de la frecuencia).

Un factor que influye en el desarrollo por fallo por fatiga es la geometría general de la articulación y la geometría detallada de sus soldaduras. Para cualquier tipo de carga, la geometría de la unión regula el valor de la concentración de tensiones en la región donde es probable que aparezcan grietas debido a la fatiga. Esta región se denomina como zona crítica, la cual está definida por varios puntos críticos o puntos calientes (denominados en su forma inglesa como *hotspot*).

El factor de concentración de tensiones (SCF, *stress concentration factor*) se define como el factor que se debe multiplicar a la tensión nominal debido a la fuerza axial pura o a la flexión dentro y fuera del plano.

Para cada uno de los puntos críticos de la estructura, el programa permite al usuario especificar un factor de concentración de tensiones. Pero para los miembros tubulares, en caso que el usuario lo prefiera de esta manera, el programa calcula automáticamente el valor del factor de concentración de tensiones, usando un conjunto de ecuaciones paramétricas basadas en el tipo de unión (K, YT, X, etc.).

En cada punto crítico se asocian tres factores de concentración de tensiones (SCF) diferentes:

- SCF para la tensión axial.
- SCF para la tensión del plano de flexión.
- SCF para la tensión del fuera del plano de flexión.

Para la zona de soldadura de los miembros tubulares, se asignan los SCFs normalmente para 8 puntos críticos (*hotspot*). Estos puntos críticos son equidistantes alrededor de la sección de la tubería.

En cambio para miembros no tubulares se utiliza una distribución de 4 puntos críticos. En caso de precisar más información acudir a la referencia 10, donde aparecen las distintas distribuciones de puntos críticos para distintas secciones.

Los SCFs pueden ser calculados basados en las siguientes fórmulas:

- Kuang para uniones de tipo YT, K y KT.
- Efthymiou para uniones de tipo X, YT, K y KT.
- Lloyd's Registre para uniones de tipo K y KT.
- Smedley y Fisher para ratios de SCFs para anillos rígidos de las articulaciones tubulares.
- NORSOK para SCFs en soldaduras y en transiciones cónicas.

El programa permite al usuario definir los SCFs referidos como Global o Local.

Los SCFs Globales definen un conjunto de factores de concentración de tensiones, a menos que se realicen otras asignaciones, serán aplicadas:

- Para todos los miembros.

- Sobre todos los puntos críticos.
- Sobre ambos extremos.

Por otro lado, los SCFs Locales definen un conjunto de factores de concentración, asumiendo una variedad sobre las distribuciones de los SCFs:

- A un miembro específico.
- A uno o varios extremos.
- A una selección (refuerzo) o a ambos lados de la soldadura.

En caso que el usuario quiera eliminar una asignación de SCFs Locales, la opción de SCFs Globales puede ser reasignada para las uniones seleccionadas.

Cuando se asigna un SCF a un miembro de una unión seleccionada, el SCF se calculará basándose en la clasificación del tipo de brazo. Los SCFs resultantes en los diferentes puntos críticos (*hotspot*), serán el porcentaje acumulado de acuerdo con el comportamiento del brazo. Por ejemplo para una unión de un brazo que está clasificada como 40% YT y 60% KTK el SCF será: $SCF(\text{para YT}) \cdot 0.4 + SCF(\text{para KTK}) \cdot 0.6$.

Para el análisis determinista, en caso de que el tipo de unión se elija en función de la configuración de ruta de carga (las cargas que actúan sobre los miembros de la unión en el dominio del tiempo), el tipo de brazo (y por tanto los SCFs) se calcularán en cada paso de cada ola (olas de varias alturas y direcciones) con las cuales se ha calculado también el histórico de tensiones para cada miembro y cada punto crítico o *hotspot*.

En caso del análisis estocástico y con una configuración de ruta de carga, los SCFs se calcularán para cada ola armónica (olas de altura unidad con diferentes frecuencias y direcciones) con las cuales se ha obtenido el histórico de tensiones del análisis estocástico.

El programa utilizado para realizar el análisis de fatiga, Framework, necesita que todas las fuerzas y momentos que actúan sobre la estructura sean transformadas en un sistema de coordenadas, definido por dos planos perpendiculares, plano de flexión (*in plane bending*) y plano fuera de la flexión (*out of plane bending*), perpendicular al plano de flexión.

Otro factor influyente en el desarrollo del fallo por fatiga, es el tipo, amplitud, nivel medio y distribución de las cargas aplicadas. La aplicación del histórico de tensiones, como un incremento local de los puntos críticos, genera una secuencia de tensiones las cuales son controladas por la iniciación de grietas por fatiga y posterior fallo de la estructura. En el cálculo de la vida a fatiga de las uniones, la secuencia de tensiones no se tiene en cuenta, ya que, la vida a fatiga es calculada usando el número de ciclos calculados para la discretización de las variaciones de tensión para cada punto crítico, junto con la apropiada curva SN y mediante la regla de Miner.

Framework permite utilizar las curvas SN definidas por defecto (como son las curvas API, DNV, NS3472, NORSOK, HSE, ABS o DOE) o crear unas nuevas curvas por el usuario. El programa también permite incorporar efectos de grosor en las curvas SN, para miembros cuyas secciones no sean tubulares.

Las cargas en un análisis de fatiga deben ser calculadas a partir de un análisis hidrodinámico utilizando un enfoque determinista o estocástico, realizado en Wajac y transportado a Framework mediante los archivos L.FEM y S.FEM mencionados en el apartado 5.4.

5.7.2. Limitaciones de Framework

Las limitaciones existentes en Framework son las siguientes:

- Máximo número de direcciones principales: 36
- Máximo número de frecuencias de ola por dirección de ola: 60
- Máximo de combinaciones de T_z y espectros de forma: 500
- Máximo de combinaciones de direcciones y funciones de propagación: 72
- Máximo de estados de mar: 625
- Un máximo de 7500 estados de mar sobre todas las direcciones de ola (es decir 625 estados de mar con 12 direcciones de ola o 208 estados de mar con 36 direcciones): 7500

Para conocer más información, es preciso acudir a la referencia [10].

6. Diseño de subestructura marina de tipo trípode

6.1. Introducción.

Para poder diseñar una estructura marina certificada destinada a la instalación de una turbina eólica, los cálculos realizados deben tener en cuenta las especificaciones de diseño realizadas por la norma. La subestructura marina debe verificar tres análisis diferentes, con el objetivo de asegurar la integridad de la estructura durante un periodo de tiempo determinado:

- Análisis modal.
- Análisis de carga última.
- Análisis de fatiga.

La subestructura trípode deberá ser sometida a un proceso de diseño iterativo de estos tres análisis para un emplazamiento determinado, obteniendo una geometría final óptima a partir de la geometría prevista por la OC3, que cumpla las especificaciones de la norma.

La estimación de las cargas a las que estará sometida la subestructura a lo largo del proceso, viene determinadas por los datos recogidos en el entorno del emplazamiento para el que se pretende realizar el diseño. Principalmente la estructura trípode deberá soportar las tensiones producidas por las cargas de olas y de corriente marina, cargas de viento, presiones hidrostáticas y el propio peso de la misma.

El presente proyecto no pretende realizar un diseño completo de la subestructura, sino estudiar las ineficiencias del programa para representar de manera correcta las cargas que solicitan la estructura, conociendo de esta manera las limitaciones del programa para realizar un diseño completo de una subestructura marina para la instalación de un aerogenerador en el mar. Por ello no se va a llevar a cabo el proceso iterativo mencionado para poder diseñar una subestructura marina.

6.2. Definición del modelo

6.2.1. Descripción de la geometría

La idea del diseño de la subestructura trípode surge de la intención de conseguir una estructura más rígida que la monopilote. Para ello se introducen seis elementos diagonales, consiguiendo una estructura marina lo suficientemente rígida como para poder soportar a un aerogenerador de 5 MW en un emplazamiento de 50 m de profundidad.

Esta subestructura de tipo trípode está compuesta (ver figura 42) por los siguientes elementos:

- **Francobordo:** se le denomina al elemento que se encuentra entre la superficie del agua y la unión con la torre del aerogenerador. En la mayoría de los casos mide una altura de 10 m. Su diámetro viene determinado por el diámetro de la base de la torre del aerogenerador que se instale, ya que deben tener el mismo radio.
- **Fuste** (*main foundation column*): es el elemento principal de la estructura trípode, una prolongación del francobordo. Tiene una forma cónica con el único objetivo de reducir la cantidad de acero empleado, reduciendo de esta manera el coste de la estructura.
- **Brazos superiores diagonales de refuerzo** (*upper diagonal reinforcement braces*): se trata de tres elementos de acero tubulares, que unen los pilotes con la parte superior del fuste, aproximadamente a la altura de la superficie marina. Aportan una gran rigidez a la estructura.
- **Brazos inferiores diagonales de refuerzo** (*inferior diagonal reinforcement braces*): al igual que los brazos superiores, son tres elementos tubulares de acero que unen la parte de debajo del fuste con los pilotes, aportando rigidez a la estructura.
- **Brazos de unión entre los pilotes** (*pilots joint braces*): son elementos tubulares de acero con la única función de aportar algo más de rigidez a la estructura (poco más), mediante la unión de los pilotes. Son los brazos que menos trabajan de toda la estructura por lo que resultan ser los de menor importancia.
- **Pilotes** (*pilots*): son tres elementos de acero, perpendiculares y fijados al fondo marino, que sirven como elementos intermedios entre el fondo marino y la estructura. En los pilotes es donde se fijan los brazos superiores, inferiores y los brazos de unión de los pilotes. A través de estos elementos se realiza el pilotaje con el cual se fija la subestructura al fondo marino.

Los miembros que se encuentran por debajo de la superficie marina, es decir todos excepto el francobordo, se encuentran inundados para disminuir las presiones hidrostáticas y evitar que la estructura flote. Debe subrayarse la importancia de inundar los miembros ya que, de esta manera disminuyen muchísimo las presiones hidrostáticas sobre la subestructura que pueden producir el colapso de la estructura debido a los grandes diámetros de los elementos sumergidos.

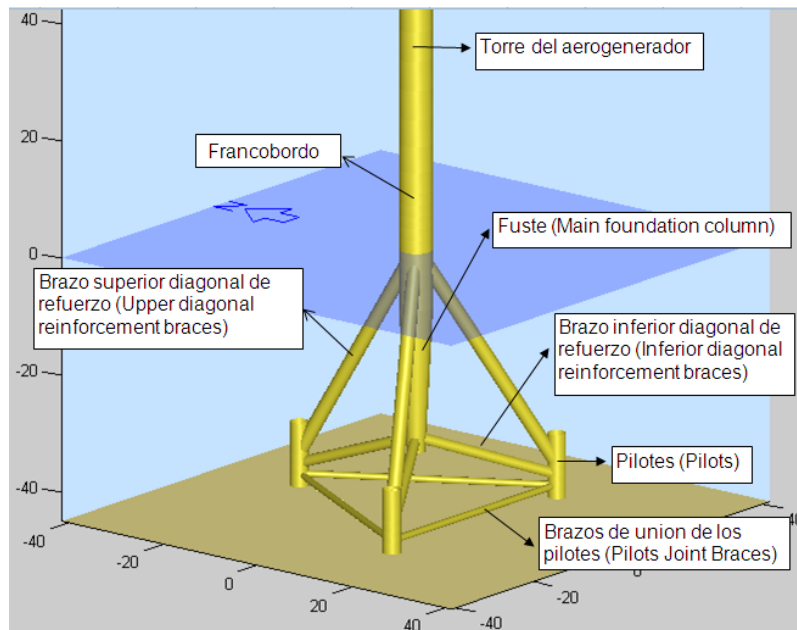


Figura 42: Descripción de los distintos componentes de la estructura trípode.

Todos estos miembros de la estructura están fabricados por conformación de chapa. Se parte de una chapa con un espesor, se hace un plegado y doblado de la misma en caliente para evitar grietas y se van haciendo las diferentes formas cilíndricas que lo componen.

El material utilizado y especificado por la norma en la fabricación del trípode es el acero S356 J2+N:

- Límite elástico: $\sigma_y = 356 \text{ MPa}$
- Densidad: $\rho = 7850 \text{ kg / m}^3$
- Módulo de Young: $E = 2,1 \cdot 10^5 \text{ MPa}$
- Coeficiente de Poisson: $\nu = 0,3$
- Coeficiente térmico: $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$
- Amortiguamiento: $D = 0,03 \text{ N}\cdot\text{s / m}$



Figura 43: Fabricación de la unión brazo diagonal-pilote [5].

Las uniones entre los distintos miembros son soldadas manualmente, debido a la complejidad de las mismas y sus uniones son consideradas rígidas.

En cuanto a la superficie del trípode, como se muestra en la figura de abajo, la parte superior se le añade una pintura anticorrosiva, mientras que la parte sumergida está sin pintar y oxidada, consiguiendo una capa de oxidación protectora. Además se suelen poner ánodos de sacrificio o corrientes impresas para evitar la corrosión.

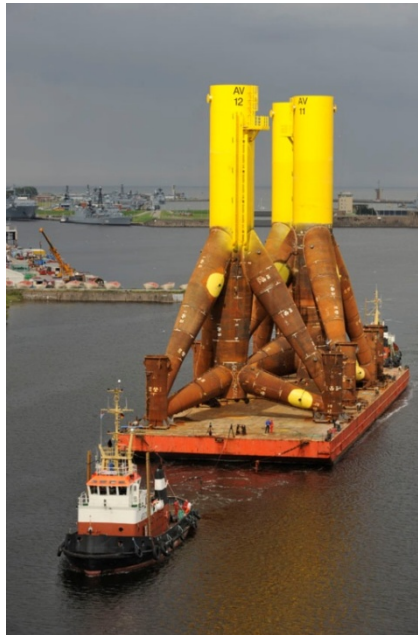


Figura 44: Subestructura trípode transportada por barco [5].

Las dimensiones de los distintos miembros de la estructura marina diseñada para 50 m, se han obtenido a partir de un modelo geométrico inicial de una estructura trípode desarrollado por la OC3 (*Offshore Code Comparison Collaboration*), para una profundidad de 45 m.

La geometría de la estructura trípode desarrolla en el presente proyecto varía tanto en dimensiones de los miembros como en los distintos espesores utilizados con respecto al trípode de la OC3. En la figura que se muestra a continuación aparece la estructura trípode desarrollada para 50 m de profundidad.

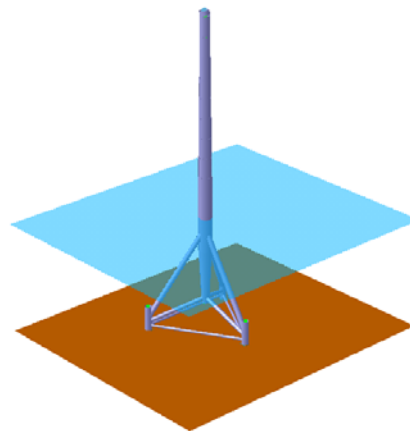


Figura 45: Geometría de la subestructura trípode para 50 m, desarrollada por el presente proyecto, vista en Genie.

Si se presta especial atención en la parte superior de la torre del aerogenerador de la figura 45, aparece una masa puntual. Esta masa ha sido introducida en la geometría de la estructura para representar la *nacelle* y el rotor del aerogenerador de NREL con el que se ha realizado el diseño. Sería más correcto poder modelizar tanto la *nacelle* como el rotor pero como el programa Genie, con el que se ha llevado a cabo el modelo no lo permite, la introducción de la masa puntual es la solución más factible y representativa que permite Genie.



Figura 46: Masa puntual que simula la *nacelle* vista en estructura sólida en Genie.

Se trata de una masa excéntrica respecto a la torre de la turbina, con la masa proporcionada por NREL. La unión entre la parte superior de la torre y la masa se crea mediante una viga tubular con unos valores específicos de material, para no distorsionar los resultados obtenidos en el cálculo.

El elemento cilíndrico con el que se une la masa puntual a la torre se ha definido con un material de gran rigidez y pequeña densidad, de manera que cuando se realicen los cálculos la masa puntual tenga los mismos desplazamientos que el nodo superior de la torre y la masa del elemento viga de unión no influya en el análisis modal.

- Límite elástico: $\sigma_y = 356 \text{ MPa}$
- Densidad: $\rho = 1 \text{ kg / m}^3$
- Módulo de Young: $E = 1 \cdot 10^{14} \text{ MPa}$
- Coeficiente de Poisson: $\nu = 0,3$
- Coeficiente térmico: $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$
- Amortiguamiento: $D = 0,03 \text{ N}\cdot\text{s / m}$

Esta masa puntual es totalmente necesaria para representar la masa y rigidez de la *nacelle* y el rotor, para poder tenerlas en cuenta en el análisis modal y en el análisis de carga última. Los resultados obtenidos en los cálculos serían notablemente diferentes si no representáramos de alguna manera la *nacelle* y el rotor.

En cuanto al análisis de fatiga, es necesario también tener en cuenta esa masa puntual en la parte superior de la torre. Pero en este caso la aproximación es mucho más deficiente, ya que de esta manera no se tiene en cuenta toda la dinámica del rotor y las palas del aerogenerador.

Por lo tanto, esta simplificación que se ha llevado a cabo en la representación de la *nacelle* y el rotor, no es del todo válida para realizar el diseño de una subestructura de una turbina eólica marina. Pero el programa es la única opción que ofrece al usuario, por lo que esta aproximación se ha empleado teniendo siempre presente el objetivo principal del proyecto, la evaluación de Sesam y siendo consciente el autor de la relativa aproximación de la misma.

6.2.2. Condiciones de la turbina de 5 MW de NREL

Los distintos datos de la masa puntual de $m=350.000$ kg vienen determinados por NREL. La masa se encuentra excéntrica respecto a la sección superior de la torre, cuyas coordenadas son (0 m, 0 m, 88,84 m). Las coordenadas del centro de la masa puntual son (-0,41064 m, 0 m, 90,8067 m) respecto al origen de coordenadas, situado en el centro de la estructura y a la altura de la superficie marina cuando esta se encuentra en calma.

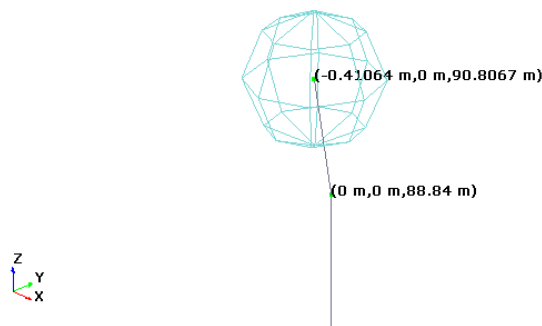


Figura 47: Coordenadas de la masa puntual vista en estructura alámbrica en Genie.

Los valores de la matriz de masas que define la masa puntual uniforme del aerogenerador marino de 5 MW son los siguientes:

	1	2	3	4	5	6
1	350000 Kg	0 Kg	0 Kg	0 Kg*m	0 Kg*m	0 Kg*m
2	0 Kg	350000 Kg	0 Kg	0 Kg*m	0 Kg*m	0 Kg*m
3	0 Kg	0 Kg	350000 Kg	0 Kg*m	0 Kg*m	0 Kg*m
4	0 Kg*m	0 Kg*m	0 Kg*m	45115000 Kg*m ²	0.2162 Kg*m ²	1457800 Kg*m ²
5	0 Kg*m	0 Kg*m	0 Kg*m	0.2162 Kg*m ²	24987000 Kg*m ²	3.0203 Kg*m ²
6	0 Kg*m	0 Kg*m	0 Kg*m	1457800 Kg*m ²	3.0203 Kg*m ²	25524000 Kg*m ²

Tabla 5: Matriz de masas de la masa puntual que simula el peso de la *nacelle+rotor*.

6.2.3. Parametrización de la estructura

La geometría de la estructura ha sido diseñada en función de distintos parámetros, para poder cambiar la geometría del trípode con facilidad durante el proceso de diseño

iterativo. Este archivo es de gran utilidad, ya que permite modelizar la estructura de inmediato cada vez que se quiera ejecutar un análisis, copiando todos los comandos que definen el modelo en la línea de comandos de Genie.

Además mediante este archivo donde se especifica la geometría y características del modelo, permite realizar en el futuro el análisis de sensibilidad de los parámetros más influyentes.

Los parámetros utilizados son los siguientes:

- Calado = z.
- Radio de la base = r.
- Alturas de los nodos de los pilotes = h1, h2, h3, h4.
- Francobordo.
- Longitud del cono principal del fuste.
- Secciones (espesores y diámetros) de todos los elementos.
- Material de todos los miembros.

En el anexo 1 aparecen los comandos del Javascript en función de los distintos parámetros introducidos en Genie para modelizar la geometría de la estructura trípode.

6.2.4. Tipo de elemento finito empleado y criterio de mallado

Antes de realizar cualquier tipo de cálculo se debe definir el tipo de elemento finito y criterio de mallado utilizados. El tipo de elemento finito utilizado se denomina BEAS (dentro de Genie). Se trata de un elemento viga recto con un nodo de 6 grados de libertad en cada extremo. No se ha encontrado ningún factor corrector de cortadura por lo que se considera una viga de Euler-Bernoulli.

El criterio de mallado utilizado es $L \geq 2,5 * D$, donde L representa la longitud de nodo a nodo y D el diámetro del miembro que se pretende mallar. Es un criterio de mallado utilizado normalmente para que los elementos conserven la propiedad de esbeltez con la cual pueda aplicarse la teoría de Morison. Para conocer más información acerca del tipo de elemento BEAS utilizado o el mallado realizado se recomienda acudir al anexo 5.

Tanto el tipo de elemento finito como el criterio de mallado serán empleados en el cálculo de los tres análisis modal, de carga última y de fatiga que se realizan.

6.3. Datos de partida

6.3.1. Ubicación, emplazamiento

Las condiciones de contorno que se citan en este punto quedan definidas por el emplazamiento para el que se ha diseñado la estructura trípode. El emplazamiento elegido ha sido en la costa del Reino Unido en el Mar del Norte, cuyas coordenadas son 53° 8' 18" N, 01° 8' 44" E (ver figuras 48 y 49).



Figura 48: Emplazamiento de la instalación de la estructura trípode [20].



Figura 49: Zoom del emplazamiento con sus coordenadas [20].

El valor de gravedad utilizado es de $g=9.80665 \text{ m/s}^2$. A continuación se muestra dos tablas donde aparecen los distintos parámetros que definen las condiciones de aire y agua existentes en el emplazamiento de 50 m de profundidad del Mar del Norte.

CONDICIONES DEL AIRE	
Densidad	1,226 kg/m ³
Viscosidad cinemática	1,462e-005 m ² /s

Tabla 6: Condiciones del aire del emplazamiento.

CONDICIONES DEL AGUA	
Densidad	1025 kg/m ³
Viscosidad cinemática	1,19e-006 m ² /s
Profundidad	50 m

Tabla 7: Condiciones del agua del emplazamiento.

6.3.2. Modelo de suelos

Con objeto de simplificar los cálculos realizados, en el caso del presente proyecto no sea tenido en cuenta el modelo de suelos explicado. El problema se ha simplificado fijando la subestructura al fondo marino mediante uniones rígidas.

De todas maneras a continuación se explica el modelo de suelos que se debería utilizar en el cálculo de la subestructura para representar el fondo marino del emplazamiento de 50 m de profundidad. Este modelo de suelos sirve como guía para futuras líneas de investigación que desarrollen el presente proyecto o similares.

Las curvas de suelo que describen el comportamiento de las distintas capas geológicas son las siguientes:

CURVAS DE SUELOS	
Tipo de curva P-Y	pyAPI1987
Tipo de curva T-Z	tzAPI1993
Tipo de curva Q-Z	qzAPI1993

Tabla 8: Curvas de suelos.

En la siguiente tabla se muestra el batimiento realizado para limpiar el fondo marino:

BATIMIENTO	
Batimiento general	0.5 m
Batimiento local entorno a los pilotes	1 m
Pendiente lateral de los agujeros del batimiento local	20 grados

Tabla 9: Batimiento del fondo marino.

Para simular la geología del fondo marino se deben utilizar distintas capas de arena y arcilla que tratan de representar las distintas propiedades de cada capa existente en el emplazamiento elegido.

NÚMERO DE CAPA	ANCHO DE CAPA	MATERIAL	DATOS SUELO	SUBCAPAS
1	1.5 m	Arena 1	Datos suelo 1	1
2	2 m	Arena 1	Datos suelo 2	1
3	2 m	Arena 2	Datos suelo 3	1
4	9 m	Arena 3	Datos suelo 4	3
5	55.5 m	Arena 4	Datos suelo 5	15
6	30 m	Arena5	Datos suelo 6	3

Tabla 10: Capas del fondo marino.

En el anexo 3 se describen las distintas propiedades de cada capa de arena o arcilla de las que se compone el fondo marino del emplazamiento.

Las dimensiones de los tres pilotes utilizados para la cimentación de la subestructura trípode han sido obtenidos de las estructuras trípodes instaladas en el parque eólico marino experimental de Alpha Ventus (Alemania). Los pilotes de la cimentación se introducen por el interior de los denominados elementos pilotes (no confundir con los pilotes de la cimentación, ver apartado 6.2), utilizando un martillo hidráulico.

- Diámetro: 2,48 m.
- Espesor: 0,04-0,05 m.
- Longitud: 35 m.

En la siguiente imagen obtenida del programa Genie, se muestra la subestructura trípode sobre el modelo de suelos y con los tres pilotes que parten desde la superficie del fondo marino, alargándose en vertical hasta una profundidad 35 m.

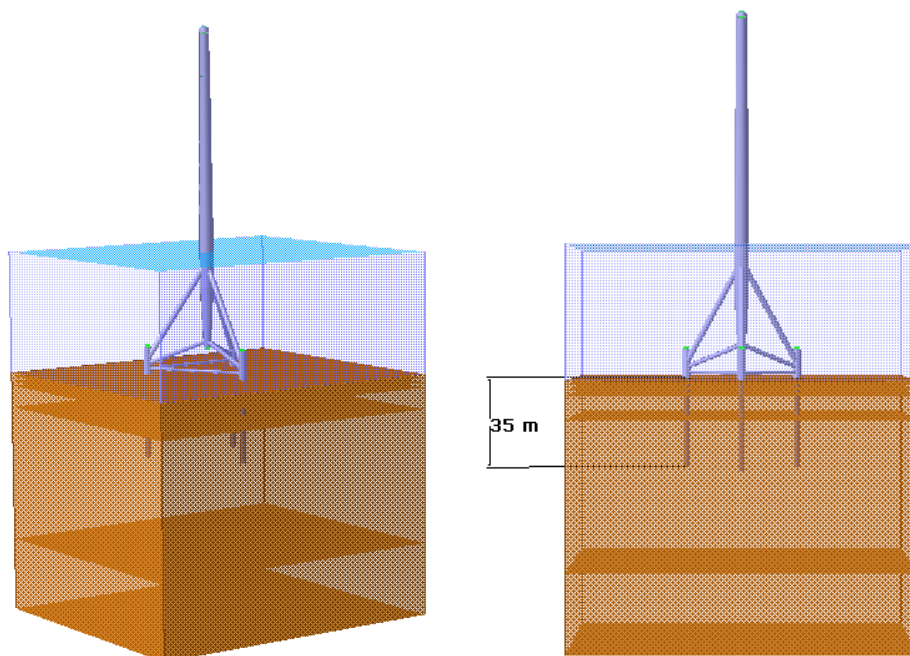


Figura 50: Geometría de la subestructura trípode con el modelo de suelos.

En caso de utilizar este modelo de suelos se debe linealizar el comportamiento del suelo. Esta linealización puede llevarse a cabo mediante dos formas diferentes:

- Introduciendo distintos muelles lineales uno a cada altura de cada capa de arena o arcilla que representen la rigidez de la misma.
- Introduciendo un muelle lineal y otro torsional por apoyo de la subestructura, de forma que estos dos muelles representen el comportamiento del fondo marino.

6.3.3. Condiciones marinas

Las cargas de ola utilizadas en cálculo para el emplazamiento elegido se han obtenido mediante una boya de medición que ha medido todas las elevaciones de la superficie marina durante los 17 años.

Como se mencionó en el apartado 4.3.1 donde se explicaba la teoría de olas, la boya mide estados de mar durante 3 horas y cada vez que se repite un estado de mar suma una ocurrencia. Además estas mediciones las realiza para unas direcciones de ola determinadas, de 0° a 360° cada 30°.

Cada estado de mar (medición de la boya durante 3 horas) se representa mediante un espectro *Jonswap* con factor de pico 3,3 (representa el tipo de mar agresivo del Mar del Norte en el dominio de la frecuencia) con una altura de ola significativa H_s y por un periodo de pico T_s .

Con los distintos estados de mar y la suma de sus ocurrencias para cada dirección se construye un diagrama de dispersión o *scatter diagram* en su forma inglesa, que represente el comportamiento del Mar del Norte durante los 17 años en los que se han tomado las mediciones (desde 1992 hasta 2008).

En el caso del presente proyecto se debe realizar el análisis de fatiga para 20 años por lo que se han tenido que estimar el número de ocurrencias de cada tipo de ola en cada dirección. A partir de las medidas realizadas durante 17 años, se han obtenido el número de ocurrencias de cada año dividiéndolas entre 17. Multiplicando estos valores por los 20 años para los que se pretende realizar el cálculo de fatiga, se obtiene el número de ocurrencias (distintas casillas del diagrama de dispersión) de cada tipo de ola durante 20 años y para cada dirección.

Debido a la gran cantidad de datos que se manejan, es conveniente realizar el cálculo en el dominio de la frecuencia, facilitando la utilización de los datos que representan el estado de mar a largo plazo.

En el anexo 2 aparecen todos los diagramas de dispersión de los distintos estados de mar para cada dirección utilizados en el cálculo de la fatiga de la estructura trípode y el diagrama de dispersión total de ocurrencias de olas.

Mediante este diagrama de dispersión y utilizando una distribución de probabilidad de Weibull, se obtienen la altura significativa H_s del espectro de máximo contenido energético que pueda aparecer durante 50 años (figura 51). A continuación utilizando la gráfica de la figura 52 se obtiene mediante un ajuste lineal el periodo de pico del espectro de máximo contenido energético. Por último partiendo de este espectro se obtiene la altura y periodos de la máxima ola que pueda aparecer durante 50 años (tabla 11).

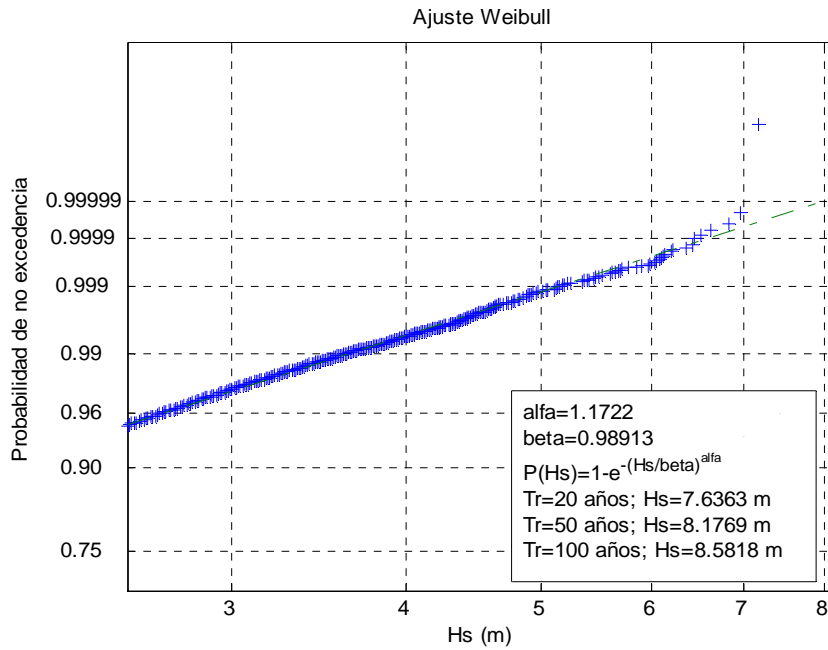


Figura 51: Ajuste de Weibull para la tendencia de la altura típica de la ola.

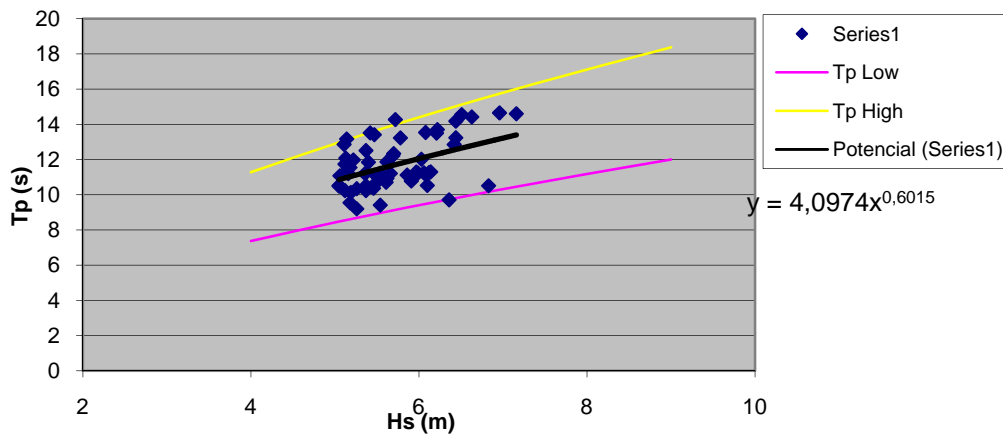


Figura 52: Ajuste T_p para H_s requerida.

Periodo de retorno	H_s	T_p	T_p Low	T_p high	Hmax	Tmax low	Tmax High
20	7,63	13,9	10,9	16,6	12,8	9,13	11,89
50	8,17	14,5	11,3	17,3	13,7	9,45	12,30
100	8,58	14,9	11,7	17,9	14,4	9,68	12,60

Tabla 11: Obtención de la máxima ola a partir del espectro de máximo contenido energético.

Por lo tanto el análisis de carga última se realizará utilizando la máxima ola obtenido durante 50 años de altura $H=13,7m$. Esta ola puede tener dos periodos diferentes $T=9,45s$ y $T=12,30s$, por lo que se deberá realizar el cálculo utilizando dos olas de misma altura pero diferente periodo.

A continuación se muestra la distribución de velocidades del perfil de corriente marina del Mar del Norte que se va a utilizar en el cálculo de la estructura.

PERFIL DE CORRIENTE	
30 m	1,1 m/s
0 m	1,1 m/s
-40 m	0,5 m/s
-50 m	0 m/s

Tabla 12: Perfil de corriente marina del Mar del Norte.

Véase que la distribución se eleva 30 m por encima de la cota 0 (que representa la superficie marina con el mar en calma), para tener en cuenta la corriente en el periodo de paso de la ola que se eleva por encima de la superficie marina. La máxima ola que va aparecer en el cálculo es de $H=13,7\text{m}$ (máxima ola durante 50 años) por lo que en realidad con definir 13,7m la distribución de velocidad del perfil por encima de la superficie marina sería suficiente. Siempre que la distribución de corriente supere los 13,7m el cálculo de la estructura será correcto.

6.4. Estimación de las cargas inducidas por las olas

La estimación de las cargas inducidas por las olas se realiza utilizando el módulo de cálculo de cargas hidrodinámico de Sesam, Wajac. Como se mencionó en el apartado 5.4, Wajac resuelve la ecuación de Morison, calculando las sollicitaciones que el mar genera sobre la estructura.

Dependiendo del tipo de análisis que se quiera resolver algunos de los datos de entrada varían. En los tres análisis realizados (análisis de las frecuencias naturales, análisis de carga última y análisis de fatiga) en el cálculo de la subestructura trípode se ha utilizado el módulo hidrodinámico de Sesam, Wajac.

En caso del análisis de frecuencias de resonancia, únicamente se utiliza Wajac para recrear la localización con el mar y poder tener en cuenta la masa añadida del agua del mar que se mueve.

Para el análisis de carga última la entrada de datos que se debe facilitar a Wajac para que más tarde Sestra pueda resolver la máxima tensión que la estructura deberá de aguantar en su vida, son los siguientes:

- **Geometría y propiedades** (tipo de sección y material) de todos los elementos que forman la estructura trípode incluida la torre del aerogenerador. Estas características se importan a Wajac mediante el archivo T1.FEM generado por Genie cuando se crea la malla.

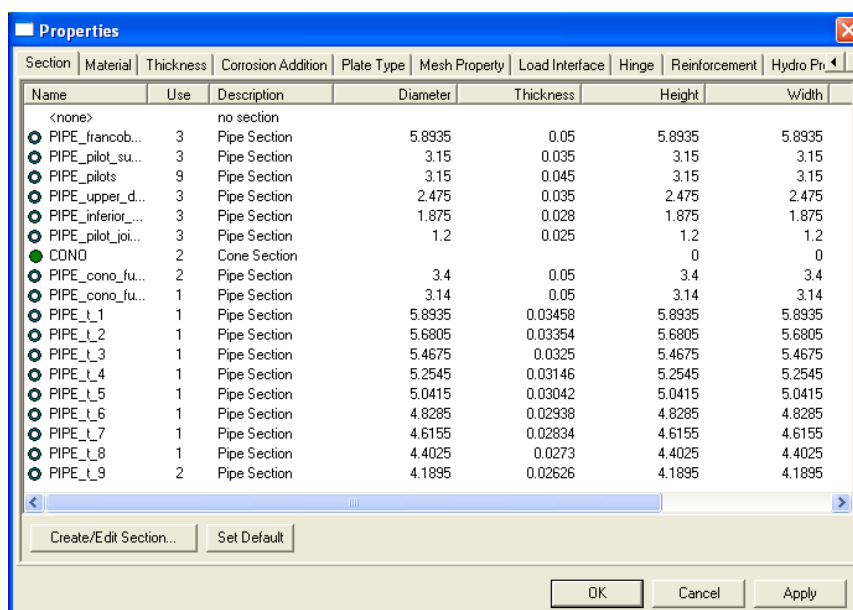


Figura 53: Interface de Genie donde se definen las distintas secciones utilizadas.

- **Propiedades hidrodinámicas** de todos los elementos del conjunto subestructura-torre. Las propiedades hidrodinámicas utilizadas son:
 - *Miembros inundados*: se crea una propiedad que define que los miembros seleccionados estén inundados o no. Para crear esta propiedad se asigna el

número 1 para miembros inundados y el 0 para miembros que no se encuentren inundados. Como se ha mencionado anteriormente todos los miembros que se encuentran por debajo de la superficie marina se encuentran inundados. Esta propiedad es importante ya que aumenta el peso de los elementos inundados y disminuye la presión hidrostática sobre los elementos.

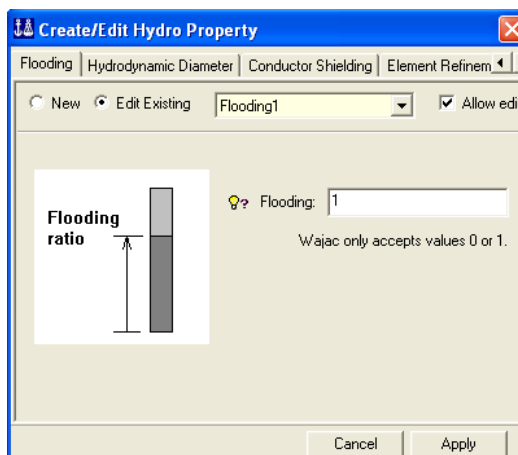


Figura 54: Interface visual de Genie para la definición de miembros inundados.

- o *Crecimiento marino* sobre la superficie de la estructura: es importante tener en cuenta el crecimiento marino ya que aumenta el peso de la estructura, modificando las frecuencias de resonancia y sobre todo porque aumenta el área enfrentada a las cargas de olas y el volumen de agua desplazada, aumentando los resultados de fuerza de la ecuación de Morison. En la siguiente figura aparecen los valores utilizados en el cálculo de la subestructura trípode.

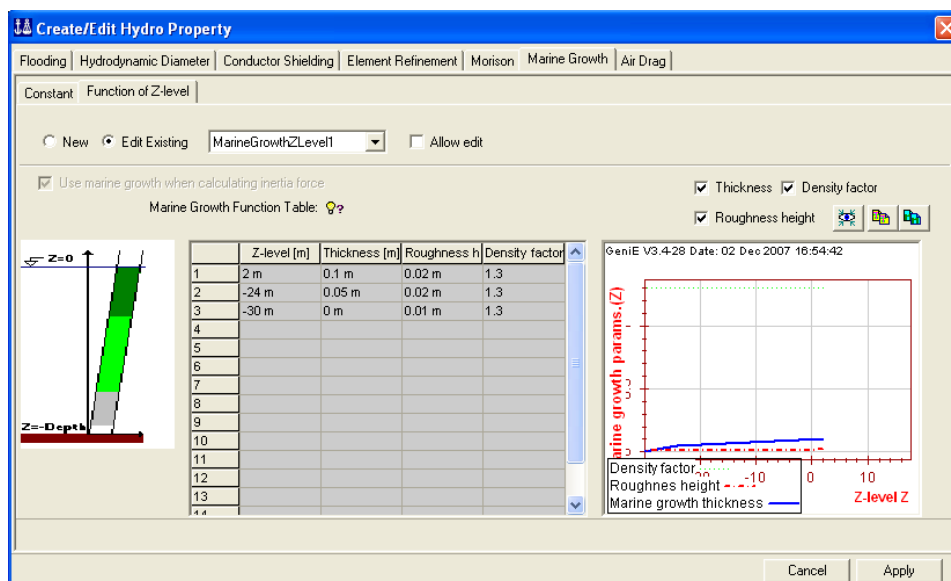


Figura 55: Interface visual de Genie donde se crea el crecimiento marino utilizado en la estructura trípode.

- *Coeficientes de Morison*: estos coeficientes son los que Wajac utiliza para realizar el cálculo de la ecuación de Morison.

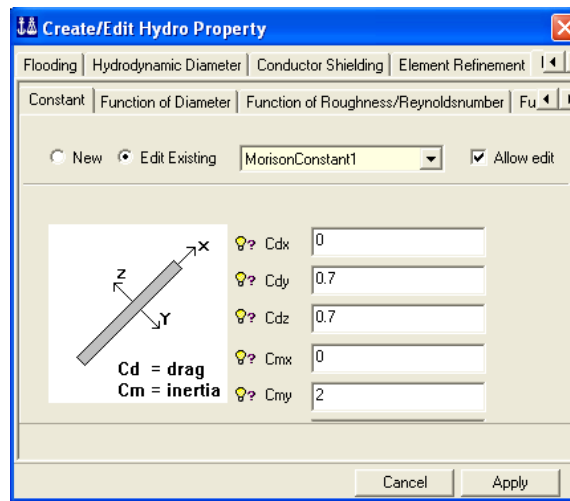


Figura 56: Interface visual de Genie donde se asignan los coeficientes de Morison.

- *Definición de la localización*: definición de profundidad marina, modelo de suelos, densidades y viscosidades del aire y agua y valor de la gravedad.

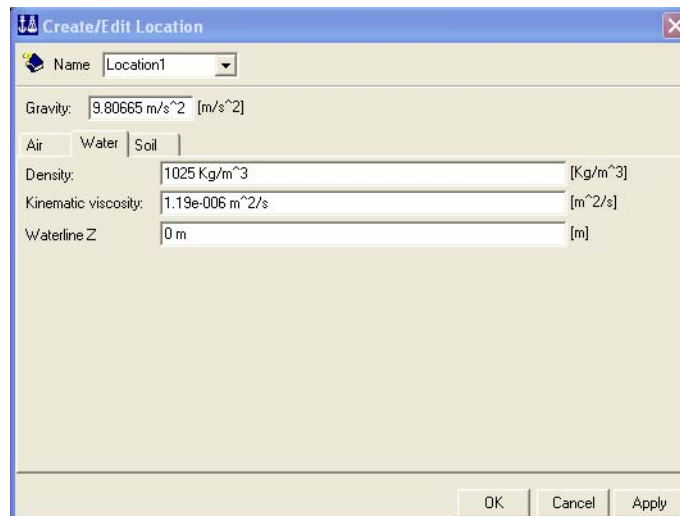


Figura 57: Interface visual de Genie donde se define la localización.

- *Perfil de corriente*: a continuación se muestra el perfil de corriente introducido en Genie para realizar el cálculo.

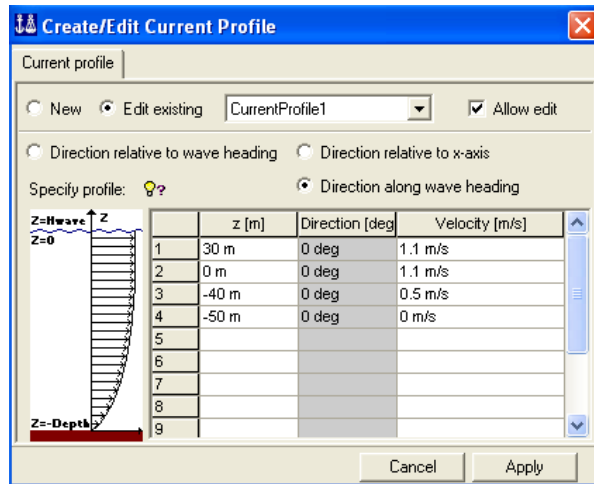


Figura 58: Interface visual de Genie donde se introduce el perfil de corriente.

- o *Conjunto de olas irregulares*: se han utilizado dos tipos de olas, la máxima ola que aparece cada 50 años con sus dos periodos, y para las distintas direcciones de 0° a 360° cada 60°, debido a la geometría de revolución del trípode. De esta manera se ha estudiado cual de todas ellas es la perjudicial para la subestructura.

A cada ola se le debe asociar además de la dirección, la corriente y el tipo de teoría. Para representar la máxima ola en el análisis de carga última, se ha utilizado la teoría de Stokes, mientras que para el análisis de fatiga se ha empleado la teoría de Airy para que los cálculos sean lineales.

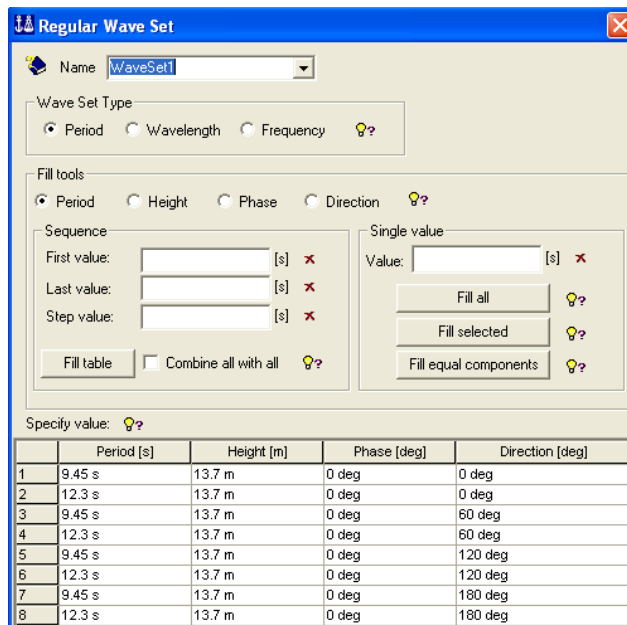


Figura 59: Interface visual de Genie donde se introduce el conjunto de olas regulares.

Cada ola del conjunto de olas, define un estado de mar diferente. Para cada uno de estos estados, Wajac generará un caso de carga para cada paso de la ola a través de la estructura, calculando las fuerzas y momentos de cada fase sobre la subestructura. Estas fuerzas y momentos vienen referidas a un punto que el usuario decida, en el caso del presente proyecto respecto al (0, 0, 0), origen de coordenadas. El programa también permite que sea el diseñador quien determine las fases o los distintos pasos en los que se divide un ciclo de ola, habiendo optado para el cálculo de la estructura trípode 36 pasos de ola cada 10°.

Para cada caso de carga, Wajac calcula las fuerzas hidrodinámicas generadas sobre cada nodo de la estructura (almacenados en el archivo T1.FEM), calculando las fuerzas y momentos en cada uno de los nodos de cada elemento de la estructura y en cada uno de los puntos intermedios existente entre los nodos consecutivos de un elemento.

Todas las propiedades hidrodinámicas mencionadas para el análisis de carga última se pueden definir en Genie mediante las ventanas visuales mostradas en las figuras anteriores (generando Genie el archivo Wajac.inp) o se puede editar el archivo de entrada Wajac.inp, utilizando los comandos respectivos.

En cuanto al análisis de fatiga, se deben generar las mismas propiedades hidrodinámicas descritas. Lo único que cambia con respecto al análisis de carga última es la carga hidrodinámica. En vez de meter un conjunto de olas irregulares, se introducen un espectro de olas o un conjunto de olas regulares que defina el estado de mar del emplazamiento, calculándose la función de transferencia como se explico en el apartado 5.4. Además los cálculos realizados por Wajac tendrán en cuenta la masa añadida para el cálculo dinámico.

6.5. Estimación de las cargas inducidas por el viento

La estimación de las cargas inducidas por el viento es tan o incluso más importante que las cargas marinas para una subestructura del sector eólico. Esta carga se debería tener en cuenta tanto en el análisis de carga última como en el de fatiga.

Lamentablemente como se mencionó en el apartado 5, el programa Sesam utilizado para el cálculo de la subestructura trípode no contiene un módulo de estimación de cargas de viento correcto que permita llevar a cabo el cálculo de la fatiga de viento que incide sobre un aerogenerador. Por ello, la única estimación de la carga de viento que se ha realizado ha sido para calcular el análisis de carga última.

La máxima carga inducida por el viento que debe de soportar un aerogenerador durante toda su vida con la máquina de la turbina en funcionamiento, se estima que es de 800 KN perpendicular a la torre. Esta fuerza actúa sobre el rotor de la turbina, transmitiendo las tensiones a través de la torre y la subestructura marina, para distribuirse por el fondo marino. Se considera que es la fuerza que ejerce el viento sobre las palas del aerogenerador cuando viaja a una velocidad de 11 m/s, es decir, cuando la turbina empieza a generar los 5 MW de potencia al final del codo de la curva de potencia.

A partir de este punto de la curva de potencia, si la velocidad del viento sigue aumentando hasta la velocidad de corte 25 m/s, las palas del aerogenerador empezaran a girar (*pitch control*) para que la turbina no supere la potencia nominal de 5 MW para la que ha sido diseñada. Este giro de las palas hace que las palas opongan menos resistencia al viento, disminuyendo de esta manera la fuerza total ejercida por el viento sobre el aerogenerador.

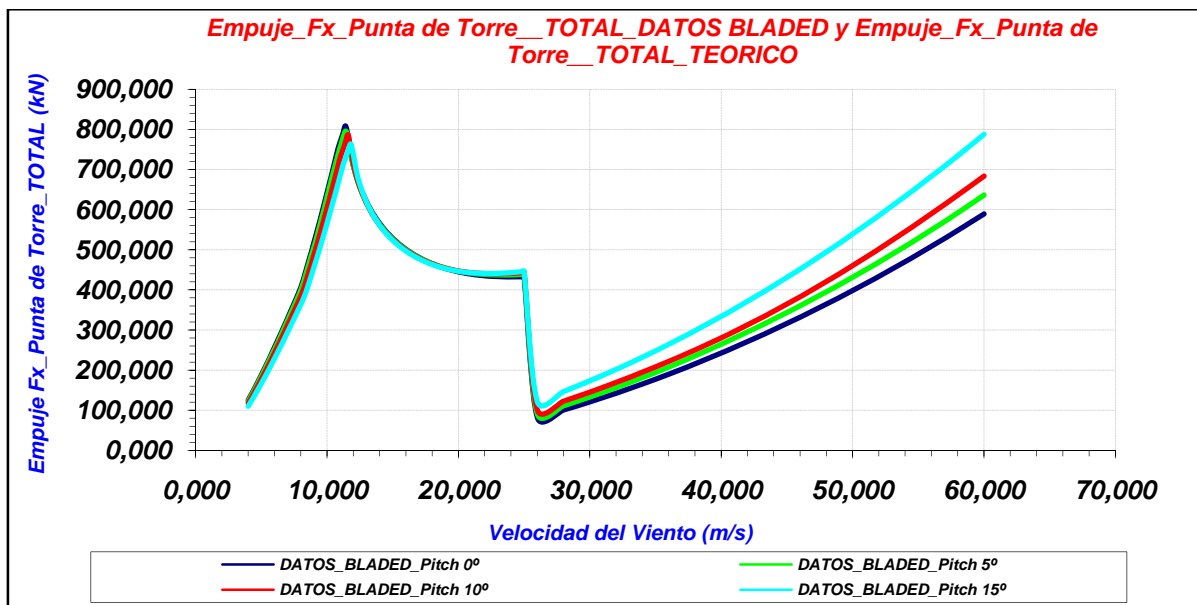


Figura 60: Empuje que ejerce el viento sobre el conjunto *nacelle+rotor*.

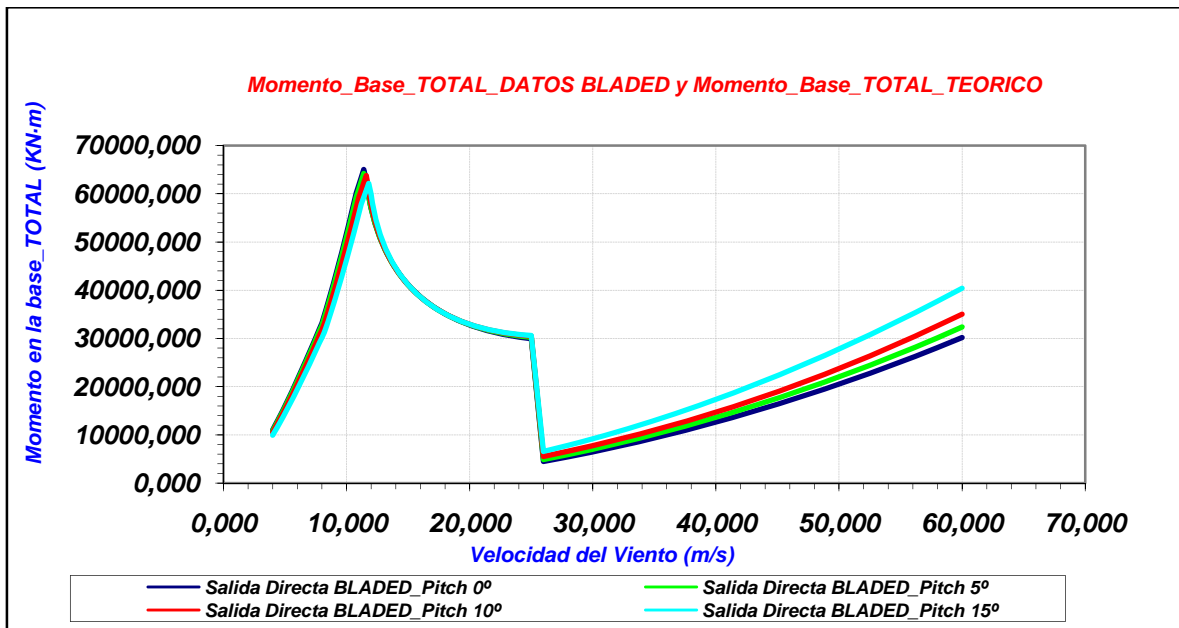


Figura 61: Momento en la base de la torre generado por el empuje del viento.

A continuación se muestra una figura donde aparece la parte superior de la torre del modelo utilizado en Genie para el análisis de carga último con la carga puntual de 800 KN, que representa la máxima carga de viento ejercida sobre el modelo.



Figura 62: Carga puntual de 800 KN aplicada en el centro de la masa puntual del modelo generado en Genie.

Para representar todas las direcciones por las que puede aparecer la carga de viento, la estimación de carga de viento de 800 KN será aplicada cada 30° desde 0° hasta 360° (considerando el origen de giro en el eje x) sobre el modelo de la subestructura trípode en Genie, mediante 12 simulaciones diferentes. En realidad sería suficiente con realizar el cálculo cada 60° desde 0° hasta 360°, pero de esta manera conocemos con más exactitud el comportamiento de la estructura para cada dirección.

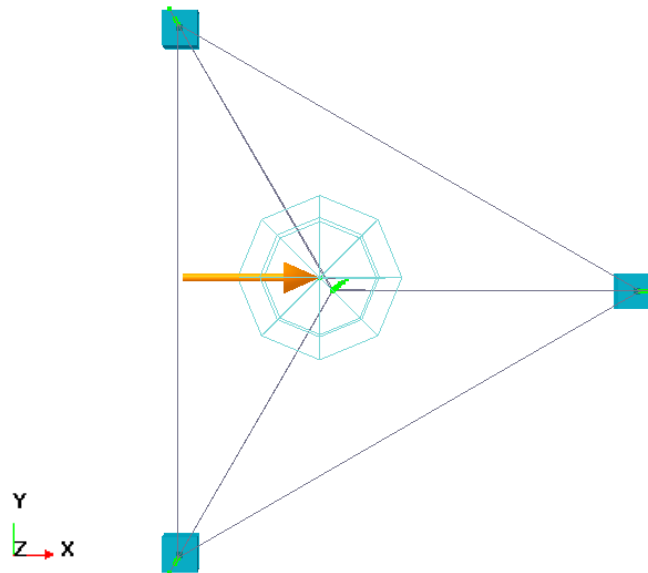


Figura 63: Vista de planta de la subestructura trípode con la carga puntual que representa el viento.

Puede parecer absurdo realizar la simulación de la carga puntual en distintas direcciones las cuales parecen que van a generar las mismas tensiones sobre la estructura debido a las simetrías existentes en la geometría del trípode. Pero todas las direcciones de carga de viento generarán distintas tensiones en la estructura debido a la excentricidad de la masa puntual que representa la *nacelle*. En la figura 62 se puede apreciar como el centro de la esfera de la masa puntual no coincide con el punto donde se unen los brazos diagonales (origen de coordenadas del plano XY).

Además de este caso de carga de máximo viento de 800 KN, que genera el máximo momento con la máquina en funcionamiento, también se deberían de realizar todos los casos de carga última especificados por la norma IEC 61400, de parada de emergencia del aerogenerador, etc. Pero en el caso del presente únicamente se ha estudiado el caso de viento explicado para tener una primera impresión del comportamiento de la estructura frente a la carga del viento.

6.6. Estimación de las frecuencias naturales de la estructura y justificación del análisis cuasiestático para determinar la vida de los componentes

6.6.1. Cargas dinámicas existentes

La resonancia mecánica es un fenómeno que se produce cuando un cuerpo capaz de vibrar es sometido a la acción de una fuerza periódica cuya frecuencia de vibración coincide con la frecuencia de vibración característica de dicho cuerpo (frecuencia natural o de resonancia). En estas circunstancias el cuerpo vibra, aumentando de forma progresiva la amplitud del movimiento tras cada una de las actuaciones sucesivas de la fuerza. Este efecto puede ser destructivo por lo que debe ser estudiado.

El objetivo de este estudio es diseñar una estructura con unas frecuencias de resonancia que se encuentren lo suficientemente lejos de todas aquellas frecuencias de las fuerzas o cargas dinámicas que puedan excitar la estructura.

Por ello, lo primero que se deben estudiar son todas las fuerzas periódicas a las que la estructura pueda estar sometida durante toda su vida.

Las fuerzas periódicas o dinámicas a las que está sometida una subestructura marina de un aerogenerador son las siguientes:

- Cargas de ola.
- Cargas de viento.
- Cargas producidas por el paso de la pala a la altura de la torre de la turbina: 1P y 3P.

Las distintas frecuencias a las que trabajan las cargas de ola y viento se representan mediante espectros de mar y de viento característicos del emplazamiento. Mientras que las cargas dinámicas 1P y 3P son impulsos a una frecuencia determinada coincidiendo con la frecuencia de paso de una pala (1P) o las tres palas (3P) a la altura de la torre.

En el anexo 4 se muestran las frecuencias de las cargas dinámicas a las que va a estar sometida la subestructura trípode durante los 20 años de vida para los que se debe diseñar. A diferencia del espectro del mar, el espectro de viento no está representado. La cantidad de energía introducida por el viento a la estructura se encuentra en frecuencias muy bajas (menores que el pico del espectro del mar, 0.07 Hz), disminuyendo de forma exponencial al aumentar la frecuencia. Por lo tanto los rangos de frecuencias de excitación del espectro del mar y de la 1P y 3P, limitan automáticamente el rango de peligro de frecuencia de excitación del viento.

Las fuerzas dinámicas 1P y 3P se encuentran representadas con los valores de velocidad de rotación nominal del rotor y velocidad mínima de rotación. Además se define un margen de error $\pm 20\%$, aumentando el rango de frecuencias de excitación a evitar por las frecuencias de resonancia de la estructura.

Una vez conocidas todas las fuerzas dinámicas que excitarán la estructura durante su vida, se deben estudiar los rangos de frecuencia en los que deberán encontrarse las frecuencias de resonancia del conjunto subestructura-aerogenerador, para evitar que la estructura entre en resonancia. Los dos rangos de frecuencias para los que se debe diseñar la estructura son (ver gráficas del anexo 4):

- Rango comprendido entre $1P(+20\%)$ y $3P(-20\%)$, es decir un rango de frecuencias de (0.24 Hz, 0.28 Hz).
- A partir de la frecuencia $3P(+20\%)$ con un valor de 0.73 Hz, ya que no existe ninguna carga dinámica.

En el siguiente apartado se va a proceder a estudiar las frecuencias naturales del conjunto subestructura-aerogenerador.

6.6.2. Resultados de las frecuencias naturales calculadas

Las frecuencias de resonancia (f) de una estructura dependen de dos factores, la rigidez (K) y la masa (M).

$$f = \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{K}{M}} \quad (6.1)$$

Por ello el diseñador debe jugar con estas dos variables para que las frecuencias naturales de la estructura se encuentren en los rangos de frecuencia mencionados, donde no existan fuerzas que puedan excitar la estructura.

Para variar la rigidez y la masa del sistema, el diseñador dispone de dos posibles soluciones, modificar la geometría de la estructura o variar la sección de los miembros estructurales, ambas adoptadas en el cálculo de las frecuencias de resonancia del conjunto subestructura-turbina del presente proyecto final de carrera. Pero debe recordarse que modificando la geometría o las secciones de los miembros que componen la estructura trípode, variarán los resultados de los análisis de carga última y de fatiga. Por ello debe realizarse el proceso iterativo mencionado en la introducción del apartado 6 entre los tres análisis hasta que se encuentre una subestructura que cumpla los cumpla.

La estimación de las frecuencias de resonancia del conjunto subestructura-turbina se ha realizado mediante el programa Genie. Para los distintos casos estudiados se ha considerado suficiente el cálculo de las 10 primeras frecuencias naturales. El programa permite el cálculo de más de 10 frecuencias pero en el caso de la estructura trípode no tiene sentido, ya que a partir del tercer modo de vibración todas las frecuencias naturales superan el rango de excitación de 0.73 Hz.

Con el objetivo de conocer la influencia de varios parámetros en el cálculo de las frecuencias de resonancia del conjunto subestructura-aerogenerador, se ha considerado oportuno realizar el cálculo de tres casos diferentes modificando algunos parámetros de interés:

1º Caso: Miembros inundados

En este primer caso se estudia la influencia de tener los miembros inundados para evitar las tensiones por presión hidrostática.

En la siguiente tabla se comparan los resultados obtenidos de las frecuencias de resonancia obtenidas con miembros inundados y sin inundar.

MODO DE VIBRACIÓN	NÚMERO DE FRECUENCIA NATURAL	EMPOTRADO SIN MIEMBROS INUNDADOS (tamaño malla 1m)	EMPOTRADO CON MIEMBROS INUNDADOS
Primer modo de vibración, flexión de la torre en el plano yz	f 1	0,282	0,282
Igual que el anterior modo f1 pero con la flexión de la torre en el plano xz	f 2	0,284	0,284
Modo de torsión de la subestructura trípode	f 3	1,369	1,369
Segundo modo de vibración, flexión de la torre en el plano yz	f 4	1,681	1,681
Igual que el anterior modo f4 pero con la flexión en el plano xz	f 5	1,889	1,889
Tercer modo de vibración, flexión de la torre en el plano yz	f 6	3,643	3,643
Mezcla entre el modo f6 con flexión en el plano xz y modo local f8	f 7	4,032	4,032
Modo de vibración local de los brazos de unión entre los pilotes	f 8	4,046	4,043
Igual que el modo f8 pero con la flexión de los brazos en otro plano	f 9	4,065	4,054
Igual que el modo f8 y f9 pero con la flexión de los brazos en otro plano	f 10	4,069	4,064

Tabla 13: Frecuencias de resonancia (Hz) de la estructura con los brazos sumergidos inundados.

Como se puede apreciar en los resultados obtenidos, las frecuencias de resonancia no varían prácticamente nada. En los primeros modos de vibración, correspondientes a modos de la torre, es normal que las frecuencias naturales no cambien, ya que en la flexión de la torre no se mueve nada de masa de agua, al no estar inundada la torre del aerogenerador.

En cambio en los últimos modos de vibración correspondientes a modos locales de los brazos de unión entre los pilotes, las frecuencias de resonancia disminuyen algo, ya que en este caso sí que se mueve el agua que se encuentra dentro de los brazos que vibran. De todas maneras la contribución del agua que vibra es muy pequeña frente a toda la masa de acero por lo que las frecuencias naturales prácticamente no cambian.

2º Caso: Masa añadida del agua del mar

Además de tener en cuenta el anterior parámetro estudiado, en este caso se realiza el cálculo teniendo en cuenta la masa añadida del agua del mar que la estructura mueve cuando vibra.

Como se muestra en la siguiente tabla de resultados comparativa, los primeros modos de vibración (ver descripción del modo de vibración de la tabla) son como los del caso anterior pero el resto cambian. Al cambiar los modos, el valor de las últimas cinco frecuencias también se modifican mucho con respecto al caso anterior.

MODO DE VIBRACIÓN	NÚMERO DE FRECUENCIA NATURAL	EMPOTRADO CON MIEMBROS INUNDADOS PERO SIN MASA AÑADIDA DEL AGUA MARINA	EMPOTRADO SIN MIEMBROS INUNDADOS PERO CON MASA AÑADIDA DEL AGUA MARINA	EMPOTRADO CON MIEMBROS INUNDADOS Y CON MASA AÑADIDA DEL AGUA MARINA
Primer modo de vibración, flexión de la torre en el plano yz	f 1	0,282	0,282	0,282
Igual que el anterior modo f 1 pero con la flexión de la torre en el plano xz	f 2	0,284	0,284	0,284
Modo de torsión de la subestructura trípode	f 3	1,369	1,356	1,340
Segundo modo de vibración, flexión de la torre en el plano yz	f 4	1,681	1,671	1,656
Igual que el anterior modo f 4 pero con la flexión en el plano xz	f 5	1,889	1,869	1,824
Mezcla entre el tercer modo de flexión de la torre y modo local f8	f 6	3,643	2,499	1,978
Igual que el modo anterior f 6 pero con menores deformaciones	f 7	4,032	2,501	1,997
Modo de vibración local de dos de los brazos de unión entre los pilotes	f 8	4,043	2,517	2,009
Modo de vibración local de los tres brazos de unión entre los pilotes	f 9	4,054	2,520	2,012
Igual que el modo f 7 pero con la flexión de los brazos en otro plano	f 10	4,064	2,522	2,015

Tabla 14: Frecuencias de resonancia (Hz) de la estructura teniendo en cuenta la masa añadida del agua del mar.

Los resultados obtenidos tienen sentido. Los primeros modos no cambian mucho, ya que son modos de la torre y no mueven agua marina al vibrar. Pero los últimos modos que pertenecen a modos de vibración locales de brazos del trípode disminuyen bastante, debido a la gran masa de agua del mar que deben de mover los miembros de la estructura trípode (ver en la ecuación 6.1, como la masa aparece dividiendo, disminuyendo la frecuencia al aumentar la masa).

En este caso se puede apreciar mejor la influencia de los miembros inundados que en el caso anterior. Véase en la tabla que las primeras frecuencias de resonancia no se modifican inundando los miembros que se encuentran sumergidos. Estos resultados tienen sentido, ya que como se mencionó en el primer caso, los primeros modos de vibración corresponden a modos de la torre del aerogenerador pero como en este tipo de vibración no se mueve la masa de agua de los miembros inundados, esta masa no influyen en las frecuencias naturales de la estructura.

En cambio las últimas frecuencias de resonancia en este caso sí que disminuyen algo (un 20%) con los miembros inundados. Esta disminución es debido a la cantidad de masa de agua que se mueve en la vibración local de los brazos de unión entre los pilotes.

Las frecuencias naturales del conjunto subestructura-turbina obtenidas en este caso, son las frecuencias que tendrá la estructura, en sus primeros años de vida. El siguiente tercer caso representa las condiciones en la que se encontrará la estructura dentro de 20 años.

Para conseguir unos resultados de las frecuencias de resonancia aun más reales, además de tener en cuenta los miembros inundados y la masa añadida del agua del mar, se debería de realizar una simulación con el modelo de suelos que represente el fondo marino del emplazamiento. Esta simulación queda planteada como futura línea de investigación que completen el presente proyecto final de carrera.

3º Caso: Frecuencias naturales esperadas a los 20 años de vida

En este último caso se calculan las frecuencias de resonancia esperadas del conjunto subestructura-turbina en sus últimos años de vida (alrededor de los 20 años). Para ello se añaden al estudio de este caso, dos parámetros que influyen en las frecuencias naturales de la estructura, la corrosión producida durante los 20 años de vida de los distintos elementos de la subestructura mojados y el crecimiento marino en la superficie de algunos miembros sumergidos.

En la siguiente tabla se muestran las frecuencias naturales obtenidas en función de la corrosión y del crecimiento marino, sin la descripción del modo de vibración, ya que resultan ser los mismos que los del segundo caso. En la última columna de la tabla se combinan ambos fenómenos junto con la masa añadida del mar. Por lo que resultan ser las frecuencias naturales que se espera que el conjunto subestructura-turbina tenga a los 20 años de vida. Para representar la corrosión producida por el agua salada durante 20 años, se ha reducido en 2mm el espesor de los miembros sumergidos e incluso de los que quedan mojados por las olas.

NÚMERO DE FRECUENCIA	EMPOTRADO CON MIEMBROS INUNDADOS Y CON MASA AÑADIDA DEL AGUA MARINA	+ CORROSIÓN	+ CRECIMIENTO MARINO	+ CORROSIÓN + CRECIMIENTO MARINO (Frecuencias naturales esperadas a los 20 años)
f 1	0,282	0,279	0,282	0,279
f 2	0,284	0,281	0,284	0,281
f 3	1,340	1,323	1,337	1,320
f 4	1,656	1,643	1,652	1,638
f 5	1,824	1,799	1,807	1,779
f 6	1,978	1,928	1,932	1,888
f 7	1,997	1,941	1,975	1,934
f 8	2,009	1,951	2,007	1,947
f 9	2,012	1,951	2,009	1,951
f 10	2,015	1,957	2,012	1,953

Tabla 15: Frecuencias de resonancia (Hz) de la estructura en función de la corrosión y crecimiento marino.

La corrosión del acero hace que disminuya la sección de los miembros, disminuyendo la masa y la rigidez de la subestructura. Los valores de las frecuencias naturales disminuyen un poco por lo que la disminución de la rigidez influye en mayor medida que la disminución de la masa. Pero la disminución de la masa (efecto que provoca un aumento de las frecuencias naturales), compensa la disminución de las frecuencias provocada por la disminución de la rigidez. Por ello el fenómeno de la corrosión prácticamente no influye en los valores de las frecuencias de resonancia de la estructura.

Por otro lado, el crecimiento marino aumenta la masa con las algas y seres marinos que viven en la superficie de los miembros mojados, disminuyendo tímidamente las frecuencias de resonancia. Se considera que existe crecimiento marino hasta los 30m de profundidad por lo que los miembros que se encuentran por debajo de esta profundidad no se encuentran afectados por este fenómeno. De esta manera resulta ser pequeña la influencia de este fenómeno en la masa de la estructura y por lo tanto en las frecuencias de resonancia de la

misma. Además la estructura nunca llegará a tener esta cantidad de seres vivos en su superficie, ya que en las distintas inspecciones que se realizan sobre la estructura, ésta se limpia.

Como conclusión de la influencia de los distintos parámetros estudiados en las frecuencias de resonancia del conjunto subestructura-turbina, se puede concluir que el único parámetro que modifica de verdad los valores de las frecuencias de resonancia es la masa añadida del agua del mar que mueve la estructura cuando vibra.

De todas las situaciones anteriormente mencionadas la simulación que más se acerca a la realidad para los primeros años de vida de la estructura, es la estimación de las frecuencias naturales teniendo en cuenta los miembros inundados de la estructura trípode y la masa añadida del agua del mar, es decir el segundo caso. Por ello en el anexo 6 se muestran las figuras de los 10 modos de vibración obtenidos en Genie del conjunto subestructura-aerogenerador en este segundo caso.

6.6.3. Justificación del análisis cuasiestático para determinar la vida de los componentes

Las frecuencias de resonancias calculadas en el apartado anterior se encuentran lejos de las frecuencias de excitación dinámicas (ver figura del anexo 4). Por lo tanto podemos suponer que la componente inercial de la ecuación generalizada de Newton (ecuación 6.2) es mucho más pequeña que la componente de rigidez de la estructura. De esta manera se puede despreciar la componente inercial, por lo que las aceleraciones de la estructura van a ser muy pequeñas. En cuanto a la componente de amortiguamiento también se puede despreciar ya que en el caso del acero suele ser muy pequeña en comparación con la componente de rigidez.

$$M\ddot{x} + c\dot{x} + Kx = F(t) \quad (6.2)$$

Por lo tanto únicamente se tendrán en cuenta la componente de rigidez de la estructura, pudiendo simplificar el problema y resolviendo de esta manera el cálculo de la fatiga de la estructura mediante un análisis cuasiestático. La ecuación de Newton que se deberá resolver para cada instante de tiempo es la siguiente:

$$Kx = F(t) \quad (6.3)$$

En la tabla que se muestra a continuación aparecen las frecuencias de resonancia obtenidas y el intervalo de las frecuencias de excitación, de manera que se aprecia como todas las frecuencias naturales del conjunto subestructura-aerogenerador calculadas se encuentran fuera de las frecuencias de las fuerzas de excitación.

F. NATURALES DEL CONJUNTO SUBESTRUCTURA-AEROGENERADOR	INTERVALO DE FRECUENCIAS DE LAS FUERZAS DE EXCITACIÓN
0,282	(0Hz, 0,24Hz) ∪ (0,28Hz, 0,73Hz)
0,284	
1,340	
1,656	
1,824	
1,978	
1,997	
2,009	
2,012	
2,015	

Tabla 16: Comparación entre las frecuencias naturales obtenidas del conjunto subestructura-aerogenerador con las frecuencias de las fuerzas de excitación.

6.7. Análisis de carga última

6.7.1. Casos de cargas aplicadas

En el análisis de carga última, se pretenden estudiar las tensiones que debe soportar la subestructura marina aplicando la máxima carga que pueda aparecer durante sus 20 años de vida. Para ello, el análisis se llevará a cabo aplicando las cargas mencionadas en los apartados 6.5 y 6.6, es decir, la máxima ola que aparece durante los 50 años, corriente marina y la máxima fuerza estática del viento ejercida sobre el rotor del aerogenerador en funcionamiento:

- Máxima ola durante 50 años, de altura $H=13,7\text{m}$ y periodos $T=9,45\text{s}$ y $T=12,30\text{s}$ (modelo de ola Stokes).
- Corriente marina mencionada en el apartado 6.4.
- Máxima fuerza ejercida sobre el rotor en funcionamiento cuando el viento viaja a 11m/s (el aerogenerador trabaja en el codo de la curva de potencia), 800KN .

Estas tres cargas mencionadas de ola, corriente y viento deben preverse desde cualquier dirección a menos que se conozcan las condiciones específicas del entorno. En el caso del presente proyecto no se conocen las distintas combinaciones de direcciones de viento y ola, por lo que el análisis de carga última se estudiará para todas las combinaciones posibles de direcciones principales entre las cargas de viento, corriente y ola.

Las direcciones principales, debido a la geometría de la subestructura, para las que se va a realizar el análisis son cada 30° , considerando como origen de giro el eje x. Como se mencionó en el apartado 6.6, puede parecer absurdo realizar el análisis para los 360° , debido a las simetrías aparentes existentes en la geometría, pero no hay que olvidarse de la excentricidad de la masa puntual que representa el conjunto *nacelle*+rotor. Esta excentricidad elimina las simetrías aparentemente existentes en la geometría.

Para conocer cuál de las combinaciones de direcciones de cargas es la más perjudicial, se debe empezar estudiando las distintas combinaciones de direcciones entre la carga de ola y de corriente marina. Para ello se fija una de las dos cargas en un dirección (en el caso del presente proyecto se fijó la corriente) y se van planteando distintos casos de carga en los cuales se modifique la dirección de la máxima ola para las 12 direcciones principales (es decir, cada 30°) que recorran los 360° .

De esta manera se observa cual de las distintas combinaciones de direcciones de carga de ola y corriente genera las máximas tensiones sobre la estructura. Realizando estos cálculos mediante el paquete informático Sesam, como cabía esperar, la combinación de carga que más daño genera en la estructura es cuando la carga de ola y corriente marina se encuentran alineadas.

Una vez encontrada la combinación de direcciones de carga entre la carga de ola y corriente más perjudicial para la estructura, el siguiente paso es estudiar la combinación de direcciones de carga que más daño produce con la carga de viento. Para ello el proceso que se debe realizar es el mismo que el anterior, es decir se fija la carga de ola y corriente marina en

una misma dirección y se calculan distintos casos de carga en los cuales se modifique la dirección de la carga puntual que representa el viento en las 12 direcciones principales que barren toda la estructura.

El caso de carga más desfavorable obtenido mediante el cálculo llevado a cabo con Sesam, es aquel en el que las tres cargas se encuentren alineadas.

Por lo tanto para conocer ahora la dirección de estas tres cargas alineadas que más tensiones provoque en la estructura, se deben plantear 12 nuevos casos de carga con las tres cargas alineadas en las 12 direcciones principales definidas cada 30° de 0° a 360° . Para ello se deben definir distintos casos de carga de ola, peso propio y viento, para poder combinarlos y llevar a cabo la simulación en Genie de la combinación de carga de las tres cargas alineadas que se pretenden estudiar.

Cuando se introduce un caso carga de ola en Genie, Wajac crea dos casos de carga diferentes para cada ola, en el instante de paso de la ola por la estructura que produce máximo cortante y en el instante de paso de la ola que produce máximo momento. El orden de estos dos casos lo marca la fase del instante en que se produzca el máximo momento y máximo cortante. El primer caso de carga pertenecerá al instante de tiempo que antes suceda, es decir, el caso de menor fase, mientras que el segundo caso de carga pertenecerá al caso de carga que más tarde suceda.

Por lo tanto, para cada una de estas 12 direcciones se aplicarán seis casos de carga diferentes:

- Caso de carga que tiene en cuenta el peso de toda la estructura.
- Caso de carga de la ola de $H=13,9\text{m}$ y $T=9,45\text{s}$, que produzca el máximo cortante, incluyendo la corriente marina.
- Caso de carga de la ola de $H=13,9\text{m}$ y $T=9,45\text{s}$, que produzca el máximo momento, incluyendo la corriente marina.
- Caso de carga de la ola de $H=13,9\text{m}$ y $T=12,30\text{s}$, que produzca el máximo cortante, incluyendo la corriente marina.
- Caso de carga de la ola de $H=13,9\text{m}$ y $T=12,30\text{s}$, que produzca el máximo momento, incluyendo la corriente marina.
- Carga puntual de viento perpendicular a la torre de 800 KN que simula la máxima carga del viento con la máquina del aerogenerador en funcionamiento.

Además para cada dirección se aplican cuatro combinaciones de carga diferentes, añadiendo a cada combinación el caso de carga de peso propio de la estructura, carga de viento y uno de los cuatro casos de carga de ola mencionados.

Las tensiones producidas en la estructura por estas combinaciones de casos de carga las calculará Sestra, sumando las tensiones que produce cada caso de carga. Este procedimiento del cálculo de combinaciones de cargas es una simplificación más que aplica el paquete informático Sesam.

Una vez aplicados los 10 casos de carga (6 casos de carga+4 combinaciones de casos de carga), y que el programa haya calculado las tensiones producidas por cada caso, se realiza un chequeo bajo la norma API RP 2A-WSD del daño que las tensiones producen en la estructura.

Este chequeo se realiza directamente desde Genie y permite al usuario estudiar los factores de utilización de todos los miembros de la estructura para que en caso de fallo puedan ser cambiados por uno de mayor sección rápidamente desde Genie.

En el chequeo realizado en el presente proyecto se verifican todas las secciones cilíndricas y cónicas. Para los miembros cilíndricos, el programa calcula las tensiones admisibles del material proporcionales al límite elástico (además las tensiones admisibles calculadas son divididas por un factor de minoración) y los factores de utilización, mediante distintas fórmulas para diferentes casos de carga. Los casos de carga que se estudian son los siguientes:

- Tracción axial.
- Compresión axial (se verifica el pandeo).
- Flexión.
- Esfuerzo cortante.
- Torsión.
- Presión hidrostática.

Además de estos casos, también se estudian combinaciones entre los diferentes casos de carga mencionados:

- Compresión axial + flexión.
- Tracción axial + flexión.
- Tracción axial + presión hidrostática.
- Compresión axial + presión hidrostática.

En el caso del chequeo de las secciones cónicas llevadas a cabo para el fuste de la estructura trípode, las tensiones admisibles del material y los factores de utilización, únicamente se calculan para los dos siguientes casos:

- Compresión axial + flexión (se verifica el pandeo).
- Presión hidrostática.

Una vez calculados todos los factores de utilización en los diferentes casos de carga, el programa muestra el mayor de los factores, indicando la fórmula del caso de carga con la que se haya obtenido. Las fórmulas empleadas en cada caso se pueden ver en el anexo 7.

Antes de presentar los resultados debe recordarse que todos los miembros de la subestructura que se encuentran por debajo de la superficie marina se encuentran inundados. De esta manera se evite que la estructura flote, y además, disminuyen muchísimo las presiones hidrostáticas sobre la subestructura que pueden producir el colapso de la misma.

6.7.2. Presentación de resultados

La gráfica que se muestra a continuación representa los resultados de los mayores factores de utilización obtenidos en los 6 casos de carga que se han planteado con las tres cargas alineadas:

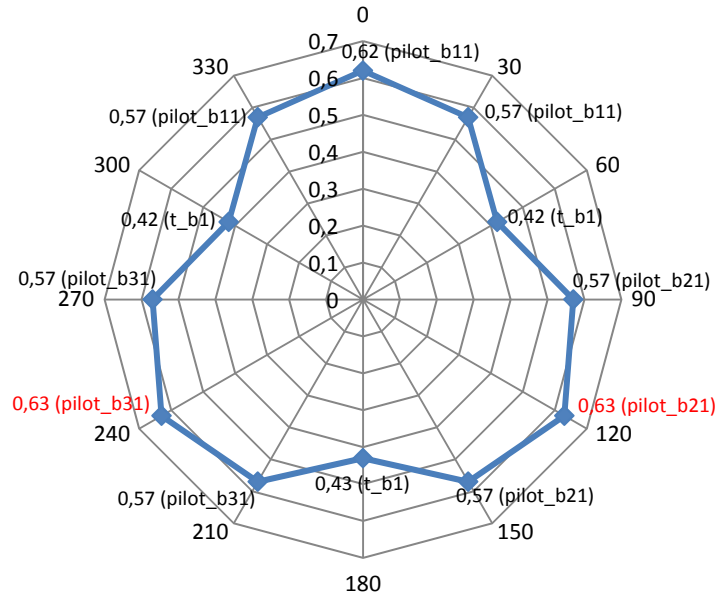


Figura 64: Gráfico radial de los máximos factores de utilización obtenidos para la máxima ola y máximo viento en funcionamiento de la máquina (800 KN) para cada dirección.

Como se puede apreciar en el gráfico anterior, existen dos casos extremos (en rojo) con los mismos factores de utilización, de 0,63. Los elementos pilot_b11, pilot_b21 y pilot_b31, corresponden al elemento inferior de cada pilote de la estructura trípode que se encuentra en contacto con el fondo marino, mientras que el elemento t_b1 corresponde a la sección de unión entre la base de la torre del aerogenerador y el francobordo.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos en los dos casos de mayor factor de utilización:

DIRECCIÓN	MIEMBRO	CASO DE CARGA	UfTot	FÓRMULA
120 grados	pilot_b21	LCDir120_Wave1_2	0,63	uf3314
240 grados	pilot_b31	LCDir240_Wave1_2	0,63	uf3314

Tabla 17: Resultados de los casos más desfavorables.

A continuación se describen los casos de carga más desfavorables mencionados en la tabla 16:

- **LCDir120_Wave1_2:** corresponde a un caso de carga en la dirección de 120°, con las tres cargas de viento, corriente y ola alineados. La ola incide sobre la estructura en la fase de 310°, correspondiente a instante de mayor esfuerzo cortante que ejerce la ola sobre la estructura.

A continuación se muestra una tabla con los valores analíticos obtenidos referidos al origen (0,0,0) de las acciones producidas de ambas cargas y la suma total:

	LX (N)	LY (N)	LZ (N)	MX (N*m)	MY (N*m)	MZ (N*m)
CARGA MARINA	-2,45E+06	4,24E+06	1,07E+06	8,35E+07	4,82E+07	-2,13E+00
CARGA DEL VIENTO	-4,00E+05	6,93E+05	0	-6,29E+07	-3,63E+07	-2,85E+05
TOTAL	-2,85E+06	4,93E+06	1,07E+06	2,06E+07	1,19E+07	-2,85E+05

Tabla 18: Acciones de las cargas en la dirección 120° referidas al origen de coordenadas (0,0,0).

- **LCDir240_Wave1_2:** corresponde a un caso de carga en la dirección de 240°, con las tres cargas de viento, corriente y ola alineados. La ola incide sobre la estructura en la fase de 310°, correspondiente a instante de mayor esfuerzo cortante que ejerce la ola sobre la estructura.

Al igual que en el anterior caso en la siguiente tabla se muestran los valores analíticos referidas al origen (0,0,0) obtenidos de las acciones producidas de ambas cargas y de la suma total:

	LX (N)	LY (N)	LZ (N)	MX (N*m)	MY (N*m)	MZ (N*m)
CARGA MARINA	-2,45E+06	-4,24E+06	1,07E+06	-8,35E+07	4,82E+07	-1,38E+00
CARGA DEL VIENTO	-4,00E+05	6,93E+05	0	-6,29E+07	-3,63E+07	-2,85E+05
TOTAL	-2,85E+06	-3,54E+06	1,07E+06	-1,46E+08	1,19E+07	-2,85E+05

Tabla 19: Acciones de las cargas en la dirección 120° referidas al origen de coordenadas (0,0,0).

La fórmula empleada para calcular el factor de utilización en ambos uf3314, corresponde al caso de carga de combinado de compresión axial y flexión:

$$\frac{f_a}{F_a} + \sqrt{\frac{\left[\frac{C_{mx} \cdot f_{bx}}{1 - \frac{f_a}{F_{ex}}} \right] + \left[\frac{C_{my} \cdot f_{by}}{1 - \frac{f_a}{F_{ey}}} \right]}{F_b}} \leq 1.0 \quad (6.4)$$

donde

F_a = tensión admisible del material a tracción axial (calculada mediante la fórmula 3.2.3-1b de la norma API RP 2A-WSD).

F_b = tensión admisible del material a flexión (calculada mediante la fórmula 3.2.3-1b de la norma API RP 2A-WSD).

f_a = tensión provocada por el esfuerzo a tracción axial.

f_{by} = tensión provocada por el esfuerzo a flexión en el eje y.

C_{mx} = factor de reducción.

Los resultados de los factores de utilización obtenidos para las diferentes direcciones tienen completo sentido, dibujan una figura (ver figura 64) parecida a una estrella, debido a las simetrías existentes en la geometría del trípode. Puede apreciarse perfectamente, sin tener que mirar la leyenda, cuales son los apoyos (pilotes) de la estructura, los vértices más alejados del centro, es decir, los elementos que más trabajan de la estructura.

En caso de que no se tuviera una masa puntual excéntrica en lo alto de la torre la figura de resultados obtenida debería de salir totalmente simétrica. Pero como se puede apreciar en la figura 64, el pilote de la dirección 0° trabaja algo menos ($Uf_{Tot}=0,62$) que los pilotes de las direcciones 120° y 240° ($Uf_{Tot}=0,63$). Estos resultados tienen sentido, debido a la excentricidad de la masa puntual. Esta masa se encuentra más lejos del pilote orientado en la dirección de 0° (pilot_b11), que de los otros dos pilotes (pilot_b21 y pilot_b31), haciendo trabajar más ha estos dos últimos pilotes.

En el anexo 8 se muestran los factores de utilización de cada miembro para los casos de carga de carga última en las direcciones 120° y 240° .

A continuación se van a estudiar los desplazamientos y esfuerzos obtenidos en el cálculo para el caso de carga más desfavorable en la dirección de 120° .

a) Desplazamiento de los nodos del modelo del trípode para el caso más desfavorable en la dirección de 120° .

La siguiente figura obtenida mediante el post-procesador Xtract, muestra un diagrama de colores donde se aprecian los desplazamientos de cada nodo del modelo.

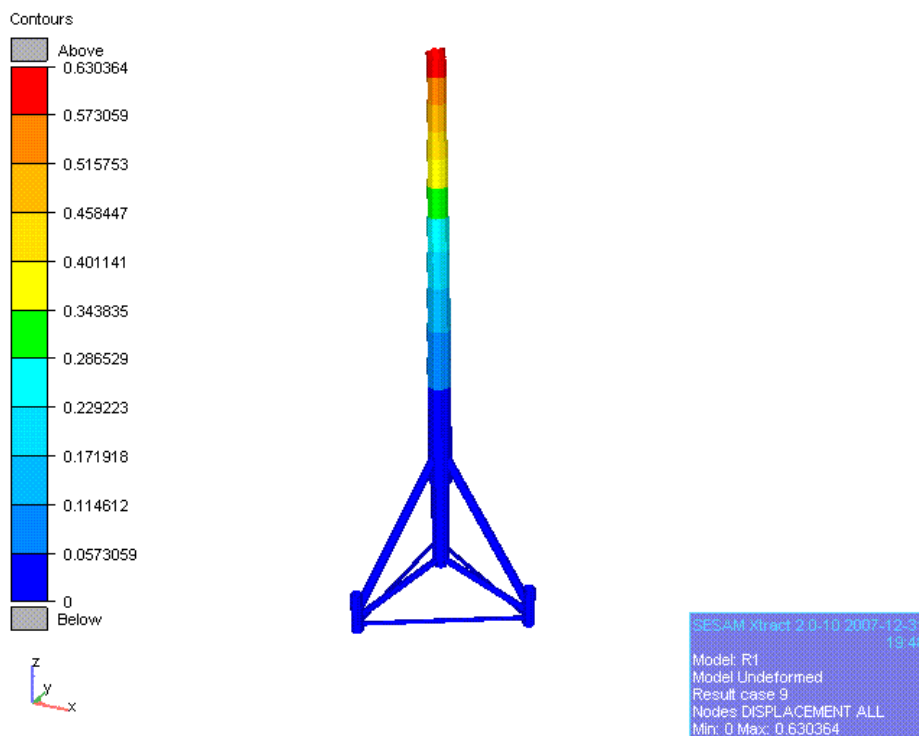


Figura 65: Desplazamientos (m) de los nodos del modelo del trípode aplicando el caso de carga más desfavorable en la dirección de 120° , obtenida en Xtract.

Como se puede apreciar en la figura anterior, el máximo desplazamiento corresponde al nodo superior de la torre del aerogenerador, con un valor de 0,630364 m, mientras que el mínimo desplazamiento corresponde a los tres nodos inferiores de unión rígida con el fondo marino, cuyos valores, evidentemente, son nulos. Excepto los nodos de la torre el resto prácticamente no sufren desplazamientos.

Los desplazamientos ocurridos en los nodos de la torre son totalmente razonables, debido a la flexión de la torre provocada por la carga de viento. Por el contrario, conociendo la gran rigidez de la subestructura trípode frente a la torre del aerogenerador, los desplazamientos nulos de los nodos de la subestructura eran de esperar.

b) Esfuerzos obtenidos en el modelo del trípode para el caso más desfavorable en la dirección de 120°.

En primer lugar se presentan los resultados de los esfuerzos axiales N_{xx} , a los que está sometida la estructura. En la figura 66 se muestran los diagramas de axiles obtenidos en Genie para cada miembro del modelo, mientras que en la figura 67 aparece un diagrama de colores obtenido mediante el post-procesador de resultados Xtract de los esfuerzos axiales. Todos los valores de los diferentes esfuerzos a los que se somete la estructura se dan en el sistema de coordenadas local de cada miembro, siendo el eje x la dirección longitudinal del elemento y el eje y paralelo al plano del suelo (plano xy de coordenadas globales).

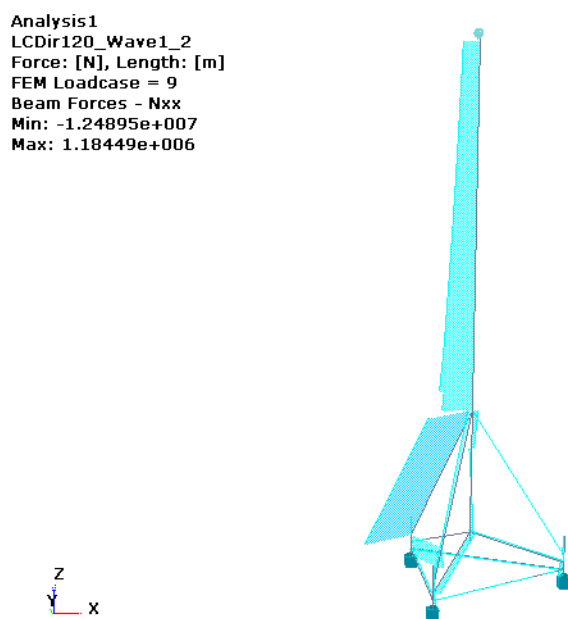


Figura66: Diagram de esfuerzo axial N_{xx} (N) de los elementos del modelo del trípode aplicando el caso de carga más desfavorable en la dirección de 120°, obtenido en Genie.

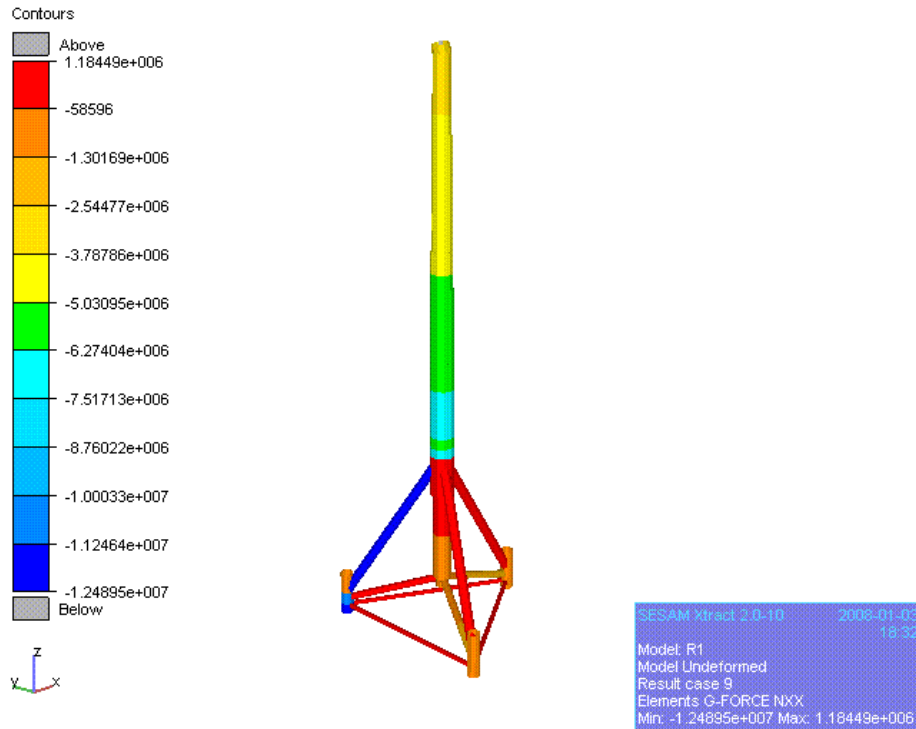


Figura 67: Esfuerzo axial N_{xx} (N) de los elementos del modelo del trípode aplicando el caso de carga más desfavorable en la dirección de 120° , obtenida en Xtract.

Como se puede apreciar en la figura 67, las cargas de viento y ola están intentando volcar la estructura hacia el lado del brazo diagonal superior en azul. Por eso este brazo trabaja a compresión junto con el pilote al que está sujeto y los otros dos brazos diagonales superiores trabajan a tracción junto con el brazo diagonal inferior situado debajo del miembro diagonal superior que se comprime (en azul).

En segundo lugar se presentan los resultados de los esfuerzos a flexión M_{xy} , a los que está sometida la estructura. Al igual que en el caso anterior se muestran dos figuras diferentes con el diagrama del esfuerzo M_{xy} obtenido en Genie y el diagrama de colores de esfuerzo obtenido en Xtract. Para entender bien los diferentes momentos flectores en cada miembro, debe tenerse en cuenta en todo momento el sistema de coordenadas local de cada elemento explicado anteriormente.

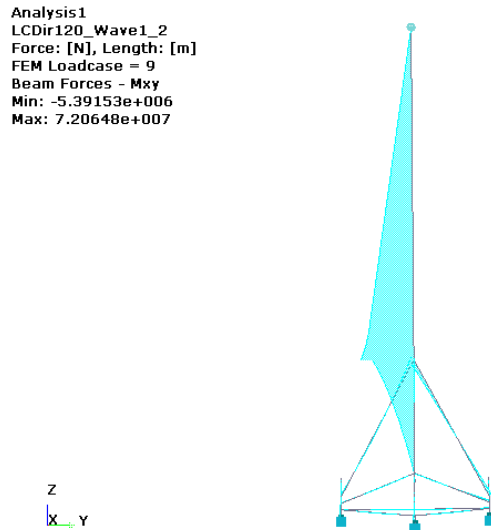


Figura 68: Diagrama de esfuerzo flector M_{xy} ($N \cdot m$) de los elementos del modelo del trípode aplicando el caso de carga más desfavorable en la dirección de 120° , obtenida en Genie.

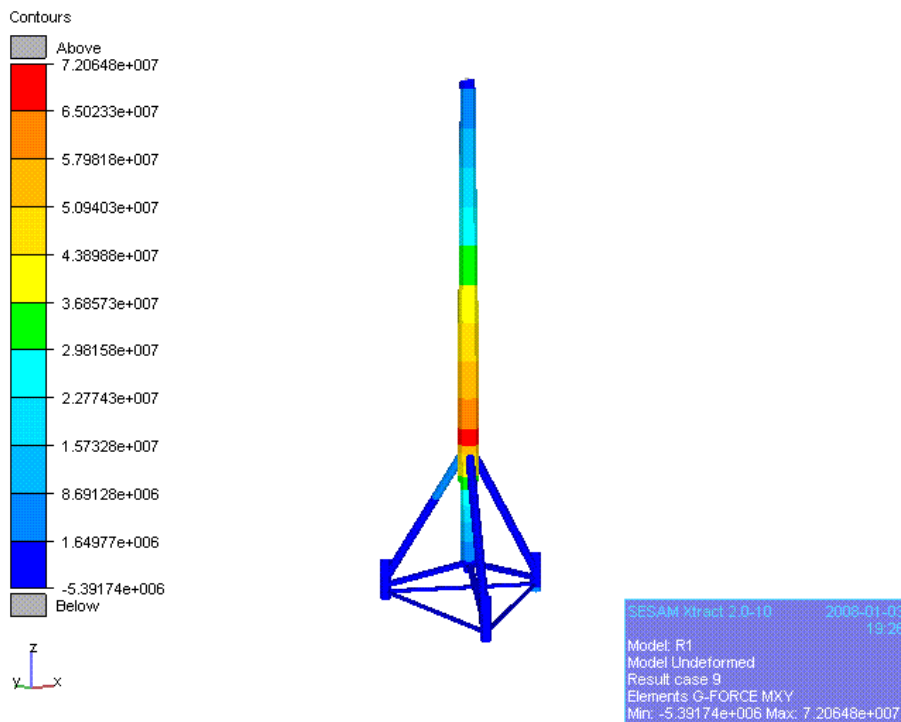


Figura 69: Esfuerzo flector M_{xy} ($N \cdot m$) de los elementos del modelo del trípode aplicando el caso de carga más desfavorable en la dirección de 120° , obtenida en Xtract.

Prácticamente toda la estructura sufre el momento flector M_{xy} . Este resultado es razonable, ya que todos los miembros están sometidos a una flexión en el plano local xy , debido a que las fuerzas de viento y ola son paralelas al fondo marino. De esta manera, estas fuerzas trabajarán siempre en el plano local xy de cada elemento. Uno de los miembros más críticos junto con los elementos diagonales y pilotes, es la base de la torre del aerogenerador que soporta el mayor momento debido a la carga de viento que actúa en la *nacelle* (ver figura 69 donde aparece el diagrama de flectores).

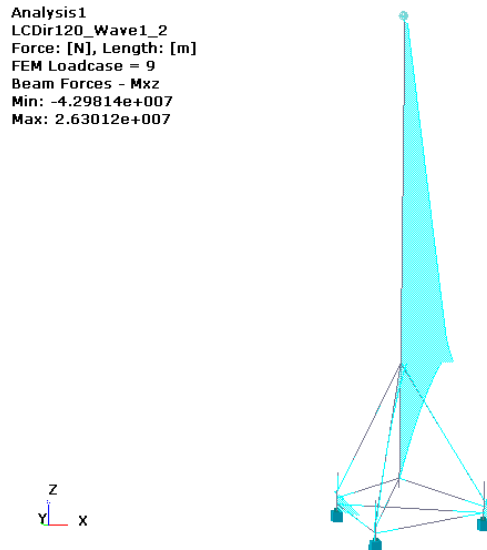


Figura 70: Diagrama del esfuerzo flector M_{xz} (N*m) de los elementos del modelo del trípode aplicando el caso de carga más desfavorable en la dirección de 120° , obtenida en Genie.

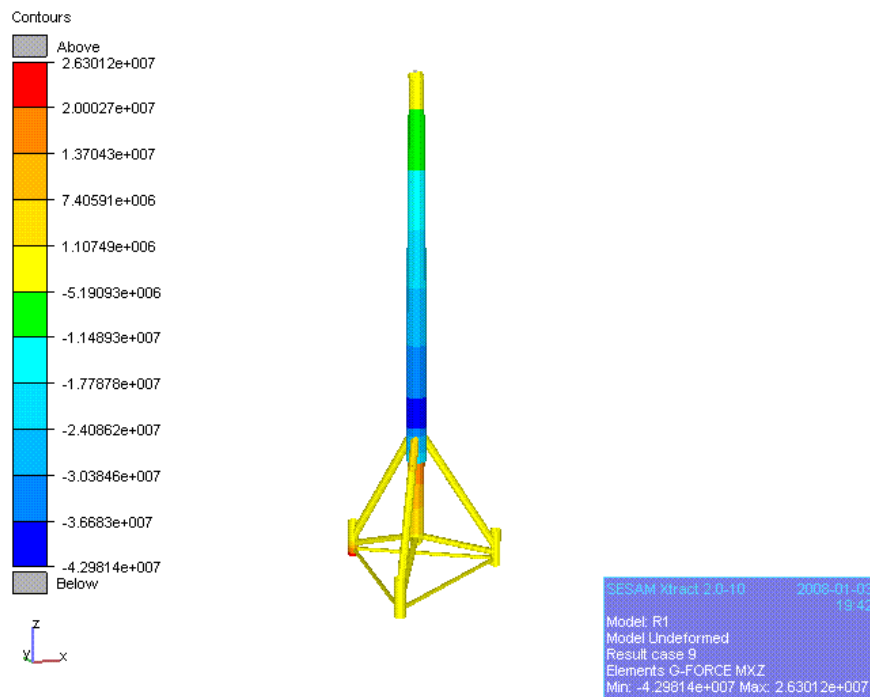


Figura 71: Esfuerzo flector M_{xz} (N*m) de los elementos del modelo del trípode aplicando el caso de carga más desfavorable en la dirección de 120° , obtenida en Xtract.

En este caso únicamente sufren el momento flector en el plano xz local, la base de la torre y el pilote orientado en la dirección de 120° . La base de la torre tiene el mismo valor que el momento M_{xy} pero con diferente signo.

En el siguiente apartado se pretende estudiar la influencia del crecimiento marino en el análisis de carga última.

6.7.3. Influencia del crecimiento marino

Como se comentó en el apartado del análisis modal 6.7, la influencia del crecimiento marino no influye en el cálculo de las frecuencias naturales, debido a la poca masa que aporta frente a la masa de todo el conjunto subestructura-aerogenerador. Pero en el caso del análisis de carga última debe de ser estudiado, ya que en este caso la influencia puede ser mayor.

El crecimiento marino que se da en los primeros metros de profundidad de la subestructura, aumenta el diámetro de los miembros afectados por este fenómeno. Esto provoca que la corriente y ola que inciden sobre estos elementos choquen contra una superficie mayor, aumentando la fuerza ejercida sobre la estructura.

A continuación se muestra el gráfico radial de los factores de utilización obtenidos, aplicando la máxima ola (de altura $H=13,9\text{m}$ y periodo $T=9,45\text{s}$) y la carga de viento de 800 KN con la máquina del aerogenerador en marcha. Por ello estos resultados deben ser comparados con el anterior caso de estudio del análisis de carga última.

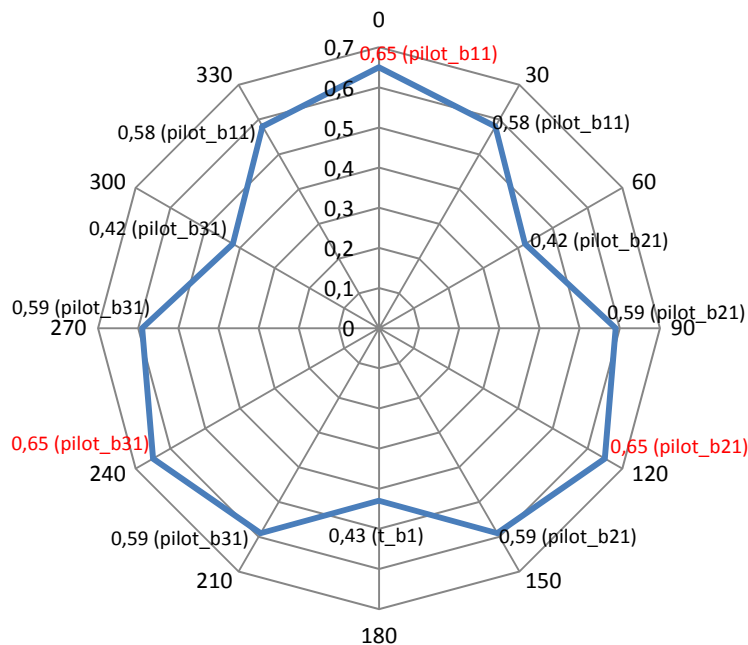


Figura 72: Gráfico radial de los máximos factores de utilización obtenidos para la máxima ola y máximo viento en funcionamiento de la máquina (800 KN) para cada dirección incluyendo el crecimiento marino.

Los valores de los factores de utilización aumentan aproximadamente un 3%, respecto a los valores obtenidos en el primer caso. Por lo tanto la influencia del crecimiento marino se puede despreciar, teniendo en cuenta además los servicios de mantenimiento y limpieza que no permiten que la subestructura tenga tanta cantidad de seres marinos pegados a la superficie afectada.

En este caso los tres pilotes sufren la misma fuerza, aunque exista una masa puntual excéntrica. En realidad el pilote orientado en la dirección 0° sigue trabajando algo menos que

los otros dos, pero debido al aumento de la fuerza y teniendo en cuenta la exactitud en los cálculos del programa, la diferencia de daño con respecto a los otros dos pilotes disminuye.

6.8. Análisis de vida a fatiga

El tipo de análisis utilizado para llevar a cabo el cálculo de fatiga de la subestructura trípode, corresponde a un análisis cuasiestático en el dominio de la frecuencia (estocástico). En el apartado 6.6 se justificó el uso del análisis cuasiestático, observando que las frecuencias de resonancia de la estructura se encontraban lejos de las frecuencias de las fuerzas dinámicas de excitación. Además este análisis conviene realizarse en el dominio de la frecuencia, ya que como se mencionó en el apartado 4.3, es preferible debido a la cantidad de datos con los que se trabaja para representar cada estado de mar (diagramas de dispersión).

Debe quedar claro, que desde el punto de vista del diseño los resultados no tienen total validez ya que las ineficiencias encontradas en Sesam para representar la carga dinámica del viento no han permitido tener en cuenta la fatiga realizada por el viento. Únicamente se ha calculado la fatiga realizada por la carga dinámica de las olas del mar.

El post-procesador llamado Framework ha sido el programa utilizado del paquete informático Sesam para llevar a cabo el análisis de fatiga, tal como se ha explicado en el apartado 5.6.

El criterio de mallado y elemento finito utilizado en el presente análisis sigue siendo el mismo que se utilizó en los anteriores análisis de carga última y análisis modal. En caso de precisar más información se recomienda acudir al anexo 5.

Antes de explicar los diferentes parámetros introducidos en Framework para realizar la fatiga, se explican brevemente los pasos a seguir en el entorno de simulación Sesam para realizar un análisis de fatiga:

1. **Genie:** se introduce el modelo geométrico con todas sus propiedades para mallarlo y crear el archivo T.FEM donde quedan guardadas todas las propiedades geométricas del modelo.
2. **Wajac:** se introduce el archivo T.FEM y el archivo de entrada WAJAC.INP. En este archivo se especifica el espectro que represente el comportamiento del Mar del Norte a largo plazo. Wajac devuelve los archivos L.FEM y S.FEM, donde se han guardado los resultados de las funciones de transferencia del comportamiento del mar para las diferentes frecuencias, para cada punto crítico de cada nodo y para las distintas direcciones especificadas.
3. **Sestra:** introduciendo los archivos, T.FEM, L.FEM y S.FEM, calcula en el archivo R.SIN, donde se guardan las funciones de transferencia de tensiones para cada punto crítico de cada nodo y para las distintas direcciones especificadas.
4. **Framework:** introduciendo el archivo R.SIN que especifica las funciones de transferencia de las tensiones y archivo FRAMEWORK.JNL, donde se especifican las ocurrencias de los diferentes estados de mar a corto plazo (espectros del diagrama de dispersión obtenidos con mediciones de 3 horas de la boya) y otros parámetros que se comentan más adelante. Se calcula el daño que produce cada estado de mar, multiplicándolo con la función de transferencia de tensiones y todos los daños

producidos por cada ocurrencia de cada estado de mar se suman mediante la regla de Miner.

A continuación se citan todos los parámetros necesarios que se deben definir en el archivo de entrada de Framework para que este realice el análisis de fatiga:

- **Diagrama de dispersión para cada dirección de 0° a 360° cada 30°.** Dentro de cada diagrama de dispersión se especifican las ocurrencias de los distintos estados de mar a corto plazo (celdas del diagrama de dispersión, ver anexo 2), definidas por los parámetros periodo de pico T_z y de altura significativa H_s , que definen el pico de los espectros de estos estados de mar.
- **Forma del espectro** que define los estados del mar del emplazamiento para las 12 direcciones especificadas. En este caso el espectro que caracteriza el Mar del Norte es de tipo *Jonswap* de factor de pico 3,33 y intervalos de frecuencia de 0,07 a 0,09, como se mencionó en el apartado 6.3.3.
- **Asignación de cada diagrama de dispersión a cada dirección.**
- **Asignación de la probabilidad de ocurrencia para cada una de las direcciones definidas.** Aunque se hayan introducido las ocurrencias de los estados de mar para cada dirección en vez de las probabilidades, con estos valores el programa calcula la probabilidad total de ocurrencia de cada estado de mar por lo que exige la definición de las probabilidades de ocurrencia de cada dirección. De esta manera el programa multiplica la probabilidad de ocurrencia de cada estado de mar con la probabilidad de ocurrencia de cada dirección y obtiene la probabilidad de ocurrencia de cada estado de mar para cada dirección. Las probabilidades de cada dirección introducidas han sido calculadas con las ocurrencias de los diagramas de dispersión para cada dirección.
- **Asignar la curva SN de DNV-X, especificada por la norma, a todos los miembros y uniones del conjunto subestructura-aerogenerador.**
- **Asignar el tipo de unión.** En este caso del presente análisis todas las uniones se han definido de tipo geométrico.
- **Definir un valor mínimo de los tres tipos de factores de concentración para cada unión** explicados en el apartado 5.6.
- **Asignar a todas las uniones y miembros los factores de concentración de tensiones paramétrico calculados por la formulación EFTHYMIUO.** Esta fórmula de cálculo de los factores de concentración de tensiones es muy utilizada en el cálculo de las estructuras marinas del sector petrolífero. Para conocer la forma de asignar los factores de concentración en Framework, es preciso acudir al anexo 9.
- **Definir los 20 años de vida a fatiga para los que se deben diseñar todos los miembros de la estructura.**

Una vez definido todos los parámetros necesarios para que Framework realice el cálculo a fatiga se ejecuta el programa y se estudian los resultados obtenidos. Para ello el programa permite extraer una tabla en Excel donde se ordenan todos los resultados calculados por Framework.

A continuación se muestra una tabla de resultados con los valores de daño, vida de cada miembro, curva S/N (de DNV especificada por la norma) utilizada, etc. Únicamente se muestran los resultados de los tres elementos que más sufren en el análisis de fatiga. La vida del resto de los elementos está por encima de los 90 años:

ELEMENTO	SCFrule	SCFax	SCFipb	SCFopb	SNcurve	DAMAGE	LIFE (años)	HOTSPOT
108	EFTHYMIOU	6,901	5,331	8,503	DNV-X	0,716	28	4
51	EFTHYMIOU	9,263	5,331	8,503	DNV-X	0,627	32	13
37	EFTHYMIOU	9,263	5,331	8,503	DNV-X	0,602	33	1

Tabla 20: Resultados del análisis de fatiga de los miembros que más sufren.

En la siguiente figura obtenida en Genie, se muestra la ubicación de los tres elementos críticos en el análisis de fatiga.

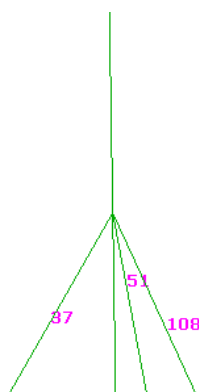


Figura 73: Ubicación de los tres elementos más críticos del análisis de fatiga.

Como se puede apreciar los tres elementos más críticos corresponden a los elementos de los brazos diagonales superiores de unión con el fuste de la subestructura trípode.

Esta sección de unión entre el fuste y los brazos diagonales, es donde incide de lleno la carga de ola. Además todas las tensiones generadas por esta carga en la parte inferior de la torre del aerogenerador, se distribuyen hacia el fondo marino a través de estos tres elementos diagonales.

El elemento que más daño sufre de todo el modelo de la subestructura trípode tiene un valor de **0,716 (una vida de 28 años)**. Recordemos que en el presente análisis únicamente se ha tenido en cuenta la fatiga producida por las cargas de olas.

La fatiga producida por el viento en un aerogenerador es muy importante, por lo que parece que aplicando la fatiga producida por el viento, estos tres miembros puedan llegar a sufrir un daño irreparable de 20 años.

Para el resto de los elementos no existe ningún peligro de rotura aún teniendo en cuenta la fatiga producida por el viento, ya que como se ha comentado anteriormente la carga del mar prácticamente no les produce daño.

6.9. Análisis del coste de la subestructura trípode

El análisis económico realizado en el presente proyecto final de carrera, trata de estimar a groso modo el coste de fabricación, transporte e instalación de una subestructura de tipo trípode. Es un análisis muy sencillo y rápido, pero resulta ser bastante eficaz, ya que aporta al diseñador una primera idea del coste de la estructura.

El estudio se ha llevado a cabo mediante la hoja de cálculo de Excel, en la cual lo único que se calcula es la masa de la estructura en función de los parámetros geométricos utilizados en el modelo. De esta manera en caso de que se modifique cualquier sección o dimensión del modelo, se calculará directamente la nueva masa de la estructura.

La masa total resultante de la subestructura se multiplica por un valor 3€/kg, obteniendo el precio final de la subestructura de tipo trípode. Este precio está basado en la experiencia del sector en las primeras estructuras este tipo construidas, se incluyen los costes de todos los materiales utilizados y trabajos que se deben de realizar para la instalación de una subestructura trípode en un emplazamiento requerido: costes de fabricación, transporte, instalación, etc.

A continuación se muestra los resultados obtenidos del cálculo de la masa de la subestructura:

VOL.TOTAL ESTRUCTURA(m³)	116,2101
Densidad Acero (kg/m³)	7.850
MASA DEL TRÍPODE (kg)	912.249,0110

Tabla 21: Masa de la subestructura trípode.

El cálculo de la masa realizado por Excel, es muy exacto, ya que coincide con la masa calculada del modelo en Genie de m = 912.249 kg.

Multiplicando este valor por los 3€/kg de acero se obtiene el coste final de la subestructura:

COSTE DEL TRÍPODE (€)	2.736.747,0329
------------------------------	-----------------------

Tabla 22: Coste final del trípode.

En el anexo 10, se muestran tanto los parámetros geométricos del modelo utilizados en el cálculo, como los cálculos realizados para hallar el volumen de la subestructura trípode.

6.10. Resumen de resultados

En el presente apartado se lleva a cabo una recopilación a modo de resumen de los principales resultados obtenidos en el cálculo del conjunto de la estructura.

- **Análisis modal:** frecuencias de resonancia del conjunto subestructura-aerogenerador:

NÚMERO DE FRECUENCIA	EMPOTRADO CON MIEMBROS INUNDADOS Y CON MASA AÑADIDA DEL AGUA MARINA	+ CORROSIÓN + CRECIMIENTO MARINO (Frecuencias naturales esperadas a los 20 años)
f 1	0,282	0,279
f 2	0,284	0,281
f 3	1,340	1,320
f 4	1,656	1,638
f 5	1,824	1,779
f 6	1,978	1,888
f 7	1,997	1,934
f 8	2,009	1,947
f 9	2,012	1,951
f 10	2,015	1,953

Tabla 23: Resumen de las frecuencias naturales (Hz) del conjunto subestructura-aerogenerador.

- **Análisis de carga última:** máximos factores de utilización para cada dirección, aplicando las máximas cargas de ola, corriente y viento (sin tener en cuenta el crecimiento marino):

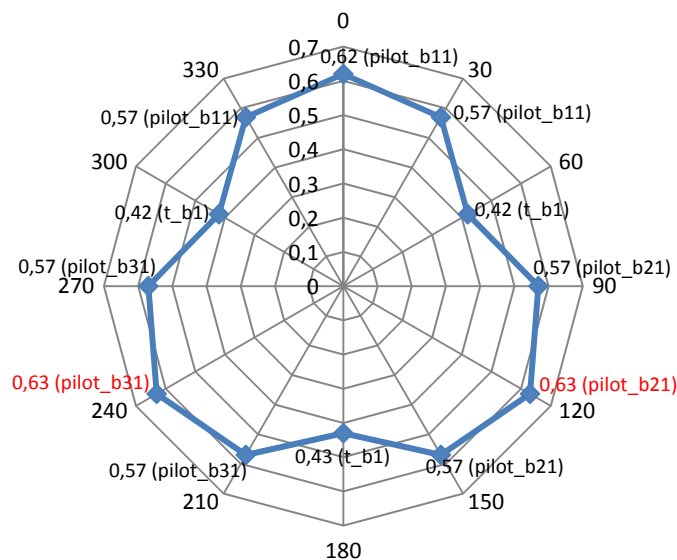


Figura 74: Gráfico radial de los máximos factores de utilización obtenidos para la máxima ola y máximo viento en funcionamiento de la máquina (800 KN) para cada dirección.

- **Análisis de fatiga:** elementos del modelo que sufren el máximo daño debido a la fatiga producida por el mar. Los tres elementos que se muestran en la tabla corresponden a los elementos de los brazos diagonales de unión con el fuste:

ELEMENTO	SCFrule	SCFax	SCFipb	SCFopb	SNcurve	DAMAGE	LIFE (años)	HOTSPOT
108	EFTHYMIUO	6,901	5,331	8,503	DNV-X	0,716	28	4
51	EFTHYMIUO	9,263	5,331	8,503	DNV-X	0,627	32	13
37	EFTHYMIUO	9,263	5,331	8,503	DNV-X	0,602	33	1

Tabla 24: Resultados del análisis de fatiga de los miembros que más sufren.

- **Análisis de costes:** en la siguiente tabla se muestra el resultado del cálculo de volumen y masa de acero utilizado, y el precio final a grosso modo de la subestructura trípode (precio acero):

VOL.TOTAL ESTRUCTURA(m³)	116,2101
Densidad Acero (kg/m³)	7.850
MASA DEL TRÍPODE (kg)	912.249,0110

Tabla 25: Masa de la subestructura trípode.

COSTE DEL TRÍPODE (€)	2.736.747,0329
------------------------------	-----------------------

7. Conclusiones

El objetivo principal del proyecto es valorar la capacidad del entorno de simulación Sesam en el diseño de una subestructura marina de tipo trípode. Por ello una vez realizado el diseño de la misma, utilizando el mencionado entorno de simulación Sesam, a continuación se procede a realizar la valoración del programa, mencionando las ventajas e ineficiencias del simulador:

Ventajas

La mayor ventaja de este paquete informático, es la buena caracterización que realiza del comportamiento del mar. No es tarea sencilla simular de una manera tan completa como lo hace Sesam, toda la estadística que representa las cargas marinas. De hecho este paso resulta ser uno de los más complicados del diseño.

Este fue el motivo principal que impulsó a Acciona-Energía a estudiar el programa como simulador de subestructuras marinas para la implantación de aerogeneradores en el mar.

Ineficiencias

Principalmente existen dos tipos de ineficiencias importantes del programa para llevar a cabo el diseño de una subestructura de tipo trípode para el sector eólico marino.

El programa no permite modelizar el aerogenerador completo con las palas, rotor y nacelle, por lo que resulta muy complicado caracterizar bien la fatiga que produce el viento sobre el aerogenerador.

La segunda de las ineficiencias es la falta de correlación entre las cargas de viento y de fatiga. El programa no permite realizar la fatiga producida por la carga de viento y de olas correladas, sino que deben ser calculadas por separado y sumar el daño producido por cada carga.

Calculando la fatiga de esta manera, los miembros que componen la estructura pueden ser sobredimensionados o puede suceder lo contrario, es decir, que se diseñen unos miembros débiles. En la figura que se muestra a continuación presentada por la consultoría de Garrad Hassan, se puede apreciar que las cargas de ola y viento correladas pueden proporcionar menor daño que las calculadas por separado.

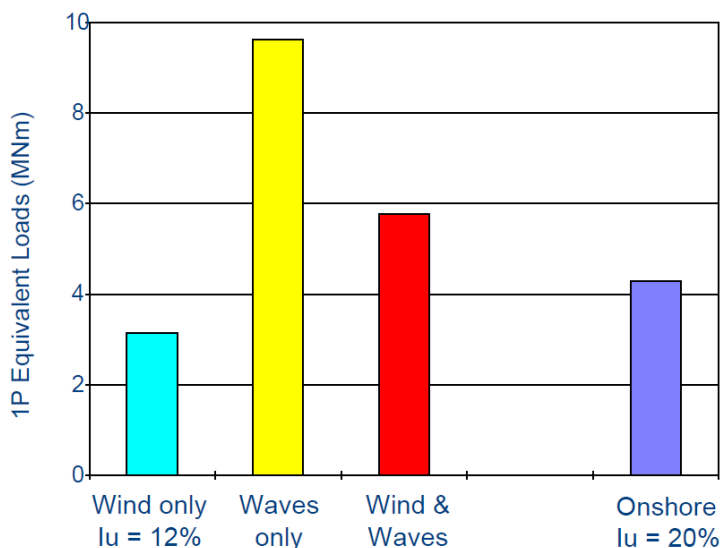


Figura 75: Cargas equivalentes de los momentos en la base de la torre [19].

Además de estas ineficiencias tiene el inconveniente de ser un simulador sin una interface visual desde el cual se pueda ejecutar todos los análisis y facilite mucho el manejo y aprendizaje del simulador. Varios de los análisis, como el modal o de carga última, pueden ser ejecutados desde la interface de Genie. Pero la intención de DNV software es conseguir integrar todos los programas necesarios en Genie desde donde pueda llevarse a cabo el diseño completo de toda la estructura sin tener que manipular archivos de entrada y salida de otros programas explicados en el apartado 5, como Framework o Wajac.

Una vez realizada la evaluación del entorno de simulación Sesam, los siguientes apartados tratan de obtener algunas conclusiones relacionadas con el diseño de la subestructura marina de tipo trípode:

- **Análisis modal:** de los tres parámetros estudiados en la influencia de las frecuencias naturales (miembros inundados, crecimiento marino y masa de agua marina) además de la masa y rigidez del conjunto de la estructura, la masa de agua marina que mueve la estructura al vibrar, es la más influyente, debido a la cantidad de kg de agua que se desplazan.
- **Análisis de fatiga:** tres elementos de los miembros diagonales superiores superan la mitad del daño que pueden soportar a fatiga, únicamente teniendo en cuenta la fatiga producida por la carga marina. Por lo tanto parece que aplicando la fatiga producida por el viento, estos miembros pueden llegar a colapsarse.

En cuanto a la valoración económica, el coste de una subestructura marina de tipo trípode es muy elevado entorno a los 2.700.000 euros y representa el 28% de los costes totales de la instalación de un aerogenerador en el mar para una profundidad de 50 m. En comparación con los aerogeneradores terrestres, el coste de los marinos se dispara. Por ello el sector eólico marino debe intentar disminuir los costes de la implementación de una turbina eólica en el mar mediante procesos estandarizados como los que existen hoy en día en el sector terrestre, para que en un futuro pueda conseguir los éxitos conseguidos este sector.

Para acabar, este proyecto final de carrera plantea futuras líneas de investigación en torno al diseño de una subestructura marina de tipo trípode, con el propósito de continuar desarrollando el estado del arte en el que se encuentran este tipo de estructuras:

- Realizar el diseño de la subestructura trípode, utilizando un simulador que permita caracterizar de manera correcta la fatiga del viento y pueda llevarse a cabo un cálculo con las dos cargas principales de viento y ola correlacionadas. Además se podría tener en cuenta el modelo de suelos explicado en el apartado 6.3 para realizar un cálculo del modelo más realista.
- Análisis de sensibilidad para identificar los parámetros de diseño críticos.
- Estudio económico para conocer los costes de una subestructura trípode, en función de la profundidad del emplazamiento.

Mediante la valoración realizada del entorno de simulación Sesam en el presente proyecto final de carrera, Acciona-Energía ha decidido no renovar la licencia del programa para el año que viene con DNV software y estudiar el uso de otros simuladores para el diseño de subestructuras marina fijas para el sector eólico marino.

8. Anexos

Anexo 1: comandos del Javascript en función de los distintos parámetros introducidos en Genie para modelizar la geometría de la estructura trípode.

Anexo 2: diagramas de dispersión de los distintos estados de mar para cada dirección utilizados en el cálculo de la fatiga de la estructura trípode.

Anexo 3: descripción de las propiedades del modelo de suelos que representa el fondo marino del emplazamiento.

Anexo 4: gráficas de las cargas dinámicas a las que va a estar sometida la subestructura trípode durante los 20 años para los que se debe diseñar.

Anexo 5: tipo de elemento finito y criterio de mallado utilizado.

Anexo 6: modos de vibración del conjunto subestructura-aerogenerador.

Anexo 7: fórmulas empleadas de la norma API RP 2A-WSD en el chequeo que realiza Genie para miembros cilíndricos y cónicos del modelo.

Anexo 8: casos de carga más desfavorables y factores de utilización para cada miembro en las direcciones de carga aplicada de 120 y 240 grados.

Anexo 9: cálculo de tensiones en fatiga, factores de concentración de tensiones.

Anexo 10: análisis de coste de la subestructura trípode.

9. Referencias

Referencia 1: EWEA (*European Wind Energy Association*), “*Oceans of Opportunity*”, 2009.

Referencia 2: Memoria Eolia, “*Tecnologías Para Parques Eólicos Offshore en Aguas Profundas*”, 2006.

Referencia 3: “*Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design*”. API – American Petroleum Institute. RP 2^aA– WSD. Ed. 21. Diciembre 2000.

Referencia 4: IEC 61400-3 Ed. 1: Wind Turbines – Part 3: “*Design Requirements for Offshore Wind Turbines*”. IEC - International Electrotechnical Commission. 88/329/FDIS (Final Draft International Standard). Diciembre 2008.

Referencia 5: www.alpha-ventus.de. Página web oficial del parque eólico marino Alpha Ventus en Alemania.

Referencia 6: “*Comportamiento del buque en la mar. Fundamentos*”.D. José M^a González Álvarez-Campana. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Navales. Universidad Politécnica de Madrid (UPM). Versión 03b. Mayo 2008

Referencia 7: “*Sesam User Manual, Wajac (Wave and Current Load son Fixed rigid Frame Structure)*”. DET NORSKE VERITAS. Octubre del 2004.

Referencia 8: “*Sesam User Manual, Genie (Concept Design and Analysis of Offshore Structure)*”. DET NORSKE VERITAS. Noviembre del 2005.

Referencia 9: “*Sesam User Manual, Sestra (Superelement Structure Analysis)*”. DET NORSKE VERITA. Marzo del 2007.

Referencia 10: “*Sesam User Manual, Framework (Steel Frame Design)*”.DET NORSKE VERITA. Diciembre del 2007.

Referencia 11: “*Sesam Theoretical Manual, Framework (Steel Frame Design)*”.DET NORSKE VERITA. Agosto de 1993.

Referencia 12: www.multibrid.com.

Referencia 13: www.wind-energy-the-fats.org.

Referencia 14: www.georgehernandez.com.

Referencia 15: www.globalsecurity.org.

Referencia 16: www.ogj.com.

Referencia 17: www.mourosb.com.

Referencia 18: www.sciencedaily.com.

Referencia 19: Presentación realizada por la consultoría Garrad Hassan de “Offshore wind climate and wave loading”.

Referencia 20: Google map.

Agradecimientos

Por último me gustaría agradecer la inestimable ayuda prestada por D. Javier Pascual Vergara, tutor del proyecto final de carrera dentro de Acciona-Energía. No quiero olvidar agradecer a D. Javier Sanz Corretge, tutor del proyecto final de carrera realizado por Dña. Paula Aranzadi de Miguel y en especial a D. Enneko Gamboa Medarde, tutor del presente proyecto final de carrera, por toda la ayuda prestada de manera desinteresada.

Finalmente quiero agradecer a Dña. Paula Aranzadi de Miguel por las colaboraciones y los momentos pasados juntos para sacar adelante el proyecto final de carrera.

Pamplona, 10 de Septiembre de 2010



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación :

INGENIERO INDUSTRIAL

Título del proyecto:

VALORACIÓN DEL ENTORNO DE SIMULACIÓN SESAM
PARA EL DISEÑO DE UNA SUBESTRUCTURA MARINA
DE TIPO TRÍPODE

ANEXOS

Ander Arrieta Zigorraga

Enneko Gamboa Medarde

Pamplona, 10 de Septiembre de 2010

Anexos

Anexo 1: comandos del Javascript en función de los distintos parámetros introducidos en Genie para modelizar la geometría de la estructura trípode.....	2
Anexo 2: diagramas de dispersión de los distintos estados de mar para cada dirección utilizados en el cálculo de la fatiga de la estructura trípode.....	12
Anexo 3: descripción de las propiedades del modelo de suelos que representa el fondo marino del emplazamiento.....	20
Anexo 4: gráficas de las cargas dinámicas a las que va a estar sometida la subestructura trípode durante los 20 años para los que se debe diseñar.....	22
Anexo 5: tipo de elemento finito y criterio de mallado utilizado.....	24
Anexo 6: modos de vibración del conjunto subestructura-aerogenerador.....	26
Anexo 7: fórmulas empleadas de la norma API RP 2A-WSD en el chequeo que realiza Genie para miembros cilíndricos y cónicos del modelo.....	30
Anexo 8: casos de carga más desfavorables y factores de utilización para cada miembro en las direcciones de carga aplicada de 120 y 240 grados.....	39
Anexo 9: cálculo de tensiones en fatiga, factores de concentración de tensiones.....	42
Anexo 10: análisis de coste de la subestructura trípode.....	45

Anexo 1: comandos del Javascript en función de los distintos parámetros introducidos en Genie para modelizar la geometría de la estructura trípode

```

////////////////////////////////////
////TRÍPODE PRAMETRIZADO////
////////////////////////////////////

//INTRODUCCION DE VARIABLES//
////////////////////////////////////

//Calado=z
//Radio de la base=r
//Alturas de los nodos de los pilots: h1,h2,h3,h4.
//Francobordo (lo que sale la estructura de la superficie del mar, suele ser 10m)
//L1=longitud del cono principal del fuste
//L2=longitud del cono final del fuste
//n=número de copias de la geometría de revolución

n=3;
pi=math.pi;
francobordo=10;
L1=22.1863;
L2=2.527;
z=50;
r=24.8025;
h1=2.0207;
h2=1.8367;
h3=1.83757;
h4=5.23588;
alfa=57.7477*2*pi/360;           //Inclinación del Upper diagonal braces EN RADIANES
beta=19.8548*2*pi/360;         //Inclinación del Inferior diagonal braces EN RADIANES

//Definición de diámetros y thickness de las secciones

D_francobordo=5.8935;
D_pilot_suelo=3.15;
D_pilots=3.15;
D_upper_diagonal_braces=2.475;
D_inferior_diagonal_braces=1.875;
D_pilot_joint_braces=1.2;
D_cono_fuste=3.4;
D_cono_fuste_final=3.14;
T_francoborbo=0.05;
T_pilot_suelo=0.035;
T_pilots=0.045;
T_upper_diagonal_braces=0.035;
T_inferior_diagonal_braces=0.028;
T_pilot_joint_braces=0.025;

```

T_cono_fuste=0.05;
 T_cono_fuste_final=0.05;

////////////////////////////////////
 ///Crear el material y los distintos tipos de secciones///
 //////////////////////////////////////

Material1 = MaterialLinear(356000 KPa, 7850, 210000000000, 0.3, 1.2e-005delC^-1, 0.03);
 PIPE_francobordo=pipesection(D_francobordo,T_francoborbo);
 PIPE_pilot_suelo=pipesection(D_pilot_suelo,T_pilot_suelo);
 PIPE_pilots=pipesection(D_pilots,T_pilots);
 PIPE_upper_diagonal_braces=pipesection(D_upper_diagonal_braces,T_upper_diagonal_braces);
 PIPE_inferior_diagonal_braces=pipesection(D_inferior_diagonal_braces,T_inferior_diagonal_braces);
 PIPE_pilot_joint_braces=pipesection(D_pilot_joint_braces,T_pilot_joint_braces);
 CONO=ConeSection(1.0,true);
 PIPE_cono_fuste=pipesection(D_cono_fuste,T_cono_fuste);
 PIPE_cono_fuste_final=pipesection(D_cono_fuste_final,T_cono_fuste_final);

////////////////////////////////////
 //CONSTRUCCIÓN DE LA SIMETRÍA DE REVOLUCIÓN//
 //////////////////////////////////////

origen=point(0,0,0);

//Construcción del primer pilot1//
 //////////////////////////////////////

//Introduccion de los nodos del pilot1

pilot_p11=point(r,0,-z);
 pilot_p12=point(r,0,-z+h1);
 pilot_p13=point(r,0,-z+h1+h2);
 pilot_p14=point(r,0,-z+h1+h2+h3);
 pilot_p15=point(r,0,-z+h1+h2+h3+h4);

//Construcción de los beams

pilot_b11=beam(pilot_p11,pilot_p12);
 pilot_b12=beam(pilot_p12,pilot_p13);
 pilot_b13=beam(pilot_p13,pilot_p14);
 pilot_b14=beam(pilot_p14,pilot_p15);

//Construcción del Inferior diagonal braces//
 //////////////////////////////////////

IDB=point(0,0,-z+h1+h2+r*math.tan(beta));
 inferior_diagonal_braces_1=beam(pilot_p13,IDB);

```
//Construcción del Upper diagonal braces//
////////////////////////////////////

UDB=point(0,0,-z+h1+h2+h3+r*math.tan(alfa));
upper_diagonal_braces_1=beam(pilot_p14,UDB);

//Supports//
////////////////////////////////////
Support1 = SupportPoint(pilot_p11);
Support1.boundary = BoundaryCondition(Fixed, Fixed, Fixed, Fixed, Fixed, Fixed);

////////////////////////////////////
//COPIAR LA SIMETRÍA DE REVOLUCIÓN//
////////////////////////////////////

//Crear sets//
////////////////////////////////////

Pilots_suelo = Set();
Pilots_suelo.add(pilot_b11);

Pilots = Set();
Pilots.add(pilot_b12);
Pilots.add(pilot_b13);
Pilots.add(pilot_b14);

Inferior_diagonal_braces = Set();
Inferior_diagonal_braces.add(inferior_diagonal_braces_1);

Upper_diagonal_braces = Set();
Upper_diagonal_braces.add(upper_diagonal_braces_1);

//Copiar geometría de revolución//
////////////////////////////////////

for (i=2; i<=n;i++) {

    pt1=pilot_p11.copyRotate(Point(0,0,-z),Vector3d(0,0,1),(360/n)*(i-1));
    pt2=pilot_p12.copyRotate(Point(0,0,-z),Vector3d(0,0,1),(360/n)*(i-1));
    pt3=pilot_p13.copyRotate(Point(0,0,-z),Vector3d(0,0,1),(360/n)*(i-1));
    pt4=pilot_p14.copyRotate(Point(0,0,-z),Vector3d(0,0,1),(360/n)*(i-1));
    pt5=pilot_p15.copyRotate(Point(0,0,-z),Vector3d(0,0,1),(360/n)*(i-1));

    Sp = SupportPoint(pt1);
    Sp.boundary = BoundaryCondition(Fixed, Fixed, Fixed, Fixed, Fixed, Fixed);
    Rename(Sp,"Support"+i);

    Rename(pt1,"pilot_p"+i+1);
    Rename(pt2,"pilot_p"+i+2);
    Rename(pt3,"pilot_p"+i+3);
}
```

```

Rename(pt4,"pilot_p"+i+4);
Rename(pt5,"pilot_p"+i+5);

beam1=pilot_b11.copyRotate(Point(0,0,-z),Vector3d(0,0,1),(360/n)*(i-1));
beam2=pilot_b12.copyRotate(Point(0,0,-z),Vector3d(0,0,1),(360/n)*(i-1));
beam3=pilot_b13.copyRotate(Point(0,0,-z),Vector3d(0,0,1),(360/n)*(i-1));
beam4=pilot_b14.copyRotate(Point(0,0,-z),Vector3d(0,0,1),(360/n)*(i-1));
beam5=inferior_diagonal_braces_1.copyRotate(Point(0,0,-
z),Vector3d(0,0,1),(360/n)*(i-1));
beam6=upper_diagonal_braces_1.copyRotate(Point(0,0,-z),Vector3d(0,0,1),(360/n)*(i-
1));

Pilots_suelo.add(beam1);
Pilots.add(beam2);
Pilots.add(beam3);
Pilots.add(beam4);
Inferior_diagonal_braces.add(beam5);
Upper_diagonal_braces.add(beam6);

Rename(beam1,"pilot_b"+i+1);
Rename(beam2,"pilot_b"+i+2);
Rename(beam3,"pilot_b"+i+3);
Rename(beam4,"pilot_b"+i+4);
Rename(beam5,"inferior_diagonal_braces_"+i);
Rename(beam6,"upper_diagonal_braces_"+i);

}

////////////////////////////////////
//CONSTRUCCIÓN DE LOS PILOTS JOINT BRACES//
////////////////////////////////////

pilot_joint_braces_1=beam(pilot_p12,pilot_p22);

Pilots_joint_braces = Set();
Pilots_joint_braces.add(pilot_joint_braces_1);

for (i=2; i<=n;i++) {

    bm1=pilot_joint_braces_1.copyRotate(Point(0,0,0),Vector3d(0,0,1),(360/n)*(i-1));

    Pilots_joint_braces.add(bm1);

    Rename(bm1,"pilot_joint_braces_"+i);

}

```

```

////////////////////////////////////
///CONSTRUCCIÓN DEL FUSTE///
////////////////////////////////////

//Construcción del cono principal//
////////////////////////////////////

fuste_2=point(0,0,(-z+h1+h2+r*math.tan(beta))+L1);

cono_fuste=beam(fuste_2,IDB);

cono_fuste.divideSegmentAt(1,0.001);
cono_fuste.divideSegmentAt(2,0.999);

cono_fuste.SetSegmentSection(1, PIPE_francobordo);
cono_fuste.SetSegmentSection(2, CONO);
cono_fuste.SetSegmentSection(3, PIPE_cono_fuste);

cono_fuste.material = Material1;

//Construcción del Tronco_fuste//
////////////////////////////////////

fuste_3=point(0,0,francobordo);

tronco_fuste_1=beam(fuste_2,UDB);
tronco_fuste_2=beam(UDB,origen);
tronco_fuste_3=beam(origen,fuste_3);

tronco_fuste = Set();
tronco_fuste.add(tronco_fuste_1);
tronco_fuste.add(tronco_fuste_2);
tronco_fuste.add(tronco_fuste_3);

tronco_fuste.material=Material1;
tronco_fuste.section = PIPE_francobordo;

//Construcción del cono final del fuste//
////////////////////////////////////

fuste_1=point(0,0,(-z+h1+h2+r*math.tan(beta))-L2);

cono_fuste_final=beam(IDB,fuste_1);

cono_fuste_final.divideSegmentAt(1,0.01);
cono_fuste_final.divideSegmentAt(2,0.99);

cono_fuste_final.SetSegmentSection(1, PIPE_cono_fuste);
cono_fuste_final.SetSegmentSection(2, CONO);
cono_fuste_final.SetSegmentSection(3, PIPE_cono_fuste_final);

```



```
cono_fuste_final.material = Material1;

//Crear un el conjunto del Fuste//
////////////////////////////////////

Fuste = Set();
Fuste.add(tronco_fuste);
Fuste.add(cono_fuste);
Fuste.add(cono_fuste_final);

////////////////////////////////////
//DEFINIR SECCIÓN Y MATERIAL//
////////////////////////////////////

//Pilots//
//////////

Pilots_suelo.material = Material1;
Pilots_suelo.section = PIPE_pilot_suelo;

Pilots.material = Material1;
Pilots.section = PIPE_pilots;

//Upper Diagonal Braces//
////////////////////////////////////

Upper_diagonal_braces.material = Material1;
Upper_diagonal_braces.section = PIPE_upper_diagonal_braces;

//Inferior Diagonal Braces//
////////////////////////////////////

Inferior_diagonal_braces.material = Material1;
Inferior_diagonal_braces.section = PIPE_inferior_diagonal_braces;

//Pilot_joint_braces//
//////////

Pilots_joint_braces.material = Material1;
Pilots_joint_braces.section = PIPE_pilot_joint_braces;

////////////////////////////////////
//CONSTRUCCIÓN DE LA TORRE DE LA OC3//
////////////////////////////////////

//Alturas de los nodos de la torre

t_z1=8.76;
t_z2=17.52;
```

```
t_z3=26.28;
t_z4=35.04;
t_z5=43.8;
t_z6=52.56;
t_z7=61.32;
t_z8=70.08;
t_z9=78.84;
```

//Radios de las diferentes secciones de la torre

```
t_r1=3;
t_r2=2.8935;
t_r3=2.787;
t_r4=2.6805;
t_r5=2.574;
t_r6=2.4675;
t_r7=2.361;
t_r8=2.2545;
t_r9=2.148;
t_r10=2.0415;
```

//Thickness de las diferentes secciones de la torre

```
t_t1=0.0351;
t_t2=0.03406;
t_t3=0.03302;
t_t4=0.03198;
t_t5=0.03094;
t_t6=0.0299;
t_t7=0.02886;
t_t8=0.02782;
t_t9=0.02678;
t_t10=0.02574;
```

//Nodos (puntos guía) de la torre

```
t_p1=point(0,0,francobordo+t_z1);
t_p2=point(0,0,francobordo+t_z2);
t_p3=point(0,0,francobordo+t_z3);
t_p4=point(0,0,francobordo+t_z4);
t_p5=point(0,0,francobordo+t_z5);
t_p6=point(0,0,francobordo+t_z6);
t_p7=point(0,0,francobordo+t_z7);
t_p8=point(0,0,francobordo+t_z8);
t_p9=point(0,0,francobordo+t_z9);
```

//Construcción de las vigas

```
t_b1=beam(fuste_3,t_p1);
t_b2=beam(t_p1,t_p2);
t_b3=beam(t_p2,t_p3);
```

```
t_b4=beam(t_p3,t_p4);  
t_b5=beam(t_p4,t_p5);  
t_b6=beam(t_p5,t_p6);  
t_b7=beam(t_p6,t_p7);  
t_b8=beam(t_p7,t_p8);  
t_b9=beam(t_p8,t_p9);
```

```
//Crear secciones
```

```
PIPE_t_1=pipesection(D_francobordo,(t_t1+t_t2)/2);  
PIPE_t_2=pipesection(t_r2+t_r3,(t_t2+t_t3)/2);  
PIPE_t_3=pipesection(t_r3+t_r4,(t_t3+t_t4)/2);  
PIPE_t_4=pipesection(t_r4+t_r5,(t_t4+t_t5)/2);  
PIPE_t_5=pipesection(t_r5+t_r6,(t_t5+t_t6)/2);  
PIPE_t_6=pipesection(t_r6+t_r7,(t_t6+t_t7)/2);  
PIPE_t_7=pipesection(t_r7+t_r8,(t_t7+t_t8)/2);  
PIPE_t_8=pipesection(t_r8+t_r9,(t_t8+t_t9)/2);  
PIPE_t_9=pipesection(t_r9+t_r10,(t_t9+t_t10)/2);
```

```
//Definir secciones
```

```
t_b1.section = PIPE_t_1;  
t_b2.section = PIPE_t_2;  
t_b3.section = PIPE_t_3;  
t_b4.section = PIPE_t_4;  
t_b5.section = PIPE_t_5;  
t_b6.section = PIPE_t_6;  
t_b7.section = PIPE_t_7;  
t_b8.section = PIPE_t_8;  
t_b9.section = PIPE_t_9;
```

```
//Crear el conjunto torre
```

```
Torre = Set();  
Torre.add(t_b1);  
Torre.add(t_b2);  
Torre.add(t_b3);  
Torre.add(t_b4);  
Torre.add(t_b5);  
Torre.add(t_b6);  
Torre.add(t_b7);  
Torre.add(t_b8);  
Torre.add(t_b9);
```

```
//Definir material a la torre
```

```
Torre.material = Material1;
```

```
////////////////////////////////////  
//CREAR CONJUNTO DE TRÍPODE//  
////////////////////////////////////
```

```
Tripode_Torre = Set();  
Tripode_Torre.add(pilot_b11);  
Tripode_Torre.add(pilot_b12);  
Tripode_Torre.add(pilot_b13);  
Tripode_Torre.add(pilot_b14);  
Tripode_Torre.add(inferior_diagonal_braces_1);  
Tripode_Torre.add(upper_diagonal_braces_1);  
Tripode_Torre.add(Pilots_suelo);  
Tripode_Torre.add(Pilots);  
Tripode_Torre.add(Inferior_diagonal_braces);  
Tripode_Torre.add(Upper_diagonal_braces);  
Tripode_Torre.add(pilot_joint_braces_1);  
Tripode_Torre.add(Pilots_joint_braces);  
Tripode_Torre.add(cono_fuste);  
Tripode_Torre.add(tronco_fuste_1);  
Tripode_Torre.add(tronco_fuste_2);  
Tripode_Torre.add(tronco_fuste_3);  
Tripode_Torre.add(tronco_fuste);  
Tripode_Torre.add(cono_fuste_final);  
Tripode_Torre.add(Fuste);  
Tripode_Torre.add(t_b1);  
Tripode_Torre.add(t_b2);  
Tripode_Torre.add(t_b3);  
Tripode_Torre.add(t_b4);  
Tripode_Torre.add(t_b5);  
Tripode_Torre.add(t_b6);  
Tripode_Torre.add(t_b7);  
Tripode_Torre.add(t_b8);  
Tripode_Torre.add(t_b9);  
Tripode_Torre.add(Torre);
```

```
////////////////////////////////////  
//MASA PUNTUAL DE LA NACELLE//  
////////////////////////////////////
```

```
Masa_Nacelle=350000 Kg;
```

```
lxx=4.5115e7 Kg*m^2;  
lyy=2.4987e7 Kg*m^2;  
lzz=2.5524e7 Kg*m^2;  
lxy=0.2162 Kg*m^2;  
lzx=1.4578e6 Kg*m^2;  
lyz=3.0203 Kg*m^2;
```

```
cdg_nacelle=point(-0.41064,0,francobordo+t_z9+1.9667);
```

```
Mass1 = PointMassMatrix(cdg_nacelle, Masa_Nacelle, Masa_Nacelle, Masa_Nacelle, lxx, lyy,  
lzz);  
Mass1.setMassTerm(4, 5, lxy);  
Mass1.setMassTerm(4, 6, lzx);  
Mass1.setMassTerm(5, 6, lyz);
```

```
nacelle_bm=beam(t_p9,cdg_nacelle);
```

```
Material2 = MaterialLinear(356000 KPa, 1, 1e020, 0.3, 1.2e-005delC^-1, 0.03);
```

```
nacelle_bm.section = PIPE_t_9;  
nacelle_bm.material = Material2;
```

```
////////////////////////////////////  
//DEFINICIÓN DE TAMAÑOS DE MALLA//  
////////////////////////////////////
```

```
Element_62m = MeshDensity(6.2);  
Element_47m = MeshDensity(4.7);  
Element_12m = MeshDensity(12);  
Element_6m = MeshDensity(6);  
Element_3m = MeshDensity(3);
```

```
//ASIGNACIÓN DEL TAMAÑO DE MALLA A CADA ELEMENTO//  
////////////////////////////////////
```

```
Upper_diagonal_braces.meshDensity = Element_62m;  
Inferior_diagonal_braces.meshDensity = Element_47m;  
Pilots_joint_braces.meshDensity = Element_3m;  
Pilots_suelo.meshDensity = Element_6m;  
Pilots.meshDensity = Element_6m;  
Fuste.meshDensity = Element_12m;  
Torre.meshDensity = Element_12m;
```

Anexo 2: diagramas de dispersión de los distintos estados de mar para cada dirección utilizados en el cálculo de la fatiga de la estructura trípode.

A continuación se muestran los diagramas de dispersión para cada dirección (de 0° a 360° cada 30°), además del diagrama de dispersión total donde aparece la suma de las ocurrencias de todas las direcciones para los distintos estados de mar. Estos han sido los datos utilizados para realizar el cálculo de fatiga de la estructura trípode, producido por la carga de mar. Todos los datos de ocurrencias de olas han sido medidos en el emplazamiento elegido durante 17 años.

Diagrama de dispersión de olas en la dirección 0°-30°:

0°-30°	0s - 1s	1s - 2s	2s - 3s	3s - 4s	4s - 5s	5s - 6s	6s - 7s	7s - 8s	8s - 9s	9s - 10s	10s - 11s	11s - 12s	>12s
0m - 0.5m	0	5	176	374	510	338	135	72	39	17	10	1	1
0.5m - 1m	0	0	155	911	1017	737	201	45	28	8	1	1	0
1m - 1.5m	0	0	0	327	1187	700	206	34	10	3	0	0	0
1.5m - 2m	0	0	0	3	730	532	148	22	3	0	0	0	0
2m - 2.5m	0	0	0	0	66	596	136	5	0	0	0	0	0
2.5m - 3m	0	0	0	0	0	148	253	21	2	0	0	0	0
3m - 3.5m	0	0	0	0	0	5	116	89	15	0	0	0	0
3.5m - 4m	0	0	0	0	0	1	33	61	42	1	0	0	0
4m - 4.5m	0	0	0	0	0	0	2	40	35	7	0	0	0
4.5m - 5m	0	0	0	0	0	0	1	14	26	10	2	0	0
5m - 5.5m	0	0	0	0	0	0	0	2	13	5	1	0	0
5.5m - 6m	0	0	0	0	0	0	0	1	5	2	1	0	0
6m - 6.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	2	3	3	0	0
6.5m - 7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0
>7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0

Diagrama de dispersión de olas en la dirección 30°-60°:

30°-60°	0s - 1s	1s - 2s	2s - 3s	3s - 4s	4s - 5s	5s - 6s	6s - 7s	7s - 8s	8s - 9s	9s - 10s	10s - 11s	11s - 12s	>12s
0m - 0.5m	0	6	199	501	319	80	7	0	0	0	0	0	0
0.5m - 1m	0	0	153	824	379	99	4	1	0	0	0	0	0
1m - 1.5m	0	0	0	316	515	115	10	0	0	0	0	0	0
1.5m - 2m	0	0	0	2	394	67	5	0	0	0	0	0	0
2m - 2.5m	0	0	0	0	68	192	0	0	0	0	0	0	0
2.5m - 3m	0	0	0	0	1	97	26	0	0	0	0	0	0
3m - 3.5m	0	0	0	0	0	11	63	3	0	0	0	0	0
3.5m - 4m	0	0	0	0	0	0	24	4	0	0	0	0	0
4m - 4.5m	0	0	0	0	0	0	4	4	0	0	0	0	0
4.5m - 5m	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	0	0	0
5m - 5.5m	0	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0
5.5m - 6m	0	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0
6m - 6.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0
6.5m - 7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
>7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Diagrama de dispersión de olas en la dirección 60°-90°:

60°-90°	0s - 1s	1s - 2s	2s - 3s	3s - 4s	4s - 5s	5s - 6s	6s - 7s	7s - 8s	8s - 9s	9s - 10s	10s - 11s	11s - 12s	>12s
0m - 0.5m	0	15	416	491	176	10	0	0	0	0	0	0	0
0.5m - 1m	0	0	234	949	227	18	2	0	0	0	0	0	0
1m - 1.5m	0	0	0	338	483	29	0	0	0	0	0	0	0
1.5m - 2m	0	0	0	2	329	44	0	0	0	0	0	0	0
2m - 2.5m	0	0	0	0	47	284	0	0	0	0	0	0	0
2.5m - 3m	0	0	0	0	1	180	10	0	0	0	0	0	0
3m - 3.5m	0	0	0	0	0	25	72	0	0	0	0	0	0
3.5m - 4m	0	0	0	0	0	1	34	2	0	0	0	0	0
4m - 4.5m	0	0	0	0	0	0	10	10	0	0	0	0	0
4.5m - 5m	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0
5m - 5.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.5m - 6m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6m - 6.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.5m - 7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
>7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Diagrama de dispersión de olas en la dirección 90°-120°:

90°-120°	0s - 1s	1s - 2s	2s - 3s	3s - 4s	4s - 5s	5s - 6s	6s - 7s	7s - 8s	8s - 9s	9s - 10s	10s - 11s	11s - 12s	>12s
0m - 0.5m	0	12	463	191	7	0	0	0	0	0	0	0	0
0.5m - 1m	0	0	283	508	8	0	0	0	0	0	0	0	0
1m - 1.5m	0	0	0	280	172	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5m - 2m	0	0	0	6	180	3	0	0	0	0	0	0	0
2m - 2.5m	0	0	0	0	22	27	0	0	0	0	0	0	0
2.5m - 3m	0	0	0	0	1	16	0	0	0	0	0	0	0
3m - 3.5m	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
3.5m - 4m	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
4m - 4.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5m - 5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5m - 5.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.5m - 6m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6m - 6.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.5m - 7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
>7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Diagrama de dispersión de olas en la dirección 120°-150°:

120°-150°	0s - 1s	1s - 2s	2s - 3s	3s - 4s	4s - 5s	5s - 6s	6s - 7s	7s - 8s	8s - 9s	9s - 10s	10s - 11s	11s - 12s	>12s
0m - 0.5m	0	17	456	59	2	0	0	0	0	0	0	0	0
0.5m - 1m	0	2	406	286	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1m - 1.5m	0	0	0	283	27	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5m - 2m	0	0	0	34	110	0	0	0	0	0	0	0	0
2m - 2.5m	0	0	0	0	44	0	0	0	0	0	0	0	0
2.5m - 3m	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
3m - 3.5m	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3.5m - 4m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4m - 4.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5m - 5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5m - 5.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.5m - 6m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6m - 6.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.5m - 7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
>7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Diagrama de dispersión de olas en la dirección 150°-180°:

150°-180°	0s - 1s	1s - 2s	2s - 3s	3s - 4s	4s - 5s	5s - 6s	6s - 7s	7s - 8s	8s - 9s	9s - 10s	10s - 11s	11s - 12s	>12s
0m - 0.5m	0	17	451	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.5m - 1m	0	0	510	249	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1m - 1.5m	0	0	0	329	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5m - 2m	0	0	0	100	71	0	0	0	0	0	0	0	0
2m - 2.5m	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0	0	0
2.5m - 3m	0	0	0	0	13	0	0	0	0	0	0	0	0
3m - 3.5m	0	0	0	0	1	5	0	0	0	0	0	0	0
3.5m - 4m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4m - 4.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5m - 5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5m - 5.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.5m - 6m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6m - 6.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.5m - 7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
>7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Diagrama de dispersión de olas en la dirección 180°-210°:

180°-210°	0s - 1s	1s - 2s	2s - 3s	3s - 4s	4s - 5s	5s - 6s	6s - 7s	7s - 8s	8s - 9s	9s - 10s	10s - 11s	11s - 12s	>12s
0m - 0.5m	0	27	459	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.5m - 1m	0	0	640	281	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1m - 1.5m	0	0	0	498	1	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5m - 2m	0	0	0	160	49	0	0	0	0	0	0	0	0
2m - 2.5m	0	0	0	0	76	0	0	0	0	0	0	0	0
2.5m - 3m	0	0	0	0	18	0	0	0	0	0	0	0	0
3m - 3.5m	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
3.5m - 4m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4m - 4.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5m - 5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5m - 5.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.5m - 6m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6m - 6.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.5m - 7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
>7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Diagrama de dispersión de olas en la dirección 210°-240°:

210°-240°	0s - 1s	1s - 2s	2s - 3s	3s - 4s	4s - 5s	5s - 6s	6s - 7s	7s - 8s	8s - 9s	9s - 10s	10s - 11s	11s - 12s	>12s
0m - 0.5m	0	30	549	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.5m - 1m	0	0	998	515	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1m - 1.5m	0	0	0	1041	3	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5m - 2m	0	0	0	401	143	0	0	0	0	0	0	0	0
2m - 2.5m	0	0	0	0	125	0	0	0	0	0	0	0	0
2.5m - 3m	0	0	0	0	29	0	0	0	0	0	0	0	0
3m - 3.5m	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	0	0
3.5m - 4m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4m - 4.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4.5m - 5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5m - 5.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.5m - 6m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6m - 6.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.5m - 7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
>7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Diagrama de dispersión de olas en la dirección 240°-270°:

240°-270°	0s - 1s	1s - 2s	2s - 3s	3s - 4s	4s - 5s	5s - 6s	6s - 7s	7s - 8s	8s - 9s	9s - 10s	10s - 11s	11s - 12s	>12s
0m - 0.5m	0	22	547	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.5m - 1m	0	0	877	539	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1m - 1.5m	0	0	0	979	4	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5m - 2m	0	0	0	277	173	0	0	0	0	0	0	0	0
2m - 2.5m	0	0	0	0	163	0	0	0	0	0	0	0	0
2.5m - 3m	0	0	0	0	45	0	0	0	0	0	0	0	0
3m - 3.5m	0	0	0	0	9	7	0	0	0	0	0	0	0
3.5m - 4m	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
4m - 4.5m	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
4.5m - 5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5m - 5.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.5m - 6m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6m - 6.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.5m - 7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
>7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Diagrama de dispersión de olas en la dirección 270°-300°:

270°-300°	0s - 1s	1s - 2s	2s - 3s	3s - 4s	4s - 5s	5s - 6s	6s - 7s	7s - 8s	8s - 9s	9s - 10s	10s - 11s	11s - 12s	>12s
0m - 0.5m	0	10	487	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.5m - 1m	0	0	706	564	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1m - 1.5m	0	0	0	948	16	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5m - 2m	0	0	0	184	281	0	0	0	0	0	0	0	0
2m - 2.5m	0	0	0	0	192	0	0	0	0	0	0	0	0
2.5m - 3m	0	0	0	0	80	6	0	0	0	0	0	0	0
3m - 3.5m	0	0	0	0	1	13	0	0	0	0	0	0	0
3.5m - 4m	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0
4m - 4.5m	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0
4.5m - 5m	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0
5m - 5.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.5m - 6m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6m - 6.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.5m - 7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
>7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Diagrama de dispersión de olas en la dirección 300°-330°:

300°-330°	0s - 1s	1s - 2s	2s - 3s	3s - 4s	4s - 5s	5s - 6s	6s - 7s	7s - 8s	8s - 9s	9s - 10s	10s - 11s	11s - 12s	>12s
0m - 0.5m	0	5	523	63	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0.5m - 1m	0	0	468	837	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1m - 1.5m	0	0	0	870	119	0	0	0	0	0	0	0	0
1.5m - 2m	0	0	0	68	441	0	0	0	0	0	0	0	0
2m - 2.5m	0	0	0	0	291	5	0	0	0	0	0	0	0
2.5m - 3m	0	0	0	0	50	45	0	0	0	0	0	0	0
3m - 3.5m	0	0	0	0	0	29	0	0	0	0	0	0	0
3.5m - 4m	0	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0
4m - 4.5m	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0
4.5m - 5m	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
5m - 5.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5.5m - 6m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6m - 6.5m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.5m - 7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
>7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Diagrama de dispersión de olas en la dirección 330°-360°:

330°-360°	0s - 1s	1s - 2s	2s - 3s	3s - 4s	4s - 5s	5s - 6s	6s - 7s	7s - 8s	8s - 9s	9s - 10s	10s - 11s	11s - 12s	>12s
0m - 0.5m	0	11	285	480	308	102	16	9	5	3	0	0	0
0.5m - 1m	0	0	228	1232	450	158	19	0	0	0	0	0	0
1m - 1.5m	0	0	0	670	958	120	11	5	0	0	0	0	0
1.5m - 2m	0	0	0	8	885	219	3	0	0	0	0	0	0
2m - 2.5m	0	0	0	0	173	496	25	0	0	0	0	0	0
2.5m - 3m	0	0	0	0	4	195	157	7	0	0	0	0	0
3m - 3.5m	0	0	0	0	0	29	88	33	1	0	0	0	0
3.5m - 4m	0	0	0	0	0	6	25	33	0	0	0	0	0
4m - 4.5m	0	0	0	0	0	4	13	19	5	0	0	0	0
4.5m - 5m	0	0	0	0	0	0	2	6	3	0	0	0	0
5m - 5.5m	0	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	0	0
5.5m - 6m	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0	0	0
6m - 6.5m	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
6.5m - 7m	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
>7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Diagrama de dispersión total de ocurrencias de olas de todas las direcciones durante 17 años:

	0s - 1s	1s - 2s	2s - 3s	3s - 4s	4s - 5s	5s - 6s	6s - 7s	7s - 8s	8s - 9s	9s - 10s	10s - 11s	11s - 12s	>12s	
0m - 0.5m	0	177	5011	2163	1322	530	158	81	44	20	10	1	1	9518
0.5m - 1m	0	2	5658	7695	2082	1012	226	46	28	8	1	1	0	16759
1m - 1.5m	0	0	0	6879	3486	964	227	39	10	3	0	0	0	11608
1.5m - 2m	0	0	0	1245	3786	865	156	22	3	0	0	0	0	6077
2m - 2.5m	0	0	0	0	1317	1600	161	5	0	0	0	0	0	3083
2.5m - 3m	0	0	0	0	244	687	446	28	2	0	0	0	0	1407
3m - 3.5m	0	0	0	0	14	128	339	125	16	0	0	0	0	622
3.5m - 4m	0	0	0	0	0	30	116	100	42	1	0	0	0	289
4m - 4.5m	0	0	0	0	0	9	30	73	40	7	0	0	0	159
4.5m - 5m	0	0	0	0	0	1	5	34	29	10	2	0	0	81
5m - 5.5m	0	0	0	0	0	0	0	5	17	5	1	0	0	28
5.5m - 6m	0	0	0	0	0	0	0	1	10	3	1	0	0	15
6m - 6.5m	0	0	0	0	0	0	0	1	6	3	3	0	0	13
6.5m - 7m	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	3	0	0	4
>7m	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
TOTAL OLAS														49664

Anexo 3: descripción de las propiedades del modelo de suelos que representa el fondo marino del emplazamiento.

En la siguiente tabla se facilitan los distintos conjuntos de propiedades del fondo marino los cuales se deben aplicar a las distintas capas del modelo de suelos.

PROPIEDADES DE SUELOS		Datos suelo 1	Datos suelo 2	Datos suelo 3	Datos suelo 4	Datos suelo 5	Datos suelo 6
Valor inicial del módulo del cortante del suelo		-1 Pa	-1 Pa	-1 Pa	-1 Pa	-1 Pa	-1 Pa
Ratio de Poisson del suelo		0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Fricción superficial	Pico de fricción superficial en compresión	5 Pa	15 Pa	45 Pa	200 Pa	250 Pa	120 Pa
	Pico de fricción superficial en tensión	3 Pa	11 Pa	45 Pa	200 Pa	250 Pa	120 Pa
	Ratio entre el desplazamiento para alcanzar el pico de fricción superficial y el diámetro del pilote	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Resistencia 'Tip'	Tensión 'tip' de pico	0 Pa	0 Pa	0 Pa	0 Pa	0 Pa	30000 Pa
	Ratio entre el desplazamiento para alcanzar el pico 'tip' y el diámetro del pilote	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05

Tabla 1: Propiedades de suelo empleadas para las distintas capas.

A continuación se describe la composición de cada capa del modelo de suelos, que representan las diferentes capas existentes en el fondo marino del emplazamiento:

ARENA 1	
Ángulo de fricción interno	40 grados
Densidad en masa que corresponde a la unidad total de peso	1 990 kg / m ³
Fricción	Ratio de fricción superficial residual entre pico de fricción superficial
	1
	Desplazamiento z en la curva T-Z desde el pico de fricción superficial hasta la fricción superficial residual
	1 m

Tabla 2: Composición de Arena 1.

ARENA 2	
Ángulo de fricción interno	36 grados
Densidad en masa que corresponde a la unidad total de peso	1 990 kg / m ³
Fricción	Ratio de fricción superficial residual entre pico de fricción superficial
	1
	Desplazamiento z en la curva T-Z desde el pico de fricción superficial hasta la fricción superficial residual
	1 m

Tabla 3: Composición de Arena 2.

ARCILLA 3		
Densidad en masa que corresponde a la unidad total de peso		1 940 kg / m ³
Resistencia a cortante sin drenar (altura respecto al fondo marino)	En z = 0m	200 000 Pa
	En z = -200m	100 000 Pa
Fricción	Ratio de fricción superficial residual entre pico de fricción superficial	1
	Desplazamiento z en la curva T-Z desde el pico de fricción superficial hasta la fricción superficial residual	1 m

Tabla 4: Composición de Arcilla 3.

ARCILLA 4		
Densidad en masa que corresponde a la unidad total de peso		1 940 kg / m ³
Resistencia a cortante sin drenar (altura respecto al fondo marino)	En z = 0m	300 000 Pa
	En z = -200m	130 000 Pa
Fricción	Ratio de fricción superficial residual entre pico de fricción superficial	1
	Desplazamiento z en la curva T-Z desde el pico de fricción superficial hasta la fricción superficial residual	1 m

Tabla 5: Composición de Arcilla 4.

ARENA 5		
Ángulo de fricción interno		37 grados
Densidad en masa que corresponde a la unidad total de peso		2 040 kg / m ³
Fricción	Ratio de fricción superficial residual entre pico de fricción superficial	1
	Desplazamiento z en la curva T-Z desde el pico de fricción superficial hasta la fricción superficial residual	1 m

Tabla 6: Composición de Arena 5.

Anexo 4: cargas dinámicas a las que va a estar sometida la subestructura trípode durante los 20 años para los que se debe diseñar.

A continuación se muestran dos gráficas donde aparece la contribución de energía en función de la frecuencia (en Hz y segundos) de las fuerzas periódicas o dinámicas a las que está sometido el conjunto aerogenerador-subestructura. El espectro de viento no está representado pero el diseñador es consciente de que la cantidad de energía introducida por el viento a la estructura se encuentra en frecuencias bajas y disminuye al aumentar la frecuencia.

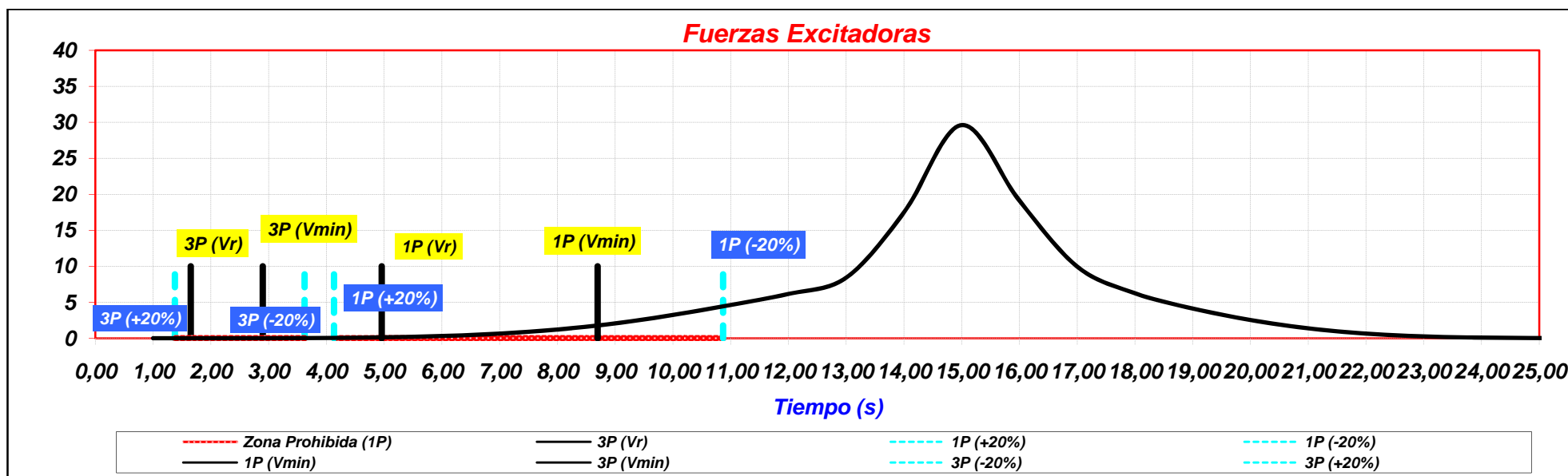
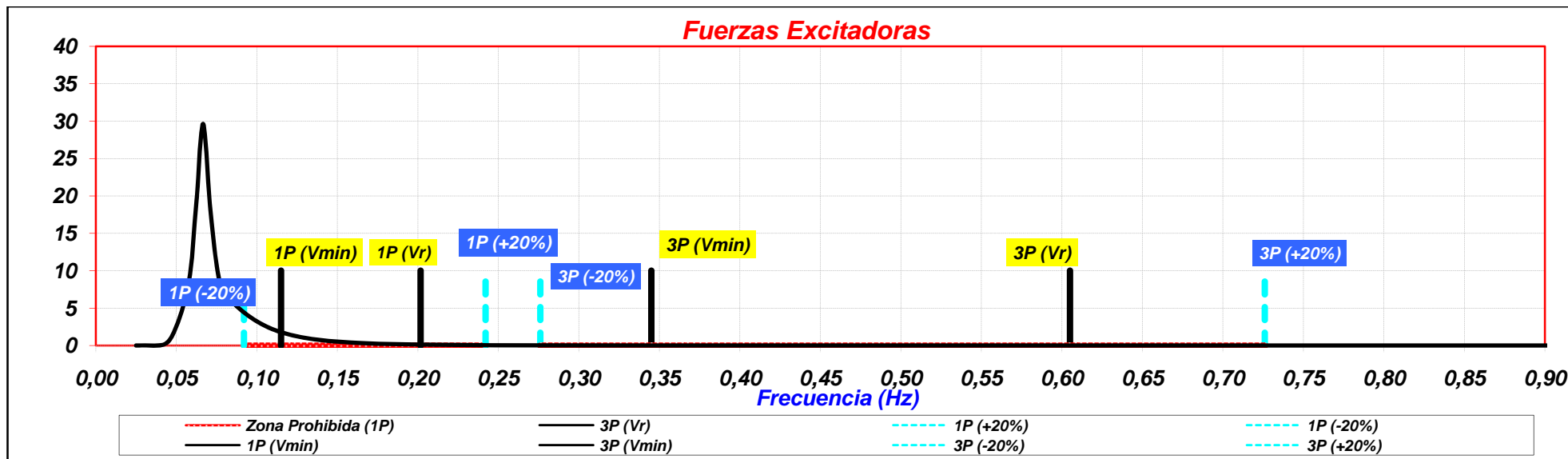


Figura 1: Representación de las fuerzas dinámicas que debe soportar la subestructura trípode en frecuencias (Hz) y en periodos (s).

Anexo 5: tipo de elemento finito y criterio de mallado utilizado.

a) Tipo elemento finito utilizado:

Todos los elementos utilizados en el modelo de la estructura trípode han sido elementos viga rectos, llamados elementos BEAS dentro del paquete informático Sesam.

Este elemento está formado por dos nodos (uno en cada extremo de la viga), con 3 translaciones y 3 grados de libertad de rotación uno en cada eje, es decir, 6 grados de libertad por nodo, sumando un total de 12 grados de libertad.

La formulación utilizada para el elemento cuenta con:

- Deformación axial.
- Tensión debida a flexión sobre los dos ejes principales de la sección transversal.
- Tensión debida a cortante en las dos direcciones principales.
- Torsión de St. Venant.

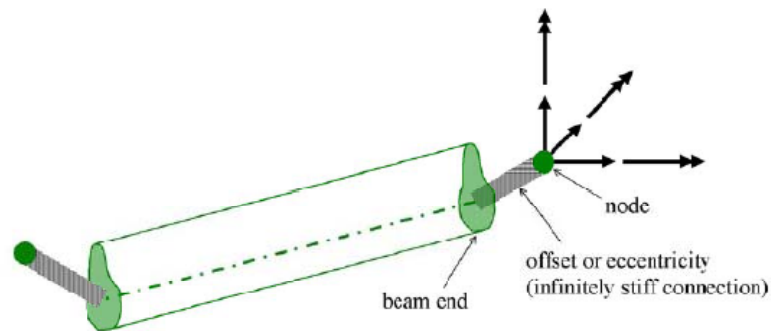


Figura 2: Elemento viga recto BEAS [hacer ref a sestra UM].

El elemento puede reproducir linealmente momentos de flexión variables y esfuerzos cortantes constantes, fuerzas axiales y momentos torsionales.

El elemento permite calcular las fuerzas nodales debidas a una carga linealmente variable. La carga puede actuar sobre la viga entera o sólo en diferentes partes de la viga. Esta propiedad permite representar una carga arbitraria variable distribuida por la combinación de varias cargas. Se asumen propiedades isotrópicas del material.

Los esfuerzos cortantes y el momento de torsión se refieren al eje que pasa por el centro de corte, mientras que las fuerzas axiales y momentos de flexión se refieren al eje que pasa por el centro de gravedad.

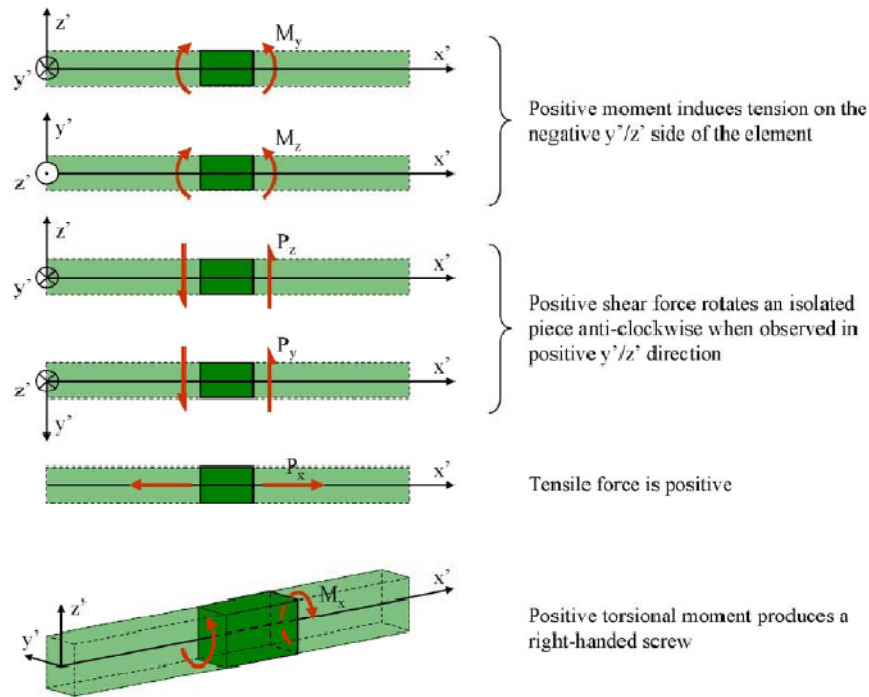


Figura 3: Definición de los signos de las fuerzas y momentos sobre el elemento BEAS.

b) Criterio de densidad de malla utilizada:

Se ha considerado oportuno utilizar un criterio de tamaño de malla de $L \geq 2,5 * D$, donde L representa la longitud de nodo a nodo y D el diámetro del miembro que se pretende mallar. Con este criterio se pretende mantener para cada elemento de la malla la condición de esbeltez del elemento, pudiendo aplicar la teoría de Morison.

De esta manera el tamaño de malla para cada elemento varía en cada miembro del modelo. A continuación se citan las longitudes máximas de elemento de cada miembro de la estructura:

- Brazos superiores diagonales = 6,2m.
- Brazos inferiores diagonales = 4,7m.
- Brazos de unión entre los pilotes = 3m.
- Fuste = 12m.

El resto de los miembros se mallan utilizando únicamente los dos nodos extremos del elemento, debido a la pequeña longitud que presentan frente al diámetro.

Anexo 6: modos de vibración del conjunto subestructura-aerogenerador.

A continuación se muestran las figuras de los 10 modos de vibración obtenidos en Genie del conjunto subestructura-turbina:

1^{er} modo de vibración

FreevibAnalysis
 FreevibAnalysis.EIGEN(1)
 Force: [N], Length: [m]
 FEM Loadcase = 1
 Eigen Frequency = 0.281929 [Hz]
 Eigen Ang Freq = 1.77141 [rad/s]
 Eigen Period = 3.54699 [s]
 Displacements - All, deformed
 Min: 0
 Max: 0.00153126

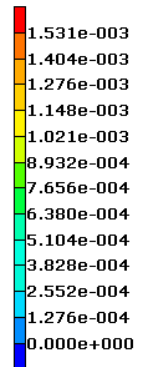
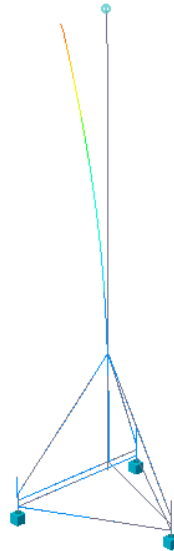


Figura 4: Primer modo de flexión de la torre del aerogenerador en el plano yz.

2^o modo de vibración

FreevibAnalysis
 FreevibAnalysis.EIGEN(2)
 Force: [N], Length: [m]
 FEM Loadcase = 2
 Eigen Frequency = 0.283729 [Hz]
 Eigen Ang Freq = 1.78272 [rad/s]
 Eigen Period = 3.5245 [s]
 Displacements - All, deformed
 Min: 0
 Max: 0.00154073

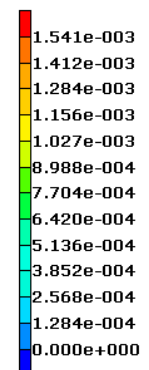
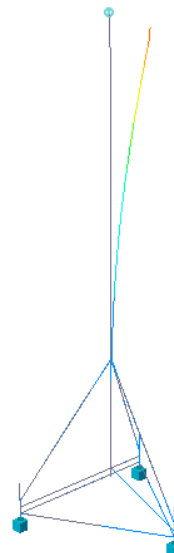


Figura 5: Primer modo de flexión de la torre del aerogenerador en el plano xz.

3º modo de vibración

FreevibAnalysis
 FreevibAnalysis.EIGEN(3)
 Force: [N], Length: [m]
 FEM Loadcase = 3
 Eigen Frequency = 1.34001 [Hz]
 Eigen Ang Freq = 8.41956 [rad/s]
 Eigen Period = 0.74626 [s]
 Displacements - All, deformed
 Min: 0
 Max: 0.000282335

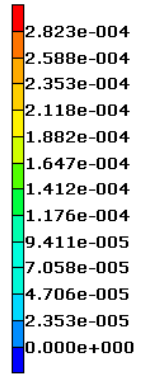
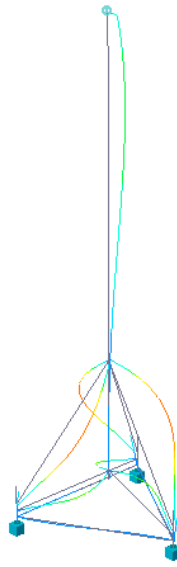


Figura 6: Modo de torsión de la subestructura trípode.

4º modo de vibración

FreevibAnalysis
 FreevibAnalysis.EIGEN(4)
 Force: [N], Length: [m]
 FEM Loadcase = 4
 Eigen Frequency = 1.65616 [Hz]
 Eigen Ang Freq = 10.406 [rad/s]
 Eigen Period = 0.603805 [s]
 Displacements - All, deformed
 Min: 0
 Max: 0.00162896

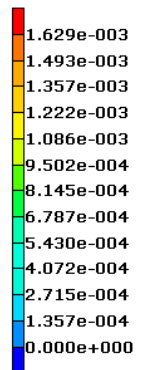
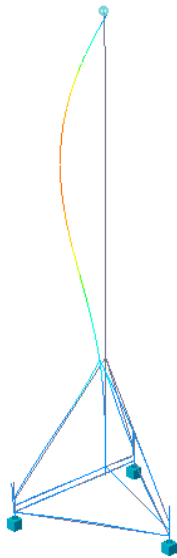


Figura 7: Segundo modo flexión de la torre en el plano yz.

5º modo de vibración

FreevibAnalysis
 FreevibAnalysis.EIGEN(5)
 Force: [N], Length: [m]
 FEM Loadcase = 5
 Eigen Frequency = 1.82393 [Hz]
 Eigen Ang Freq = 11.4601 [rad/s]
 Eigen Period = 0.548266 [s]
 Displacements - All, deformed
 Min: 0
 Max: 0.00165141

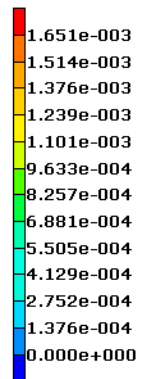
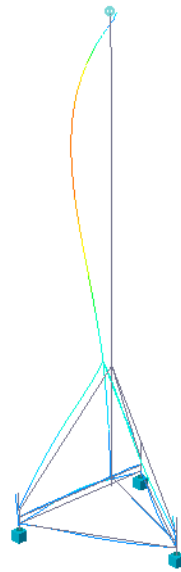


Figura 8: Segundo modo flexión de la torre en el plano yz.

6º modo de vibración

FreevibAnalysis
 FreevibAnalysis.EIGEN(6)
 Force: [N], Length: [m]
 FEM Loadcase = 6
 Eigen Frequency = 1.97814 [Hz]
 Eigen Ang Freq = 12.429 [rad/s]
 Eigen Period = 0.505526 [s]
 Displacements - All, deformed
 Min: 0
 Max: 0.00170781

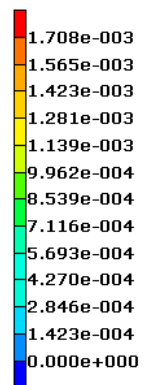
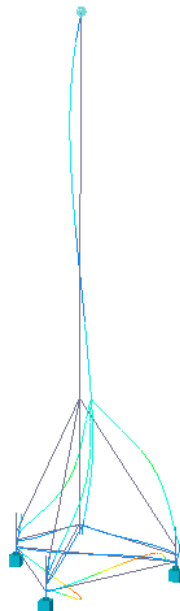


Figura 9: Mezcla entre el tercer modo de flexión de la torre y modo local de los brazos de unión entre los pilotes.

7º modo de vibración

FreevibAnalysis
 FreevibAnalysis.EIGEN(7)
 Force: [N], Length: [m]
 FEM Loadcase = 7
 Eigen Frequency = 1.99655 [Hz]
 Eigen Ang Freq = 12.5447 [rad/s]
 Eigen Period = 0.500864 [s]
 Displacements - All, deformed
 Min: 0
 Max: 0.00313306

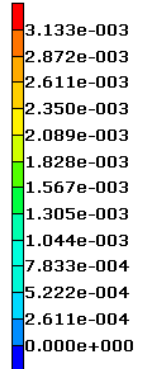
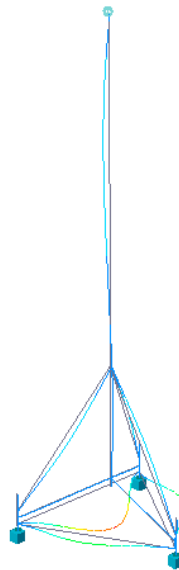


Figura 10: Igual que el modo anterior pero con menores deformaciones.

8º modo de vibración

FreevibAnalysis
 FreevibAnalysis.EIGEN(8)
 Force: [N], Length: [m]
 FEM Loadcase = 8
 Eigen Frequency = 2.00941 [Hz]
 Eigen Ang Freq = 12.6255 [rad/s]
 Eigen Period = 0.497659 [s]
 Displacements - All, deformed
 Min: 0
 Max: 0.00298966

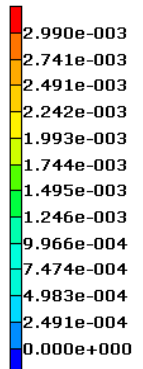
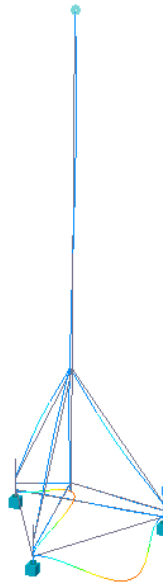


Figura11: Modo de vibración local de dos de los brazos de unión entre los pilotes.

9º modo de vibración

FreevibAnalysis
 FreevibAnalysis.EIGEN(9)
 Force: [N], Length: [m]
 FEM Loadcase = 9
 Eigen Frequency = 2.01163 [Hz]
 Eigen Ang Freq = 12.6394 [rad/s]
 Eigen Period = 0.49711 [s]
 Displacements - All, deformed
 Min: 0
 Max: 0.00259121

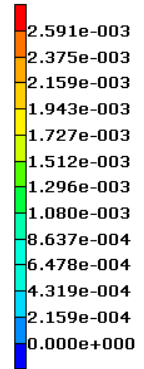
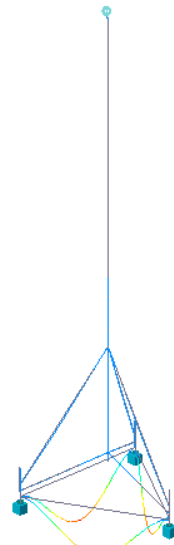


Figura 12: Modo de vibración local de los tres brazos de unión entre los pilotes.

10º modo de vibración

FreevibAnalysis
 FreevibAnalysis.EIGEN(10)
 Force: [N], Length: [m]
 FEM Loadcase = 10
 Eigen Frequency = 2.0152 [Hz]
 Eigen Ang Freq = 12.6619 [rad/s]
 Eigen Period = 0.496229 [s]
 Displacements - All, deformed
 Min: 0
 Max: 0.0033137

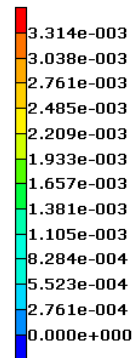
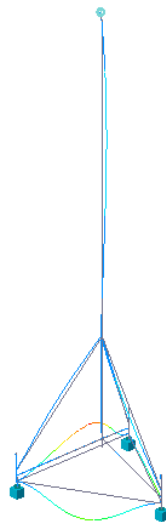


Figura 13: Igual que el modo f7 pero con la flexión de los brazos de unión entre los pilotes en otro plano.

Anexo 7: fórmulas empleadas de la norma API RP 2A-WSD en el chequeo que realiza Genie para miembros cilíndricos y cónicos.

RECOMMENDED PRACTICE FOR PLANNING, DESIGNING AND CONSTRUCTING FIXED OFFSHORE PLATFORMS—WORKING STRESS DESIGN 39

as well as the redistribution of loads through jacket bracing to stiffer pile members by modeling the relative stiffness of foundation members interacting with the jacket stiffness.

3.2 ALLOWABLE STRESSES FOR CYLINDRICAL MEMBERS

3.2.1 Axial Tension

The allowable tensile stress, F_t , for cylindrical members subjected to axial tensile loads should be determined from:

$$F_t = 0.6 F_y \quad (3.2.1-1)$$

where

$$F_y = \text{yield strength, ksi (MPa).}$$

3.2.2 Axial Compression

3.2.2.a Column Buckling

The allowable axial compressive stress, F_a , should be determined from the following AISC formulas for members with a D/t ratio equal to or less than 60:

$$F_a = \frac{\left[1 - \frac{(Kl/r)^2}{2C_c^2}\right] F_y}{5/3 + \frac{3(Kl/r)}{8C_c} - \frac{(Kl/r)^3}{8C_c^3}} \text{ for } Kl/r < C_c \quad (3.2.2-1)$$

$$F_a = \frac{12 \pi^2 E}{23(Kl/r)^2} \text{ for } Kl/r \geq C_c \quad (3.2.2-1)$$

where

$$C_c = \left[\frac{12 \pi^2 E}{F_y}\right]^{1/2}$$

E = Young's Modulus of elasticity, ksi (MPa),

K = effective length factor, Section 3.3.1d,

l = unbraced length, in. (m),

r = radius of gyration, in. (m).

For members with a D/t ratio greater than 60, substitute the critical local buckling stress (F_{xe} or F_{xc} , whichever is smaller) for F_y in determining C_c and F_a .

Equation 1.5-3 in the AISC Specification should not be used for design of primary bracing members in offshore structures. This equation may be used only for secondary members such as boat landings, stairways, etc.

3.2.2.b Local Buckling

Unstiffened cylindrical members fabricated from structural steels specified in Section 8.1 should be investigated for local buckling due to axial compression when the D/t ratio is greater than 60. When the D/t ratio is greater than 60 and less than 300, with wall thickness $t \geq 0.25$ in. (6 mm), both the elastic (F_{xe}) and inelastic local buckling stress (F_{xc}) due to axial compression should be determined from Eq. 3.2.2-3 and Eq. 3.2.2-4. Overall column buckling should be determined by substituting the critical local buckling stress (F_{xe} or F_{xc} , whichever is smaller) for F_y in Eq. 3.2.2-1 and in the equation for C_c .

1. Elastic Local Buckling Stress.

The elastic local buckling stress, F_{xe} , should be determined from:

$$F_{xe} = 2CE t/D \quad (3.2.2-3)$$

where

C = critical elastic buckling coefficient,

D = outside diameter, in. (m),

t = wall thickness, in. (m).

The theoretical value of C is 0.6. However, a reduced value of $C = 0.3$ is recommended for use in Eq. 3.2.2-3 to account for the effect of initial geometric imperfections within API Spec 2B tolerance limits.

2. Inelastic Local Buckling Stress.

The inelastic local buckling stress, F_{xc} , should be determined from:

$$\left. \begin{aligned} F_{xc} &= F_y \times [1.64 - 0.23(D/t)^{1/4}] \leq F_{xe} \\ F_{xc} &= F_y \quad \text{for } (D/t) \leq 60 \end{aligned} \right\} \quad (3.2.2-4)$$

3.2.3 Bending

The allowable bending stress, F_b , should be determined from:

$$F_b = 0.75 F_y \quad \text{for } \frac{D}{t} \leq \frac{1500}{F_y} \quad (3.2.3-1a)$$

$$\left(\frac{D}{t} \leq \frac{10,340}{F_y}, \text{ SI Units}\right)$$

$$F_b = \left[0.84 - 1.74 \frac{F_y D}{Et}\right] F_y \text{ for } \frac{1500}{F_y} < \frac{D}{t} \leq \frac{3000}{F_y} \quad (3.2.3-1b)$$

$$\left(\frac{10,340}{F_y} < \frac{D}{t} \leq \frac{20,680}{F_y}, \text{ SI Units}\right)$$

Information Handling Services, Mon Jul 29 18:49:25 2002

$$F_b = \left[0.72 - 0.58 \frac{F_y D}{Et} \right] F_y \text{ for } \frac{3000}{F_y} < \frac{D}{t} \leq 300 \quad (3.2.3-1c)$$

$$\left(\frac{20,680}{F_y} < \frac{D}{t} \leq 300, \text{ SI Units} \right)$$

For D/t ratios greater than 300, refer to API Bulletin 2U.

3.2.4 Shear[†]

3.2.4.a Beam Shear

The maximum beam shear stress, f_v , for cylindrical members is:

$$f_v = \frac{V}{0.5A} \quad (3.2.4-1)$$

where

f_v = the maximum shear stress, ksi (MPa),

V = the transverse shear force, kips (MN),

A = the cross sectional area, in.² (m²).

The allowable beam shear stress, F_v , should be determined from:

$$F_v = 0.4 F_y \quad (3.2.4-2)$$

3.2.4.b Torsional Shear

The maximum torsional shear stress, F_{vt} , for cylindrical members caused by torsion is:

$$f_{vt} = \frac{M_t(D/2)}{I_p} \quad (3.2.4-3)$$

where

f_{vt} = maximum torsional shear stress, ksi (MPa),

M_t = torsional moment, kips-in. (MN-m),

I_p = polar moment of inertia, in.⁴ (m⁴),

[†]While the shear yield stress of structural steel has been variously estimated as between $1/2$ and $5/8$ of the tension and compression yield stress and is frequently taken as $F_y / \sqrt{3}$, its permissible working stress value is given by AISC as $2/3$ the recommended basic allowable tensile stress. For cylindrical members when local shear deformations may be substantial due to cylinder geometry, a reduced yield stress may be substituted for F_y in Eq. 3.2.4-4. Further treatment of this subject appears in Reference 1, Section C3.2.

and the allowable torsional shear stress, F_{vt} , should be determined from:

$$F_{vt} = 0.4 F_y \quad (3.2.4-4)$$

3.2.5 Hydrostatic Pressure* (Stiffened and Unstiffened Cylinders)

For tubular platform members satisfying API Spec 2B out-of-roundness tolerances, the acting membrane stress, f_h , in ksi (MPa), should not exceed the critical hoop buckling stress, F_{hc} , divided by the appropriate safety factor:

$$f_h \leq F_{hc}/SF_h \quad (3.2.5-1)$$

$$f_h = pD/2t \quad (3.2.5-2)$$

where

f_h = hoop stress due to hydrostatic pressure, ksi (MPa),

p = hydrostatic pressure, ksi (MPa),

SF_h = safety factor against hydrostatic collapse (see Section 3.3.5).

3.2.5.a Design Hydrostatic Head

The hydrostatic pressure ($p = \gamma H_z$) to be used should be determined from the design head, H_z , defined as follows:

$$H_z = z + \frac{H_w}{2} \left(\frac{\cosh[k(d-z)]}{\cosh kd} \right) \quad (3.2.5-3)$$

where

z = depth below still water surface including tide, ft (m). z is positive measured downward from the still water surface. For installation, z should be the maximum submergence during the launch or differential head during the upending sequence, plus a reasonable increase in head to account for structural weight tolerances and for deviations from the planned installation sequence.

H_w = wave height, ft(m),

$k = \frac{2\pi}{L}$ with L equal to wave length, ft⁻¹ (m⁻¹),

d = still water depth, ft. (m),

γ = seawater density, 64 lbs/ft³ (0.01005 MN/m³).

*For large diameter cylinders of finite length, a more rigorous analysis may be used to justify fewer or smaller ring stiffeners provided the effects of geometrical imperfections and plasticity are properly considered. API Bulletin 2U and the fourth edition of the *Guide to Stability Design Criteria for Metal Structures* by the Structural Stability Research Council provides detailed analysis methods.

3.2.5.b Hoop Buckling Stress

The elastic hoop buckling stress, F_{he} , and the critical hoop buckling stress, F_{hc} , are determined from the following formulas.

1. **Elastic Hoop Buckling Stress.** The elastic hoop buckling stress determination is based on a linear stress-strain relationship from:

$$F_{he} = 2 C_h E t/D \quad (3.2.5-4)$$

where

The critical hoop buckling coefficient C_h includes the effect of initial geometric imperfections within API Spec 2B tolerance limits.

$$\begin{aligned} C_h &= 0.44 t/D && @M \geq 1.6 D/t \\ C_h &= 0.44 (t/D) + \frac{0.21 (D/t)^3}{M^4} && @0.825 D/t \leq M < 1.6 D/t \\ C_h &= 0.736/(M - 0.636) && @3.5 \leq M < 0.825 D/t \\ C_h &= 0.755/(M - 0.559) && @1.5 \leq M < 3.5 \\ C_h &= 0.8 && @M < 1.5 \end{aligned}$$

The geometric parameter, M , is defined as:

$$M = \frac{L}{D} (2D/t)^{1/2} \quad (3.2.5-5)$$

where

L = length of cylinder between stiffening rings, diaphragms, or end connections, in. (m).

Note: For $M \geq 1.6D/t$, the elastic buckling stress is approximately equal to that of a long unstiffened cylinder. Thus, stiffening rings, if required, should be spaced such that $M < 1.6D/t$ in order to be beneficial.

2. **Critical Hoop Buckling Stress.** The material yield strength relative to the elastic hoop buckling stress determines whether elastic or inelastic hoop buckling occurs and the critical hoop buckling stress, F_{hc} , in ksi (MPa) is defined by the appropriate formula.

Elastic Buckling

$$F_{hc} = F_{he} \quad @F_{he} \leq 0.55 F_y$$

Inelastic Buckling:

$$\left. \begin{aligned} F_{hc} &= 0.45F_y + 0.18F_{he} && @0.55F_y < F_{he} \leq 1.6 F_y \\ F_{hc} &= \frac{1.31F_y}{1.15 + (F_y/F_{he})} && @1.6F_y < F_{he} < 6.2F_y \\ F_{hc} &= F_y && @F_{he} > 6.2 F_y \end{aligned} \right\} (3.2.5-6)$$

3.2.5.c Ring Design

Circumferential stiffening ring size may be selected on the following approximate basis.

$$I_c = \frac{tLD^2}{8E} F_{he} \quad (3.2.5-7)$$

where

I_c = required moment of inertia for ring composite section, in.⁴ (m⁴),

L = ring spacing, in. (m),

D = diameter, in. (m) see note 2 for external rings.

Note 1: An effective width of shell equal to 1.1 $(Dt)^{1/2}$ may be assumed as the flange for the composite ring section.

Note 2: For external rings, D in Eq. 3.2.5-7 should be taken to the centroid of the composite ring.

Note 3: Where out-of-roundness in excess of API Spec 2B is permitted, larger stiffeners may be required. The bending due to out-of-roundness should be specifically investigated.

Note 4: The width-to-thickness ratios of stiffening rings should be selected in accordance with AISC requirements so as to preclude local buckling of the rings.

Note 5: For flat bar stiffeners, the minimum dimensions should be $3/8 \times 3$ in. (10 x 76 mm) for internal rings and $1/2 \times 4$ in. (13 x 102 mm) for external rings.

Note 6: Eq. 3.2.5 7 assumes that the cylinder and stiffening rings have the same yield strength.

3.3 COMBINED STRESSES FOR CYLINDRICAL MEMBERS

Sections 3.3.1 and 3.3.2 apply to overall member behavior while Sections 3.3.3 and 3.3.4 apply to local buckling.

3.3.1 Combined Axial Compression and Bending

3.3.1.a Cylindrical Members

Cylindrical members subjected to combined compression and flexure should be proportioned to satisfy both the following requirements at all points along their length.

$$\frac{f_a}{F_a} + \frac{C_m \sqrt{f_{bx}^2 + f_{by}^2}}{\left(1 - \frac{f_a}{F_c}\right) F_b} \leq 1.0 \quad (3.3.1-1)$$

$$\frac{f_a}{0.6F_a} + \frac{\sqrt{f_{bx}^2 + f_{by}^2}}{F_b} \leq 1.0 \quad (3.3.1-2)$$

where the undefined terms used are as defined by the AISC *Specification for the Design, Fabrication, and Erection of Structural Steel for Buildings*.

When $\frac{f_a}{F_a} \leq 0.15$, the following formula may be used in lieu of the foregoing two formulas.

$$\frac{f_a}{F_a} + \frac{\sqrt{f_{bx}^2 + f_{by}^2}}{F_b} \leq 1.0 \quad (3.3.1-3)$$

Eq. 3.3.1-1 assumes that the same values of C_m and F_e are appropriate for f_{bx} and f_{by} . If different values are applicable, the following formula or other rational analysis should be used instead of Eq. 3.3.1-1:

$$\frac{f_a}{F_a} + \frac{\sqrt{\left[\frac{C_{mx} f_{bx}}{1 - \frac{f_a}{F_{ex}}} \right]^2 + \left[\frac{C_{my} f_{by}}{1 - \frac{f_a}{F_{ey}}} \right]^2}}{F_b} \leq 1.0 \quad (3.3.1-4)$$

3.3.1.b Cylindrical Piles

Column buckling tendencies should be considered for piling below the mudline. Overall column buckling is normally not a problem in pile design, because even soft soils help to inhibit overall column buckling. However, when laterally loaded pilings are subjected to significant axial loads, the load deflection (P – Δ) effect should be considered in stress computations. An effective method of analysis is to model the pile as a beam column on an inelastic foundation. When such an analysis is utilized, the following interaction check, with the one-third increase where applicable, should be used:

$$\frac{f_a}{0.6F_{xc}} + \frac{\sqrt{f_{bx}^2 + f_{by}^2}}{F_b} \leq 1.0 \quad (3.3.1-5)$$

where F_{xc} is given by Eq. 3.2.3-4.

3.3.1.c Pile Overload Analysis

For overload analysis of the structural foundation system under lateral loads (Ref. Section 6.7.1), the following interaction equation may be used to check piling members:

$$\frac{P/A}{F_{xc}} + \frac{2}{\pi} \left[\arcsin \left(\frac{M/Z}{F_{xc}} \right) \right] \leq 1.0 \quad (3.3.1-6)$$

where the arc sin term is in radians and

A = cross-sectional area, in.² (m²),

Z = plastic section modulus, in³ (m³),

P, M = axial loading and bending moment computed from a nonlinear analysis, including the (P – Δ) effect,

F_{xc} = critical local buckling stress from Eq. 3.2.2-4 with a limiting value of 1.2 F_y considering the effect of strain hardening,

Load redistribution between piles and along a pile may be considered.

3.3.1.d Member Slenderness

Determination of the slenderness ratio Kl/r for cylindrical compression members should be in accordance with the AISC. A rational analysis for defining effective length factors should consider joint fixity and joint movement. Moreover, a rational definition of the reduction factor should consider the character of the cross-section and the loads acting on the member. In lieu of such an analysis, the following values may be used:

Situation	Effective Length Factor K	Reduction Factor $C_m^{(1)}$
Superstructure Legs		
Braced	1.0	(a)
Portal (unbraced)	$K^{(2)}$	(a)
Jacket Legs and Piling		
Grouted Composite Section	1.0	(c)
Ungouted Jacket Legs	1.0	(c)
Ungouted Piling Between Shim Points	1.0	(b)
Deck Truss Web Members		
In-Plane Action	0.8	(b)
Out-of-plane Action	1.0	(a) or (b) ⁽⁴⁾
Jacket Braces		
Face-to-face length of Main Diagonals	0.8	(b) or (c) ⁽⁴⁾
Face of leg to Centerline of Joint Length of K Braces ⁽³⁾	0.8	(c)
Longer Segment Length of X Braces⁽³⁾		
Secondary Horizontals	0.9	(c)
	0.7	(c)
Deck Truss Chord Members		
	1.0	(a), (b) or (c) ⁽⁴⁾

(1) Defined in Section 3.3.1.e.

(2) Use Effective Length Alignment Chart in Commentary of AISC. This may be modified to account for conditions different from those assumed in developing the chart.

(3) At least one pair of members framing into a joint must be in tension if the joint is not braced out of plane.

(4) Whichever is more applicable to a specific situation.

3.3.1.e Reduction Factor

Values of the reduction factor C_m referred to in the above table are as follows (with terms as defined by AISC):

- (a) 0.85
- (b) $0.6 - 0.4 \left(\frac{M_1}{M_2} \right)$, but not less than 0.4, nor more than 0.85
- (c) $1 - 0.4 \left(\frac{f_a}{F_c} \right)$, or 0.85, whichever is less

3.3.2 Combined Axial Tension and Bending

Cylindrical members subjected to combined tension and bending should be proportioned to satisfy Eq. 3.3.1-2 at all points along their length, where f_{bx} and f_{by} are the computed bending tensile stresses.

3.3.3 Axial Tension and Hydrostatic Pressure

When member longitudinal tensile stresses and hoop compressive stresses (collapse) occur simultaneously, the following interaction equation should be satisfied:

$$A^2 + B^2 + 2 \nu |A|B \leq 1.0 \quad (3.3.3-1)$$

where

$$A = \frac{f_a + f_b - (0.5 f_h)^\dagger}{F_y} \times (SF_x),$$

the term "A" should reflect the maximum tensile stress combination,

$$B = \frac{f_h}{F_{hc}} (SF_h),$$

ν = Poisson's ratio = 0.3,

F_y = yield strength, ksi (MPa),

f_a = absolute value of acting axial stress, ksi (MPa),

f_b = absolute value of acting resultant bending stress, ksi (MPa),

[†]This implies that the entire closed end force due to hydrostatic pressure is taken by the tubular member. In reality, this force depends on the restraint provided by the rest of the structure on the member and the stress may be more or less than $0.5f_h$. The stress computed from a more rigorous analysis may be substantiated for $0.5f_h$.

f_h = absolute value of hoop compression stress, ksi (MPa),

F_{hc} = critical hoop stress (see Eq. 3.2.5-6),

SF_x = safety factor for axial tension (see 3.3.5),

SF_h = safety factor for hoop compression (see 3.3.5).

3.3.4 Axial Compression and Hydrostatic Pressure

When longitudinal compressive stresses and hoop compressive stresses occur simultaneously, the following equations should be satisfied:

$$\frac{f_a + (0.5 f_h)^\dagger}{F_{xc}} (SF_x) + \frac{f_b}{F_y} (SF_b) \leq 1.0 \quad (3.3.4-1)$$

$$\frac{f_h}{F_{hc}} + (SF_h) \leq 1.0 \quad (3.3.4-2)$$

Eq. 3.3.4-1 should reflect the maximum compressive stress combination.

The following equation should also be satisfied when $f_x > 0.5 F_{ha}$

$$\frac{f_x - 0.5 F_{ha}}{F_{xa} - 0.5 F_{ha}} + \left(\frac{f_h}{F_{ha}} \right)^2 \leq 1.0 \quad (3.3.4-3)$$

where

$$F_{aa} = \frac{F_{xc}}{SF_x},$$

$$F_{ha} = \frac{F_{hc}}{SF_h},$$

SF_x = safety factor for axial compression (see Section 3.3.5),

SF_b = safety factor for bending (see Section 3.3.5),

$f_x = f_a + f_b + (0.5 f_h)^*$; f_x should reflect the maximum compressive stress combination.

where F_{xc} , F_{xc} , F_{hc} , and F_{hc} are given by Equations 3.2.2-3, 3.2.2-4, 3.2.5-4, and 3.2.5-6, respectively. The remaining terms are defined in Section 3.3.3.

Note: If $f_b > f_a + 0.5 f_h$, both Eq. 3.3.3-1 and Eq. 3.3.4-1 must be satisfied.

* See footnote to Section 3.3.3.

3.3.5 Safety Factors

To compute allowable stresses within Sections 3.3.3 and 3.3.4, the following safety factors should be used with the local buckling interaction equations.

Design Condition	Loading			
	Axial Tension	Bending	Axial*** Compr.	Hoop Compr.
1. Where the basic allowable stresses would be used, e.g., pressures which will definitely be encountered during the installation or life of the structure.	1.67	F_y/F_b^{**}	1.67 to 2.0	2.0
2. Where the one-third increase in allowable stresses is appropriate, e.g., when considering interaction with storm loads.	1.25	$F_y/1.33 F_b$	1.25 to 1.5	1.5

3.4 CONICAL TRANSITIONS

3.4.1 Axial Compression and Bending

The recommendations in this paragraph may be applied to a concentric cone frustum between two cylindrical tubular sections. In addition, the rules may be applied to conical transitions at brace ends, with the cone-cylinder junction ring rules applicable only to the brace end of the transition.

3.4.1.a Cone Section Properties

The cone section properties should be chosen to satisfy the axial and bending stresses at each end of the cone. The nominal axial and bending stresses at any section in a cone transition are given approximately by $(f_a + f_b)/\cos \alpha$, where α equals one-half the projected apex angle of the cone (see Figure 3.4.1-1) and f_a and f_b are the nominal axial and bending stresses computed using the section properties of an equivalent cylinder with diameter and thickness equal to the cone diameter and thickness at the section.

3.4.1.b Local Buckling

For local buckling under axial compression and bending, conical transitions with an apex angle less than 60 degrees may be considered as equivalent cylinders with diameter equal to $D/\cos \alpha$, where D is the cone diameter at the point

**The safety factor with respect to the ultimate stress is equal to 1.67 and illustrated on Figure C3.2.3-1.
 ***The value used should not be less than the AISC safety factor for column buckling under axial compression.

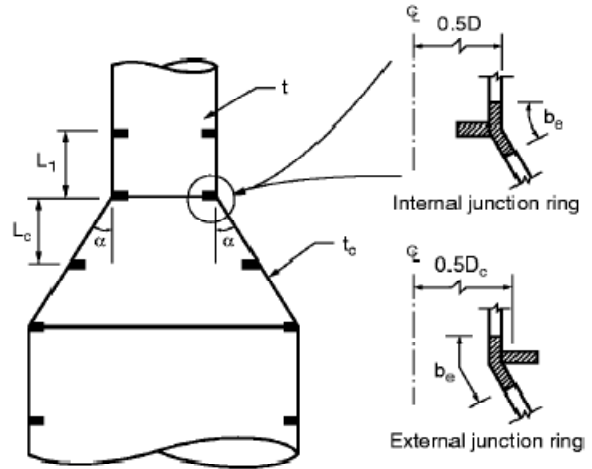


Figure 3.4.1-1—Example Conical Transition

D/t	Limiting Angle α , Deg.	
	Normal Condition $(f_a + f_b) = 0.6 F_y$	Extreme Condition $(f_a + f_b) = 0.8 F_y$
60	10.5	5.8
48	11.7	6.5
36	13.5	7.5
24	16.4	9.1
18	18.7	10.5
12	22.5	12.8

A cone-cylinder junction that does not satisfy the above criteria may be strengthened either by increasing the cylinder and cone wall thicknesses at the junction, or by providing a stiffening ring at the junction.

under consideration. This diameter is used in Eq. 3.2.2-4 to determine F_{xc} . For cones of constant thickness, using the diameter at the small end of the cone would be conservative.

3.4.1.c Unstiffened Cone-Cylinder Junctions

Cone-cylinder junctions are subject to unbalanced radial forces due to longitudinal axial and bending loads and to localized bending stresses caused by the angle change. The longitudinal and hoop stresses at the junction may be evaluated as follows:

1. Longitudinal Stress

In lieu of detailed analysis, the localized bending stress at an unstiffened cone-cylinder junction may be estimated, based on results presented in Reference 3, Section C3.2 from:

$$f_b' = \frac{0.6t\sqrt{D(t+t_c)}}{t_c^2} (f_a + f_b) \tan \alpha \quad (3.4.1-1)$$

where

D = cylinder diameter at junction, in. (m),

t = cylinder thickness, in. (m),

t_c = cone thickness, in. (m),

t_e = t for stress in cylinder section,

= t_c for stress in cone section,

f_a = acting axial stress in cylinder section at junction, ksi (MPa),

f_b = acting resultant bending stress in cylinder section at junction, ksi (MPa),

α = one-half the apex angle of the cone, degrees.

For strength requirements, the total stress ($f_a + f_b + f'_b$) should be limited to the minimum tensile strength of the cone and cylinder material, with ($f_a + f_b$) limited to the appropriate allowable stress. For fatigue considerations, the cone-cylinder junction should satisfy the requirements of Section 5 with a stress concentration factor equal to $[1 + f'_b/(f_a + f_b)]$, where f'_b is given by Eq. 3.4.1-1. For equal cylinder and cone wall thicknesses, the stress concentration factor is equal to $(1 + 0.6\sqrt{2} D/t \tan \alpha)$.

2. Hoop Stress

The hoop stress caused by the unbalanced radial line load may be estimated from:

$$f'_h = 0.45 \sqrt{\frac{D}{t}} (f_a + f_b) \tan \alpha \quad (3.4.1-2)$$

where the terms are as defined in Subparagraph (1). For hoop tension, f'_h should be limited to $0.6 F_y$. For hoop compression, f'_h should be limited to $0.5 F_{hc}$, where F_{hc} is computed using Eq. 3.2.5-6 with $F_{he} = 0.4 Et/D$. This suggested value of F_{he} is based on results presented in Reference 4, Commentary on Allowable Stresses, Par. C3.2.

Based on the strength requirements of Eqs. 3.4.1-1 and 3.4.1-2, limiting cone transition angles can be derived below which no stiffening is required to withstand the cone-cylinder junction stresses. For example, the following table of limiting cone transition angles is derived for equal cone and cylinder wall thicknesses, $F_y \leq 60$ ksi, and the corresponding minimum tensile strengths given in Table 8.1.4-1. The limiting angles in the table represent the smaller of the two angles evaluated by satisfying the strength requirements of Eqs. 3.4.1-1 and 3.4.1-2. The limiting angles in the table were governed by Eq. 3.4.1-1. The limiting angles for the normal condition apply to design cases where basic allowable stresses are used. While elastic hot spot stresses are notionally at the

ultimate tensile strength, limit analysis indicates that plastic section modulus and load redistribution provide sufficient reserve strength so that transitions with these angles can develop the full yield capacity of the cylinder. If the steels used at the transition have sufficient ductility to develop this reserve strength, similar joint cans, these same angles may be applied to load cases in which allowable stresses are increased by one third.

The limiting angles for the extreme condition have been derived on the more conservative basis that the allowable hot spot stress at the transition continues to be the ultimate tensile strength, while allowable stresses in the cylinder have been increased by one-third. This also reduces the stress concentration factor from 2.22 to 1.67, which is less than the minimum brace SCF at nodes (Table 5.1.1-1) and would thus rarely govern the design. The fatigue strength of the cone-cylinder junction should be checked in accordance with the requirements of Section 5.

3.4.1.d Cone-Cylinder Junction Rings

If stiffening rings are required, the section properties should be chosen to satisfy both the following requirements:

$$A_c = \frac{tD}{F_y} (f_a + f_b) \tan \alpha \quad (3.4.1-3)$$

$$I_c = \frac{tDD_c^2}{8E} (f_a + f_b) \tan \alpha \quad (3.4.1-4)$$

where

D = cylinder diameter at junction, in. (m),

D_c = diameter to centroid of composite ring section, in. (m). See note 3,

A_c = cross-sectional area of composite ring section, in.² (m²),

I_c = moment of inertia of composite ring section, in.⁴ (m⁴).

In computing A_c and I_c , the effective width of shell wall acting as a flange for the composite ring section may be computed from:

$$b_e = 0.55 (\sqrt{Dt} + \sqrt{Dt_c}) \quad (3.4.1-5)$$

Note 1: Where the one-third increase is applicable, the required section properties A_c and I_c may be reduced by 25%.

Note 2: For flat bar stiffeners, the minimum dimensions should be $3/8 \times 3$ in. (10 x 76 mm) for internal rings and $1/2 \times 4$ in. (13 x 102 mm) for external rings.

Note 3: For internal rings, D should be used instead of D_c in Eq. 3.4.1-4.

3.4.2 Hydrostatic Pressure

The recommendations in this paragraph may be applied to a concentric cone frustum between two cylindrical tubular sections. In addition, the rules may be applied to conical transitions at brace ends, with the cone-cylinder junction ring rules applicable only to the brace end of the transition.

3.4.2.a Cone Design

Unstiffened conical transitions or cone sections between rings of stiffened cones with a projected apex angle less than 60 degrees may be designed for local buckling under hydrostatic pressure as equivalent cylinders with a length equal to the slant height of the cone between rings and a diameter equal to $D/\cos \alpha$, where D is the diameter at the large end of the cone section and α equals one-half the apex angle of the cone (see Figure 3.4.1-1).

3.4.2.b Intermediate Stiffening Rings

If required, circumferential stiffening rings within cone transitions may be sized using Eq. 3.2.5-7 with an equivalent diameter equal to $D/\cos \alpha$, where D is the cone diameter at the ring, t is the cone thickness, L is the average distance to adjacent rings along the cone axis and F_{he} is the average of the elastic hoop buckling stress values computed for the two adjacent bays.

3.4.2.c Cone-Cylinder Junction Rings

Circumferential stiffening rings required at the cone-cylinder junctions should be sized such that the moment of inertia of the composite ring section satisfies the following equation:

$$I_c = \frac{D^2}{16E} \left\{ tL_1 F_{he} + \frac{t_c L_c F_{hec}}{\cos^2 \alpha} \right\} \quad (3.4.2-1)$$

where

- I_c = moment of inertia of composite ring section with effective width of flange computed from Eq. 3.4.1-5, in.⁴ (m⁴),
- D = diameter of cylinder at junction, in. (m). See Note 2,
- t = cylinder thickness, in. (m),
- t_c = cone thickness, in. (m),
- L_c = distance to first stiffening ring in cone section along cone axis, in. (m),
- L_1 = distance to first stiffening ring in cylinder section, in. (m),
- F_{he} = elastic hoop buckling stress for cylinder, ksi (MPa),
- F_{hec} = F_{he} for cone section treated as an equivalent cylinder, ksi (MPa).

Note 1: A junction ring is not required for hydrostatic collapse if Eq. 3.2.5-1 is satisfied with F_{he} computed using $C_h = 0.44 (t/D) \cos \alpha$ in Eq. 3.2.5-4, where D is the cylinder diameter at the junction.

Note 2: For external rings, D in Eq. 3.4.2-1 should be taken to the centroid of the composite ring.

4 Connections

4.1 CONNECTIONS OF TENSION AND COMPRESSION MEMBERS

The connections at the ends of tension and compression members should develop the strength required by design loads, but not less than 50% of the effective strength of the member. The effective strength is defined as the buckling load for members loaded in either tension or compression, and as the yield load for members loaded primarily in tension.

The above rule can be considered satisfied for simple tubular joints when the following condition is obtained.

$$\frac{F_{yb} (\gamma \tau \sin \theta)}{F_{yc} (11 + 1.5/\beta)} \leq 1.0 \quad (4.1-1)$$

where

F_{yc} = the yield strength of the chord member at the joint (or $2/3$ of the tensile strength if less), ksi (MPa),

F_{yb} = the yield strength of the brace member,

$\beta, \gamma, \tau, \theta$ = joint geometry parameters (see Figure 4.1-1), τ and F_{yb} should be based on the nominal brace member, not the brace stub should one exist.

Welds in connections at the ends of tubular members should be in accordance with 11.1.3 or should not be less than required to develop a capacity equal to the lesser of:

1. Strength of the branch member based on yield, or
2. Strength of the chord based on punching shear (where applicable).

4.2 RESTRAINT AND SHRINKAGE

Details should be such as to minimize constraint against ductile behavior, to avoid undue concentration of welding, and to afford simple access for the placing of weld metal.

Joints should be designed so as to minimize, insofar as practicable, stresses due to the contraction of the weld metal and adjacent base metal upon cooling. Particular care is required where shrinkage strains in the through-thickness direction may lead to lamellar tearing in highly restrained joints. See 10.5.4 of AWS D1.2 *Commentary on the Structural Welding Code*.

Anexo 8: casos de carga más desfavorables y factores de utilización para cada miembro en las direcciones de carga aplicada de 120 y 240 grados.

A continuación se muestran dos tablas una para cada dirección de 120° y 240° donde se aplican las tres cargas alineadas, con los factores de utilización para cada miembro de la estructura para el caso de carga última, con la fórmula de la norma API empleada en el cheque realizado. Los casos de carga utilizados para crear las diferentes combinaciones de carga son:

- LCGrav = peso propio de toda la estructura.
- Analysis.WLC(1,1) = ola de H=13,9m y T=9,45s, que produzca el máximo momento, incluyendo la corriente marina.
- Analysis.WLC(1,2) = ola de H=13,9m y T=9,45s, que produzca el máximo cortante, incluyendo la corriente marina.
- Analysis.WLC(2,1) = ola de H=13,9m y T=12,30s, que produzca el máximo momento, incluyendo la corriente marina
- Analysis.WLC(2,2) = ola de H=13,9m y T=12,30s, que produzca el máximo cortante, incluyendo la corriente marina.
- LCViento_120 o LCViento_240 = carga puntual de viento perpendicular a la torre de 800 KN en la dirección correspondiente, que simula la máxima carga del viento con la máquina del aerogenerador en funcionamiento.

El caso de carga última es la combinación de algunos de los anteriores casos:

- LCDir_Wave1_2 = LCGrav + Analysis.WLC(1,2) + LCViento_120

Member	Loadcase	Position	Status	UfTot	Formula	GeomCheck	SubCheck	Run
pilot_b21	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.63	uf3314	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
upper_diagonal_braces_2	LCDir120_Wave1_2	1.00	OK	0.46	uf3314	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
t_b1	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.43	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
t_b2	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.43	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
t_b3	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.42	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
t_b4	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.41	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
t_b5	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.39	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
t_b6	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.36	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b22	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.35	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
tronco_fuste_2	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.34	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
t_b7	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.32	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
tronco_fuste_3	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.31	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
t_b8	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.27	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
tronco_fuste_1	LCDir120_Wave1_2	1.00	OK	0.23	uf3312	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b23	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.22	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
upper_diagonal_braces_1	LCDir120_Wave1_2	1.00	OK	0.21	uf3312	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
t_b9	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.21	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
upper_diagonal_braces_3	LCDir120_Wave1_2	1.00	OK	0.20	uf3312	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
pilot_joint_braces_2	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.19	uf3312	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
pilot_joint_braces_1	LCDir120_Wave1_2	1.00	OK	0.19	uf3312	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
cono_fuste	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.15	ufnomiC	Geom OK	API_WSD Cone	Cc1.run(1)
pilot_joint_braces_3	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.15	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
inferior_diagonal_braces_2	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.14	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
cono_fuste	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.14	uf3312	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
inferior_diagonal_braces_1	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.10	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
inferior_diagonal_braces_3	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.10	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b31	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.09	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
naceelle_bm	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.09	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b11	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.09	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b32	LCDir120_Wave1_2	1.00	OK	0.06	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b12	LCDir120_Wave1_2	1.00	OK	0.06	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b33	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.04	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b13	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.04	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b24	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.01	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b34	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.01	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b14	LCDir120_Wave1_2	0.00	OK	0.01	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)
cono_fuste_final	LCDir120_Wave1_2	0.99	OK	0.00	ufnomiC	Geom OK	API_WSD Cone	Cc1.run(1)
cono_fuste_final	LCDir120_Wave1_2	1.00	OK	0.00	uf3313	Geom OK	API_WSD member	Cc1.run(1)

Tabla 7: Casos de carga más desfavorables y mayor factor de utilización para cada miembro, actuando las cargas en la dirección 120°.

Member	Loadcase	Position	Status	UfTot	Formula	GeomCheck	SubCheck	Run
pilot_b31	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.63	uf3314	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
upper_diagonal_braces_3	LCDir240_Wave1_2	1.00	OK	0.46	uf3314	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
t_b1	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.43	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
t_b2	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.43	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
t_b3	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.42	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
t_b4	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.41	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
t_b5	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.39	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
t_b6	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.36	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b32	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.35	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
tronco_fuste_2	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.34	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
t_b7	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.32	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
tronco_fuste_3	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.31	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
t_b8	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.27	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
tronco_fuste_1	LCDir240_Wave1_2	1.00	OK	0.23	uf3312	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b33	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.22	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
upper_diagonal_braces_1	LCDir240_Wave1_2	1.00	OK	0.21	uf3312	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
t_b9	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.21	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
upper_diagonal_braces_2	LCDir240_Wave1_2	1.00	OK	0.20	uf3312	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
pilot_joint_braces_2	LCDir240_Wave1_2	1.00	OK	0.19	uf3312	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
pilot_joint_braces_3	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.19	uf3312	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
cono_fuste	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.15	ufnomiC	Geom OK	API WSD Cone	Cc1.run(1)
pilot_joint_braces_1	LCDir240_Wave1_2	1.00	OK	0.15	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
inferior_diagonal_braces_3	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.14	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
cono_fuste	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.14	uf3312	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
inferior_diagonal_braces_1	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.10	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
inferior_diagonal_braces_2	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.10	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b21	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.09	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
naceelle_bm	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.09	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b11	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.09	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b22	LCDir240_Wave1_2	1.00	OK	0.06	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b12	LCDir240_Wave1_2	1.00	OK	0.06	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b23	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.04	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b13	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.04	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b34	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.01	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b14	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.01	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
pilot_b24	LCDir240_Wave1_2	0.00	OK	0.01	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)
cono_fuste_final	LCDir240_Wave1_2	0.99	OK	0.00	ufnomiC	Geom OK	API WSD Cone	Cc1.run(1)
cono_fuste_final	LCDir240_Wave1_2	1.00	OK	0.00	uf3313	Geom OK	API WSD member	Cc1.run(1)

Tabla 8: Casos de carga más desfavorables y mayor factor de utilización para cada miembro, actuando las cargas en la dirección 240°.

Anexo 9: cálculo de tensiones en fatiga, factores de concentración de tensiones.

La comprobación de la fatiga se lleva a cabo por defecto en 8 puntos críticos (*hotspot*) alrededor de la circunferencia de la sección de la unión de dos brazos, como se muestra en la figura 14. Los efectos de los esfuerzos cortantes y los momentos de torsión se ignoran. La tensión máxima axial debido a una fuerza axial, en el plano de flexión y fuera del plano de flexión se da como:

$$\sigma_x = \frac{N}{A}$$

$$\sigma_{by} = \frac{M_y}{W_y}$$

$$\sigma_{bz} = \frac{M_z}{W_z}$$

donde

N = fuerza axial

M_y = momento flector en el eje y local

M_z = momento flector en el eje z local

A = área de la sección

W_y = módulo resistente en el eje y local

W_z = módulo resistente en el eje z local ($W_y = W_z$ en una sección tubular)

Es importante entender de qué manera asigna Framework los SCFs a cada punto crítico. El programa permite introducir los siguientes 4 SCFs:

- SCF_{axC} = factor de concentración de tensiones para los puntos críticos 1 y 13 denominados corona (“*crown*”) para fuerzas axiales (ver figura 68).
- SCF_{axS} = factor de concentración de tensiones para los puntos críticos 7 y 19 denominados silla (“*saddle*”) para fuerzas axiales (ver figura 68).
- SCF_{ipb} = factor de concentración de tensiones dentro del plano de flexión para los puntos críticos 1 y 13, es decir los corona.
- SCF_{opb} = factor de concentración de tensiones para el plano fuera de flexión para los puntos críticos 7 y 19, es decir los silla.

Para secciones tubulares, la numeración de puntos críticos se muestra en la figura 15. Los puntos críticos 7 y 19 siempre se situarán en el plano perpendicular al de flexión y el 1 y 13

en el plano de flexión como se muestra en la figura. El punto crítico 1 siempre estará en el eje y de la sección y el 7 en el eje z.

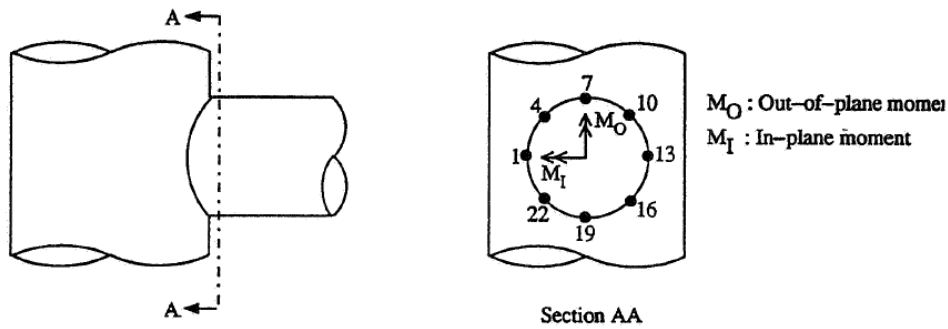


Figura 14: Numeración de puntos críticos para una sección circular.

A continuación se muestra la numeración de los puntos críticos para distintas secciones:

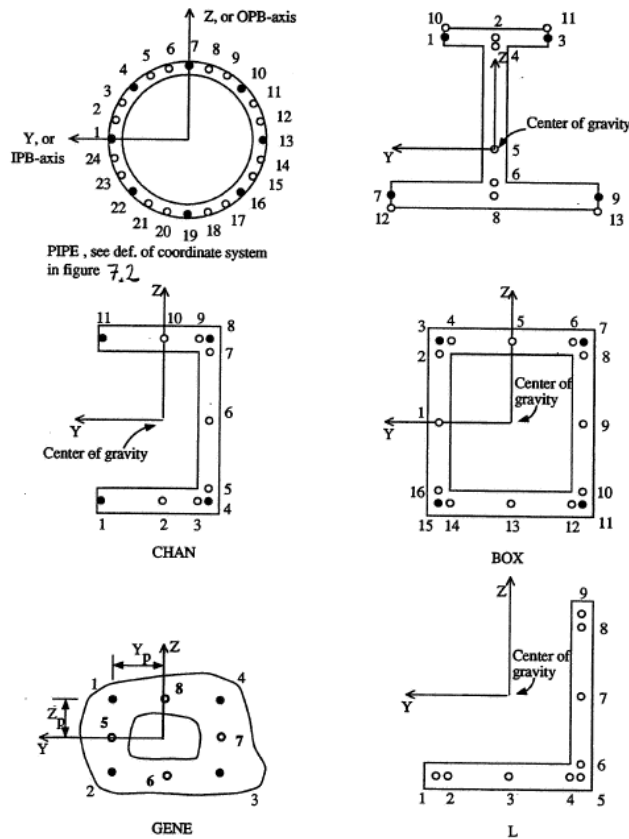


Figura 15: Numeración de puntos críticos para distintas secciones.

Los factores de concentración de tensiones (SCF) se aplican en la ecuación de la tensión de cada punto crítico de la siguiente manera:

$$\sigma_{hot} = SCF_{ax} \cdot \frac{N}{A} - SCF_{ipb} \cdot \frac{M_y}{I_y} \cdot z_{local} - SCF_{opb} \cdot \frac{M_z}{I_z} \cdot y_{local}$$

donde

I_y, I_z = los momentos de inercia en sus ejes correspondientes

y_{local}, z_{local} = las coordenadas del punto de tensión relativo al centro de gravedad de la sección

Para la sección circular están disponibles 24 puntos críticos, pero para la fatiga únicamente se pueden comprobar por defecto los puntos 1, 4, 7, 10, 13, 16, 19 y 22.

Los puntos que no pertenecen ni al plano de flexión ni a su plano perpendicular, es decir, todos excepto los 1, 13 y 7, 19 sus factores de concentración deben ser corregidos de la siguiente manera:

$$SCF'_{ipb} = SCF_{ipb} \cdot Fac_{ipb} \cdot \sqrt{2}$$

$$SCF'_{opb} = SCF_{opb} \cdot Fac_{opb} \cdot \sqrt{2}$$

Por defecto estos factores en Framework tienen el valor de $Fac_{ipb}=1$ y $Fac_{opb}=1$.

Los factores de concentración de tensiones pueden ser específicos por el usuario, o en caso contrario son calculados por el programa basándose en las siguientes fórmulas:

- Kuang para uniones de tipo K, KT y YT.
- Wordsworth y Smedley para la unión de tipo X.
- Efthymiou para uniones de tipo K, KT, YT y X.

Para conocer la formulación de estas tres formas de calcular los factores de concentración de tensiones acudir a la ref. 11.

Anexo 10: análisis de costes de la subestructura trípode.

A continuación se muestra los parámetros geométricos del modelo utilizados en el cálculo del coste de la subestructura trípode:

DESCRIPCIÓN	VARIABLES	VALOR
Calado (profundidad)	z (m)	50
Radio de la base del Tripode	r (m)	24,8025
Alturas de los nodos de los pilotes	h1 (m)	2,0207
	h2 (m)	1,8367
	h3 (m)	1,83757
	h4 (m)	5,23588
Distancia que sobresale la estructura sobre el nivel del mar	Francobordo (m)	10
Longitud del cono fuste	L1 (m)	22,1863
Longitud del cono final del fuste	L2 (m)	2,527
Inclinación del upper diagonal braces	Alfa (grados)	57,7477
Inclinación del inferior diagonal braces	Beta (grados)	19,8548
Número de copias de la geometría de revolución	n	3

Tabla 9: Valor de los parámetros geométricos utilizados en el análisis.

En la siguiente tabla se muestran los volúmenes calculados de todos los miembros de la subestructura:

DIMENSIONES DE LOS MIEMBROS TUBULARES	DIAMETRO (m)	ESPESOR (m)	LONGITUD (m)	VOLUMEN (m ³)	VOL. TOTAL (m ³)
Tronco fuste (incluido el francobordo)	5,8935	0,05	25,0000	22,9474	22,9474
Pilot suelo	3,15	0,035	2,0207	0,6921	2,0763
Pilot	3,15	0,045	8,9101	3,9111	11,7335
Upper diagonal brace	2,475	0,035	46,4772	12,4694	37,4084
Inferior diagonal brace	1,875	0,028	26,3700	4,2843	12,8530
Pilot joint brace	1,2	0,025	42,9591	3,9644	11,8933
Cono del fuste (diametro inferior)	3,4	0,05	22,1863	16,0197	16,0197
Cono final del fuste (diametro final)	3,14	0,05	2,527	1,2781	1,2781

Tabla 10: Volumen de acero de la subestructura trípode.

Por último se muestra el resultado obtenido del cálculo de la masa de la subestructura y multiplicando este valor por los 3€/kg de acero se obtiene el coste final de la subestructura:

VOL.TOTAL ESTRUCTURA(m ³)	116,2101
Densidad Acero (kg/m ³)	7850
MASA DEL TRÍPODE (kg)	912249,0110
Coste Acero (€/kg)	3

COSTE DEL TRÍPODE (€)	2736747,0329
------------------------------	---------------------

Tabla 11: Tabla resumen del coste de la subestructura trípode.