ÍNDICE MEMORIA

Índice memoria----------1
Resumen----------5
Resum---------- 5
Abstract ----------6
Motivación----------7
Capítulo 1: Introducción ----------9
1.1 Objetivos del proyecto ----------10
1.1.1 Descripción del proyecto ----------10
Capítulo 2: Estructuras *offshore* ---------- 11
2.1 Reseña histórica ----------11
2.1.1 Evolución de la energía eólica en el mar----------13
2.1.2 Previsiones en España----------18
2.2 Cimentaciones----------19
2.2.1 Por gravedad----------19
2.2.2 Monopilote----------20
2.2.3 Metálicas tubulares----------21
2.3 Sistemas flotantes----------22
2.3.1 Hiwind----------23
2.3.2 Blue H----------24
2.3.3 Windfloat----------25
2.4 Ventajas y desventajas de la energía eólica *offshore*---------- 26
Capítulo 3: Estudio del oleaje---------- 27
3.1 Teoría lineal de olas---------- 28
3.2 Olas irregulares----------29
3.3 Métodos espectrales----------30
Capítulo 4: Acción del oleaje---------- 32
4.1 Fuerzas generadas por las corrientes----------33
4.2 Fuerzas de deriva----------33

Capítulo 5: Procedimiento de cálculo para el análisis de la estructura--34
5.1 Desarrollo del procedimiento de cálculo----------35
5.1.1 Modelar la estructura en *Ramseries*----------36
5.1.2 Calcular las cargas ---------- 36
5.1.3 Introducción de cargas en *Ramseries* ----------36
5.1.4 Cálculo----------36
5.1.5 Extracción de resultados----------36
Capítulo 6: Situación geográfica----------37
6.1 Localización---------- 37
6.1.1 Condiciones meteorológicas----------39
Capítulo 7: Aerogenerador----------40
7.1 Descripción----------40
7.1.1 Tabla de características----------41
Capítulo 8: Geometría de la estructura----------42
8.1 Geometría----------42
8.1.1 Dimensiones generales----------43
8.1.2 Dimensiones de la estructura----------44
8.1.3 Material----------45
Capítulo 9: Cálculos---------- 46
9.1 Principio de Arquímedes----------46
9.1.1 Altura de flotación----------46
9.2 Fuerzas generadas por el viento----------47
9.2.1 Fuerza del viento sobre el aerogenerador----------48
9.2.2 Fuerza del viento sobre la estructura----------48
9.3 Fuerzas generadas por la acción del oleaje----------49
9.3.1 Fuerza generada por la corriente---------- 49
9.3.2 Fuerza generada por la ola----------49
Capítulo 10: Cálculo de la estructura offshore flotante---------- 50
10.1 Modelo de la estructura en *Ramseries* ---------- 50
10.2 Cálculo de cargas ----------53
10.3 Introducción de cargas----------55
10.4 Cálculo ---------- 57
10.5 Extracción de resultados----------58
10.5.1 Comprobación de la tensión de Von Mises---------- 58
10.5.2 Comprobación de esfuerzos axiles sobre la estructura----------60

10.5.3 Comprobación de esfuerzos axiles sobre los tirantes----------60
10.5.4 Reacciones de los anclajes----------62
10.5.5 Desplazamientos----------62
10.6 Pre-análisis----------65
10.6.1 Tensión de Von Mises con chapas de 50 mm de espesor----------65
10.6.2 Tensión de Von Mises con chapas de 100 mm de espesor---------66
Capítulo 11: Costes de la Energía Eólica---------- 67
Capítulo 12: Conclusiones---------- 70
Capítulo 13: Bibliografía----------72
Índice Anexos----------73
Índice Figuras----------74

RESUMEN

La necesidad de generar electricidad buscando una opción alternativa a la energía nuclear, está obligando a desarrollar nuevos sistemas de generación de energía.

Para ello, uno de los planes más ambiciosos es ocupar el terreno libre que tenemos en el mar, para implantar nuevas tecnologías para generar energía.

Una alternativa es construir estructuras *offshore* y montar en ellas aerogeneradores para aprovechar la fuerza del viento.

Debido a su localización, y la necesidad de construirlas cada vez en profundidades mayores a menor coste, están en constante desarrollo.

RESUM

La necessitat de generar electricitat buscant una opció alternativa a l'energia nuclear, està obligant a desenvolupar nous sistemes de generació d'energia.

Per això, un del plans més ambiciosos es ocupar el terreny lliure que tenim a la mar, per implantar noves tecnologies per generar energia.

Una alternativa es construir estructures *offshore* i construir en elles aerogeneradors per aprofitar la força del vent.

Degut a la seva localització, i la necessitat de construir-les cada cop en profunditats majors a menor cost, estan en constant desenvolupament.

ABSTRACT

The need to generate electricity seeking an alternative to nuclear energy, is required to develop new energy generation systems.

For this, one of the most ambition plans to occupy the open ground that we have in the sea, to implement new technologies to generate energy.

An alternative is to construct and install offshore structures in these wind turbines to harness wind power.

Due to its location, and the need to build them in ever greater depths at lower cost, are in constant development.

MOTIVACIÓN

La motivación que me ha llevado a realizar este proyecto es el hecho de que el mercado de la energía está cada vez más volcado en la generación de energía a través de fuentes renovables.

Siendo un gran paso instalar aerogeneradores ocupando terreno al mar, y quería aprovechar una herramienta de análisis de elementos finitos, para analizar cómo debería ser una estructura de ese tipo.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

La construcción de plataformas *offshore* surgió como una necesidad para extraer petróleo de las reservas que se localizaban en el fondo marino.

Dada la importancia de esta finalidad junto a la complejidad de su diseño, debido a su localización en mar abierto donde están expuestas a condiciones ambientales muy hostiles, están en constante desarrollo.

Este marco es el que ha posibilitado que este tipo de estructuras se utilicen con más frecuencia y hayan ampliado sus posibilidades de uso, como la ubicación de laboratorios, estaciones eléctricas, la instalación de placas solares, turbinas para aprovechar la fuerza de las olas y las corrientes o la instalación de aerogeneradores.

Y en este punto es el que me voy a centrar.

Debido a que los sitios para la instalación de aerogeneradores en tierra son cada vez menores, la tendencia internacional se dirige hacia la instalación de parques eólicos marinos, pero la circunstancia de que en muchos lugares donde las condiciones admiten la implantación de un parque eólico, se alcanzan a muy pocos metros de la orilla grandes profundidades.

Es necesario desarrollar e investigar nuevas técnicas para su instalación a menor coste.

Dado el tamaño de estas estructuras la evaluación de las fuerzas hidrodinámicas derivadas del oleaje marino en situaciones críticas de tormenta reviste la mayor importancia.

Y serán utilizadas para el cálculo de la estructura, necesitamos una herramienta que además de modelar las cargas debidas del oleaje, pueda realizar un modelo de la estructura sobre el que aplicarlas.

Por ello nos vamos a apoyar en el programa informático *Ramseries* para el análisis de la estructura mediante elementos finitos.

1.1. Objetivos del proyecto

En este trabajo se pretenden acometer los siguientes objetivos:

- Calcular la acción del oleaje y del viento sobre la estructura *offshore*.
- Desarrollar un procedimiento de cálculo sencillo que nos permita realizar análisis dinámico de la estructura *offshore* flotante sometida a sus cargas.
- Analizar la acción del oleaje sobre la una plataforma *offshore* flotante, que está anclada mediante tirantes al fondo marino, determinando sus características.

1.1.1 Descripción del Proyecto

Para analizar una plataforma *offshore* debemos empezar por conocer como son, por lo que en el capítulo 2 se hace una descripción de este tipo de estructuras relatando cómo han evolucionado y los diferentes tipos que se han desarrollado hasta la actualidad, distinguiendo las diversas tipologías en función de su uso y sus características de localización, haciendo especial hincapié en las estructuras *offshore* flotantes que será la tipología que calcularé posteriormente.

Por otro lado hay que analizar las acciones a las que está sometida la estructura, en este caso teniendo en cuenta la acción del oleaje y del viento. Por ello en el capítulo 3 se exponen unas teorías que caracteriza el movimiento del fluido y en el capítulo 4 se muestra una formulación apropiada para determinar la acción del oleaje sobre la estructura.

Una vez presentadas las bases teóricas de este proyecto, en el capítulo 5 se describe un procedimiento para el cálculo de una plataforma *offshore* flotante.

En el capítulo 6 y 7 se especifica dónde estará ubicada nuestra estructura recogiendo las condiciones meteorológicas de la zona, y el modelo de aerogenerador que será instalado.

En el capítulo 8 se describe la geometría de la estructura, y en el capítulo 9 se desarrolla el cálculo de las cargas sobre la estructura, es decir, las fuerzas que afectarán la estructura por la acción del viento y el oleaje, y el empuje vertical que sufrirá la estructura al estar sumergida en un fluido.

En el capítulo 10 se aplica el procedimiento descrito en el capítulo 4 para calcular la plataforma *offshore* diseñada y, tras calcularla, comprobar cuales han sido los resultados y analizarlos.

Finalmente, en el capítulo 11 se exponen los costes de la construcción de parques eólicos en alta mar, y en el capítulo 12 se enumeran las conclusiones extraídas.

CAPÍTULO 2: ESTRUCTURAS *OFFSHORE*

Una estructura *offshore* es una estructura situada en el mar y que por tanto se encuentra sometida a la acción del oleaje, y además a unas condiciones meteorológicas adversas.

Este tipo de estructuras pueden ser fijas al lecho marino o flotantes, y la función principal para la que fueron concebidas es la exploración y producción de gas y petróleo, aunque les han ido surgiendo otras funciones como la instalación de helipuertos, estaciones eléctricas, turbinas, o de soporte para aerogeneradores.

Pero para todas ellas, se pueden aplicar los mismos principios de diseño y construcción.

2.1 Reseña histórica

El nacimiento de la industria *offshore* surge en 1947 con Kerr-McGree, en el golfo de México, alcanzando una profundidad de 4,6 m con la intención de explotar un pozo petrolífero.

La estructura se componía de una cubierta de madera de 11,6 x 21,6 m sustentada sobre pilotes que alcanzaban una profundidad de más de 30 m. Desde ese momento se fueron introduciendo innovaciones en los distintos tipos de estructuras *offshore*, tanto fijas como flotantes, situadas cada vez en emplazamientos más profundos y con condiciones ambientales más hostiles.

Un avance importante se produjo en 1978 con la plataforma Cognac instalada en Mississippi Canyon, una estructura fija que se componía de tres estructuras separadas y dispuestas una sobre otra, con la que se alcanzaron 311 m de profundidad, siendo un salto para explotar grandes profundidades, ya que se empleo una innovadora tecnología para su construcción.

Figura 01. *Plataforma Cognat.*

Con este tipo de estructuras se logró alcanzar en 1991 una profundidad de 410 m, pero la necesidad de ir a mayores profundidades se traducía en estructuras cada vez más caras y difíciles de instalar.

Ante ese panorama surgió una alternativa innovadora y barata, la torre arriostrada, la cual permite la deformación de sus elementos para soportar las cargas, y está sostenida por un conjunto de tirantes para resistir las cargas de huracanes.

Figura 02. *Torre arriostrada.*

Con este tipo de estructura se alcanzó una profundidad de 550 m.

Pero en 1975 se instaló en Reino Unido, en el mar del Norte, el primer sistema flotante, se trataba de un semi-sumergible con el que cambió el concepto de aguas profundas llegando a alcanzar 3000 m.

Figura 03. *Plataforma semi-sumergible.*

2.1.1. Evolución de la energía eólica en el mar

La construcción del primer aerogenerador en el mar se dilató mucho más en el tiempo que el primer aerogenerador en tierra, que tuvo lugar en Suecia en el año 1990.

Se trataba de una máquina de 220 KW, situada a unos 350 m de la costa y donde había unos 6 m de profundidad, iba apoyada sobre una estructura en forma de trípode la cual estaba anclada al lecho marino.

Durante una primera fase, entre los años 1991 y 1998, se desarrollaron proyectos experimentales de potencia reducida en los cuales se iban probando diferentes modelos de aerogeneradores de 450 KW a 600 KW de potencia, a una distancia de la costa de hasta 4 Km y profundidades de hasta 6 m.

En un principio había dudas sobre la eficiencia de montar los aerogeneradores en el mar, pero estas instalaciones demostraron buenos índices de rentabilidad y fiabilidad, lo que hizo confirmar el futuro de este tipo de instalación.

Dentro de esta primera etapa destaca la construcción del primer parque eólico de la historia, el de Vindeby, en la costa del mar Báltico en Dinamarca en el 1991.

Figura 04. *Parque eólico Vindeby.*

El parque consta de once aerogeneradores de 450 KW, situado entre 1,5 y 3 Km de la costa y las turbinas tuvieron que ser modificadas para alojar grandes transformadores de alta tensión en el interior de las torres. Pero el parque funcionó muy bien y se obtuvieron producciones de electricidad un 20 por ciento superior a la de un emplazamiento en tierra equiparable.

También se instalaron dos anemómetros de mástil para estudiar las condiciones meteorológicas de los que se obtuvieron grandes resultados de las condiciones eólicas marinas para las siguientes implantaciones de parques eólicos *offshore*.

En la segunda fase de experimentación se introdujeron por primera vez los aerogeneradores multimegavatio, siendo el primer proyecto de estas características el de Utgrunden, instalado en Suecia desde el año 2000.

Figura 05. *Parque eólico Utgrunden.*

Un parque formado por siete turbinas de 1500 KW, con una potencia total de 10500 KW y obteniendo una producción anual de 38 GWh, lo que corresponde a la electricidad necesaria para alimentar 7600 hogares.

Fue un proyecto característico por estar en un entorno difícil, debido a las aguas gélidas de la zona.

Varias de estas instalaciones sirvieron de prueba para implantar los primeros parques eólicos de carácter comercial, como el caso de Middelgrunden, un parque eólico marino construido cerca del puerto de Copenahgue, en el 2000, que consta de veinte aerogeneradores de 2MW ubicadas en forma de arco, con una potencia total de 40 MW, pudiendo generar 90 TWh al año, lo que equivale al consumo energético anual de 20000 hogares, o lo que es lo mismo, el 4 por ciento del consumo eléctrico total de Copenhague.

Figura 06. *Parque eólico Middelgrunden.*

O el Horns Rev, también construido en Dinamarca, en el Mar del Norte, durante el 2002, a unos 14 Km de la costa danesa en una zona poco profunda, con sus 80 turbinas Vestas de 2 MW, es una de las granjas más grandes del mundo capaz de producir 160 MW, correspondiendo con el consumo anual de 150000 hogares unos 4000 KWh.

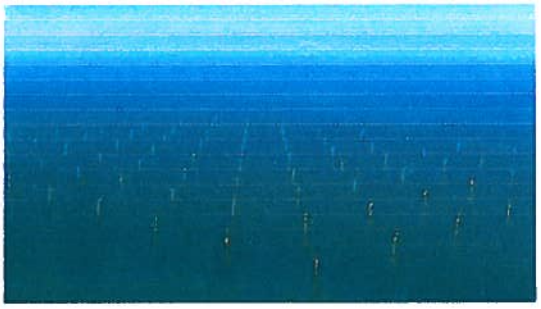


Figura 07. *Parque eólico Horns Rev.*

La instalación de estos parques supuso la confirmación de la adaptación al medio marino de este tipo de instalaciones, destacando por contar con las primeras subestaciones transformadoras instaladas también en mar abierto.

Desde entonces, se han seguido y siguen construyendo granjas eólicas en mar abierto, siendo la más grande del mundo en este momento Thanet, en Inglaterra.

Instalada frente a la costa de Kent, abarcando 35 Kilómetros cuadrados a una profundidad de 20 metros y con una inversión de 915 millones de euros. Se han instalado 100 turbinas de 115 m y 3 MW de potencia, estimando una producción anual de 32000 MW. Teniendo previsto ya ampliaciones, ampliaciones con intención de llegar hasta las 341 turbinas instaladas en los próximos 4 años.

Figura 08. *Parque eólico Thanet.*

Pero con otros proyectos que actualmente hay en construcción o en fase de planificación, esta granja eólica no será la mayor del mundo por mucho tiempo.

A finales de 2005, la potencia instalada en parques eólicos *offshore* era de 686 MW, estando a la cabeza Dinamarca, con un 53 % y Reino Unido con 38 %, Irlanda y Suecia aportaban un 3 % cada uno, Holanda un 2 % y Alemania un 1%

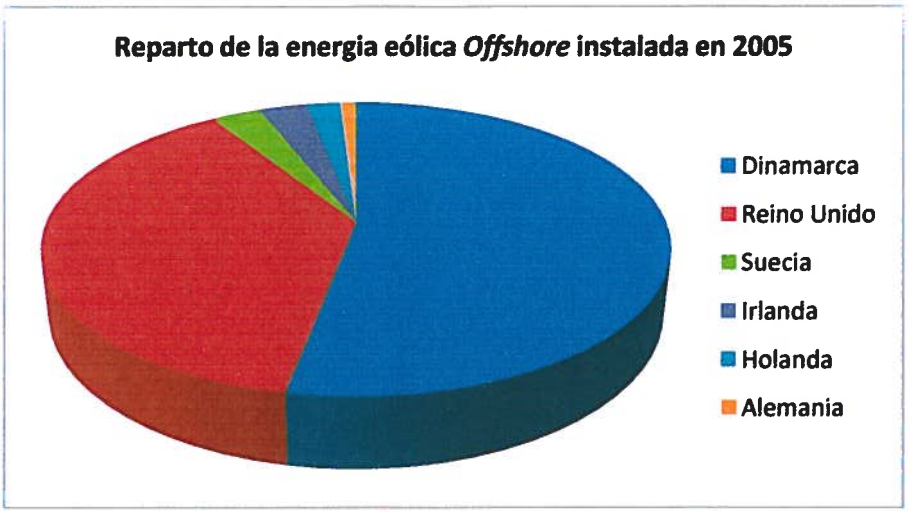


Figura 09. *Reparto por países de la potencia eólica offshore en el 2005.*

Pero a finales del 2008, la potencia instalada ya se había duplicado, con 1500 MW instalados, con Reino Unido a la cabeza con un 39,7 %, seguida de Dinamarca con un 28,62 % y Holanda con un 16,6 %, pero con otros países al acecho como Finlandia 1,7 %, Suecia 9%, Irlanda 1,7 %, Bélgica 0,6 % e Italia 0,08 %.

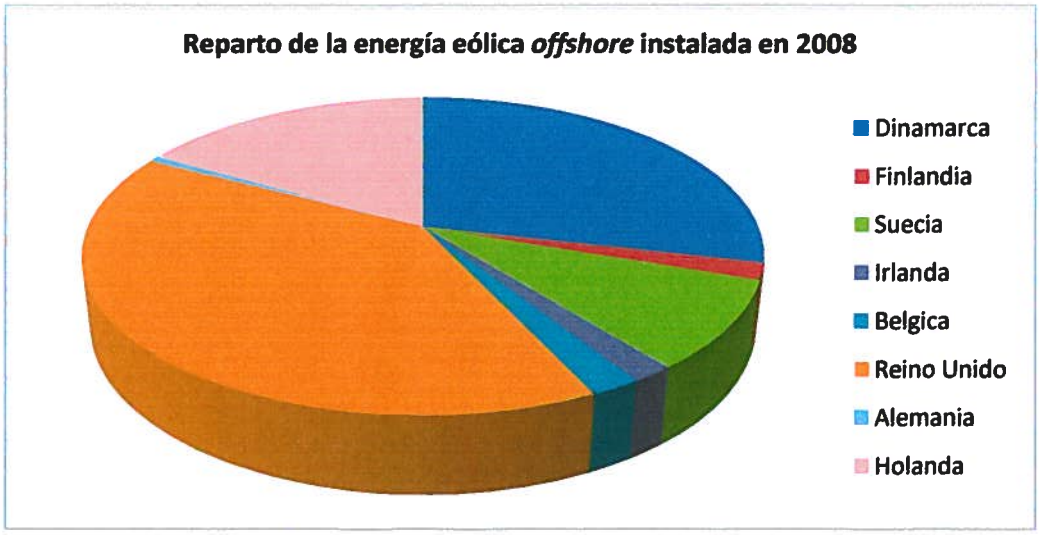


Figura 10. *Reparto por países de la potencia eólica offshore en el 2008.*

Durante el año 2010 se han instalado 308 aerogeneradores nuevos, con una inversión de 2,6 billones de euros. Eso ha representado un aumento del 51 % respecto al año anterior, consiguiendo una potencia instalada de 3972 MW, entre los países europeos siguiendo con Reino Unido a la cabeza con 2437 MW, Bélgica con 330 MW, Dinamarca 207 MW y Alemania 998 MW.

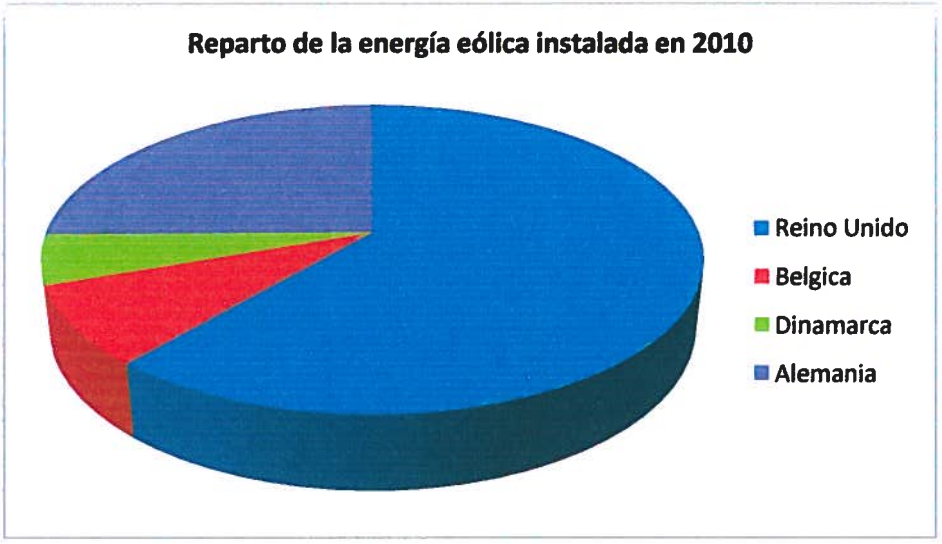


Figura 11. *Reparto por países de la potencia eólica offshore en el 2010.*

Pero las perspectivas para el año 2011 es llegar hasta los 6200 MW instalados, y en los próximos años incrementar notablemente la potencia eólica *offshore* instalada con la incorporación de nuevos países como Francia y España.

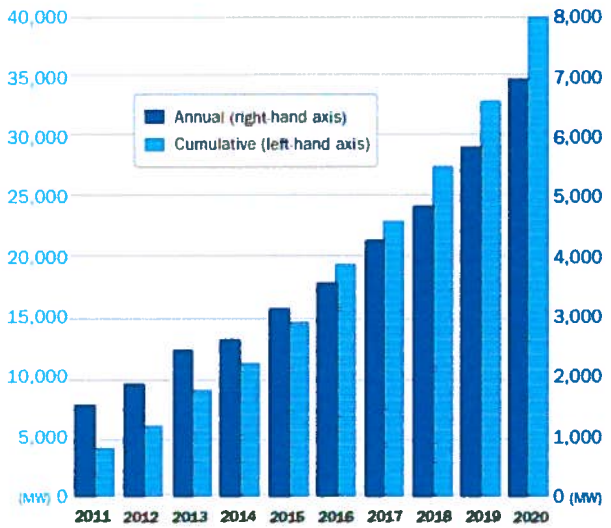


Figura 12. *Previsión incremento de la energía eólica instalada en el mar.*

2.1.2. *Previsiones en España*

Aprovechar la fuerza del aire en el mar para conseguir electricidad a través de una energía renovable es una asignatura pendiente en España ya que somos el tercer país del mundo por detrás de Alemania y Estados Unidos con mayor potencial de aprovechamiento de la energía eólica.

Y no fue hasta el año 2007 cuando se producen los primeros pasos para el desarrollo de los parques eólicos *offshore*, con la entrada en vigor del *Real Decreto1028/2007* por el que queda establecido el procedimiento administrativo para la tramitación de solicitudes de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.

Y en 2009 fue aprobado el *Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos,* en el que quedan definidas las zonas aptas para instalar parques *offshore*.

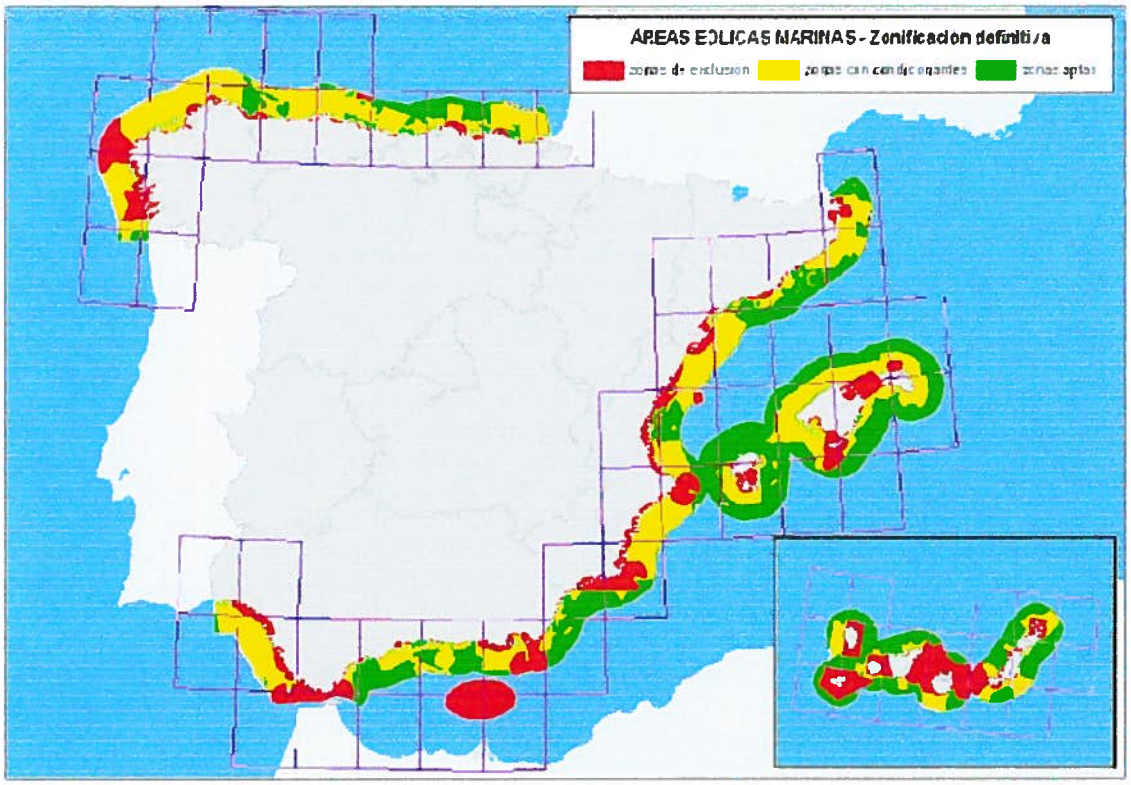


Figura 13. Estudio Estratégico Ambiental del litoral español.

Según las últimas intervenciones del Ministro de Industria, se podrían generar 5000 MW de energía eólica marina, lo que contribuiría significativamente a alcanzar los objetivos marcados a nivel nacional e internacional, para aumentar progresivamente el porcentaje de energías renovables en el consumo general, pero presumiblemente no exista un parque eólico comercial *offshore* en funcionamiento al menos hasta 2014.

2.2. Cimentaciones

Por ser el mar la base de este trabajo, en este capítulo vamos a hacer referencia a las cimentaciones de elementos marinos instalados, como aerogeneradores, subestaciones o torres meteorológicas.

A pesar de que la función de una cimentación es la misma en mar que en tierra, existen marcadas diferencias entre ellas, por la agresividad del medio marino. Esta agresividad afecta tanto en la fase de diseño, ya que las acciones a las que se enfrenta la estructura son de mayor magnitud e importancia que en tierra, como en la fase de construcción y de mantenimiento puesto que en el mar las condiciones climáticas lo condicionan todo.

El mercado de la energía eólica *offshore* es un mercado moderno y poco maduro, lo que implica que la experiencia relativa a cimentaciones de aerogeneradores, subestaciones transformadoras y torres meteorológicas en el mar sea escasa.

Por ello hay que apoyarse en el mercado petrolífero *offshore* que lleva muchas años de investigación.

A continuación se exponen los tipos de cimentación más habituales con las que se está trabajando en la actualidad en instalaciones eólicas *offshore*, que son, esencialmente, las cimentaciones por gravedad, los monopilotes y las cimentaciones metálicas tubulares, trípode y *jacket*.

2.2.1. Por Gravedad

Las cimentaciones de gravedad, conocidas como GBS *Gravity Based Structures*, fueron las utilizadas para instalar los primeros parques experimentales, son cimentaciones superficiales, capaces de mantener la estabilidad ante cualquier condición, sólo mediante el peso propio de la estructura.

Son competitivas cuando las acciones ambientales son realmente modestas y cuando las cargas de peso propio son significantes, siendo una alternativa si no existen medios para instalar otro tipo de estructura o el coste de movilización son elevados.

Suelen tener forma de cono, con un diámetro de 12 a 40 metros, aunque ello depende de los diversos condicionantes.

Son cimentaciones que se usan para profundidades de entre 0 y 10 metros.

La cimentación es construida en dique seco cerca del emplazamiento donde va instalada, utilizando hormigón armado, y se lleva hasta la ubicación deseada donde se llena de arena y grava hasta conseguir el peso necesario para sumergirla.

La desventaja de este tipo de cimentaciones es su coste, que viene a ser proporcional al cuadrado de la profundidad donde se quiere instalar, por ello este tipo de cimentaciones se hace prohibitivamente caras para profundidades mayores a 10 metros, y que el lecho marino tiene que ser preparado eliminando la primera capa de subsuelo.

Figura 14. *Cimentación por gravedad.*

2.2.2. Monopilote

Son cimentaciones profundas e individuales, que penetran en el terreno y logran la transmisión de las cargas a él, se emplean para instalar aerogeneradores de pequeño y mediano tamaño, aunque podrían ser extensibles para usarlo con grandes turbinas. Su fabricación en serie y su instalación son sencillas, siendo el punto más problemático encontrar embarcaciones adecuadas para su transporte y montaje.

Las estructuras monopilote instaladas en parque eólicos *offshore* suelen ser estructuras metálicas de más de 50 milímetros de espesor, y de un diámetro de entre 3 y 8 metros; también existen de hormigón.

Las dimensiones de los monopilotes dependen de muchos factores, como por ejemplo la penetración en el lecho marino, que suele clavarse entre 10 y 20 metros, ha de ajustarse para cada lugar de ubicación, analizando sus características y las cargas que soportara.

Son estructuras adecuadas para profundidades de entre 0 y 20 metros, desaconsejando su uso para profundidades mayores, debido a su alta flexibilidad, que pueden conducir a problemas de vibración y deflexión.

Figura 15. *Estructura Monopilote.*

2.2.3 *Metálicas Tubulares*

Son estructuras inspiradas en las plataformas petrolíferas, entre las que destacan para la instalación de aerogeneradores la *jacket* y la trípode.

Son una combinación de los dos sistemas de cimentación anteriores con intención de poder llegar a mayores profundidades, ya que según las condiciones del terreno pueden ir pilotadas como las monopilotes, o ir apoyadas mediante una base de hormigón como la cimentación por gravedad, diferenciadas entre ellas por el numero de patas, tres las trípode y cuatro las estructuras *jacket*.

Las estructuras *jacket*, están formadas por tubos de entre 1 y 2 metros, cuya característica principal es que en las columnas principales se alojan los pilotes para fijar la estructura al lecho marino, que pueden introducirse hasta 100 metros, pudiendo soportar grandes cargas verticales y la fuerza del oleaje sobre ella.

Figura 16. *Estructura Jacket.*

Y las estructura trípode formadas por tubos de entre 1 y 2 metros de diámetro, que trasmiten los esfuerzos de la torre a los tres pilotes que se clavan al lecho marino una profundidad de entre 10 y 20 metros.

Figura 17. *Estructura Trípode.*

Siendo adecuadas para profundidades de hasta 60 metros, limitación impuesta por la rentabilidad económica del proyecto, y profundidades no menores a 6 o 7 metros, dado el riesgo de colisión de las embarcaciones de servicio que se aproximen a la torre.

2.3. Sistemas flotantes

Como se desprende de lo expuesto en el apartado anterior, hoy en día hay una barrera técnica – económica entorno a los 60 metros de profundidad. Por ello, para superarla, se están llevando a cabo numerosos proyectos de investigación cuya finalidad es desarrollar un soporte flotante adecuado.

Las estructuras flotantes se clasifican según el sistema que utilice para lograr la estabilidad en tres categorías: *Ballast Stabilized* que logran la estabilización mediante el peso de una estructura que crea un momento estabilizador, *Mooring Line Stabilized* que logran la estabilidad mediante unos cables de tensión y Bouyancy Stabilized, que logran la estabilidad apoyándose en la superficie plana del agua.

Pero no obstante, es previsible que la utilización de soportes flotantes implique modificaciones en los aerogeneradores para mejorar el comportamiento del conjunto soporte-aerogenerador.

Figura 18. *Clasificación estructuras flotantes.*

A continuación paso a definir alguno de los proyectos que se están desarrollado:

2.3.1. Hiwind

Es un prototipo de una empresa noruega junto con una alemana, que instalaron el primer aerogenerador en aguas con más de 30 metros de profundidad, pero está diseñada para poder ser instalada en aguas de hasta 700 metros de profundidad con una potencia de 2,3 MW.

El prototipo está aportando energía eléctrica a la red de Noruega, desde finales del 2009, pero el principal objetivo de este prototipo es ponerlo a prueba del impacto del viento y las olas durante un periodo de 2 años y analizar los resultados.

Con unos resultados obtenidos hasta ahora prometedores e indicando la viabilidad a largo plazo de este tipo de tecnología en turbinas flotantes.

Consiste en la creación de un tubo, el cual gran parte estará sumergido, 120 metros, con una terminación pesada para hacer de lastre y estabilizar la estructura sujeta al lecho marino mediante tres cables evitando que quede flotando a la deriva o vuelque.

A la vez que se investiga sobre como implantar aerogeneradores a grandes profundidades también se avanza en el diseño de los aerogeneradores, adaptándose también a las necesidades que se requieran.

En este caso el aerogenerador instalado consta de un sistema informático que reconoce la posición de las palas, y las corrige teniendo siempre las palas en la dirección correcta para mayor aprovechamiento de la velocidad del viento, de esta manera corrige el balanceo que se produce en la plataforma por el impacto de las olas.

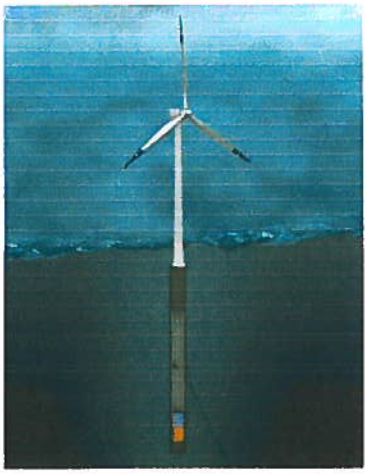


Figura 19. *Plataforma flotante Hiwind.*

2.3.2. Blue H

Blue H es una empresa de los Países Bajos constituida en 2004, que desarrolla tecnología de plataformas flotantes para turbinas eólicas en alta mar en aguas profundas.

Inició su actividad en el mercado mediante la adaptación del concepto TLP, plataformas *offshore* utilizadas por la industria petrolífera, y diseñó una plataforma grande y estable que resistía las condiciones meteorológicas adversas de alta mar.

Se compone de un cuerpo hueco que proporciona la flotabilidad, conectado al fondo marino mediante tensores que unen los contrapesos instalados en el fondo marino con la estructura, que mantienen en tensión constante las cadenas o cables que compongan los tensores.

Instaló el primer prototipo en Italia en 2007, a 21 Km de la costa y a una profundidad de 113 metros, un aerogenerador de 80 KW de dos palas que permitía una velocidad de giro superior, con la intención de recopilar información, hasta el 2008 que se retiró de su ubicación.

Figura 20. *Plataforma flotante Blue H.*

2.3.3. Windfloat

La firma *Marine and technology* de Estados Unidos ha diseñado un nuevo sistema de turbinas flotantes con grande índices de efectividad para profundidades mayores de 50 metros con una potencia de 5 MW.

Es una estructura con una magnífica estabilidad, de gran versatilidad y de poco calado.

Con un diseño que permite que la estructura sea montada totalmente en tierra y remolcada hasta su ubicación final, teniendo toda la fabricación en un ambiente controlado, con su consecuente ahorra de costes de implantación.

Figura 21. *Plataforma flotante Windfloat.*

2.4. Ventajas y desventajas de la energía eólica *Offshore.*

Las ventajas que ofrece la energía eólica marina se debe, sobre todo, a las característica del viento en el mar, que este es mucho más constante que en tierra, ya que no hay colinas o construcciones que estorben su paso, siendo a menudo, el viento más intenso que en tierra permitiendo producir una mayor cantidad energética en menos tiempo.

Otra de las ventajas que ofrece la energía eólica marina, es lograr evitar los problemas ligados al ruido que los aerogeneradores producen e impiden la construcción de viviendas en su entorno.

No presenta limitaciones en cuanto al uso del suelo, teniendo más espacio que en tierra y pudiéndolos colocar con más facilidad que en tierra en zonas que no sean de paso migratorio de aves.

Es una fuente de energía que no contamina e inagotable, frena el agotamiento del combustible fósil contribuyendo a evitar el cambio climático.

Cada KWh de electricidad generada por energía eólica en lugar de por carbón, evita:

0,6 Kg de CO_2 (Dióxido de carbono)

1,33 gr de SO_2 (Dióxido de azufre)

1,67 gr de NO_X (Óxido de nitrógeno)

Y ese mismo generador produce idéntica cantidad de energía que la obtenida por quemar diariamente 100 Kg de petróleo, logrando un efecto similar al de 200 árboles.

Pero la mayor desventaja son los altos costes de construcción y de conexión con la red de distribución de la energía eléctrica.

CAPÍTULO 3: ESTUDIO DEL OLEAJE

Para describir el fenómeno del oleaje existen varias teóricas ideales de olas. Las olas regulares tiene la característica de tener un periodo de tal manera que cada ciclo tiene la misma forma, por lo tanto la teoría describe las propiedades para un ciclo de ola regular siendo invariantes para todo el ciclo.

Hay tres parámetros para describir un periodo de ola:

- Periodo (T): El tiempo que transcurre entre el paso sucesivo de dos crestas de ola por el mismo punto.
- Altura de la ola (H): Distancia vertical entre la cresta y el valle de la ola.
- Profundidad (d): Distancia vertical entre el nivel del agua significativa y el suelo marino.

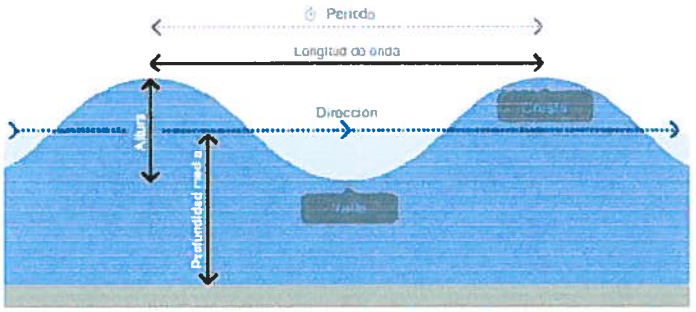


Figura 22. *Caracterización de la Ola.*

A partir de estos parámetros se pueden obtenerse otros también significativos como:

- La longitud de onda (λ): Distancia horizontal entre dos crestas de ola sucesivas.
- Celeridad (c): Representando la velocidad de propagación de la cresta de una ola.
- Frecuencia (ω): La inversa del periodo.
- Elevación de la ola (η): Representando la elevación del agua respecto al nivel del mar en calma.
- Velocidad horizontal y vertical del agua.

3.1. Teoría lineal de las olas

Las olas del mar son ondas mecánicas superficiales iniciadas por la acción del viento y en las que contribuye la acción de la gravedad. Estas ondas crean un movimiento de la superficie libre del mar. Esta elevación de la superficie libre varía con el tiempo y el espacio. La teoría más aplicada es la teoría lineal de las olas o teoría de *Airy*.

Según esta teoría las olas tienen la forma de una curva sinusoidal descrita en dos dimensiones, que se propaga en una dirección x constante.

En cuanto a formulación, la propagación del oleaje se trata de un proceso no lineal, que la teoría *Airy* simplifica tomando las siguientes consideraciones.

- La relación entre la altura de la ola H y la longitud de onda, deben ser pequeñas.
- El agua se toma como un fluido incompresible.
- Se trata el flujo como un movimiento irrotacional.

Por tanto a partir de estos datos se puede definir un potencial de velocidad Φ Dependiente de la posición (x,z) de la partícula en el fluido y del instante t considerado.

$$\Phi = \frac{a \cdot \omega}{k} \cdot \frac{\cos(h)\lfloor k(z+d) \rfloor}{\sin(h) \cdot kd} \cdot \sin(kx - \omega t)$$

Donde

a= amplitud de ola (H/2)

ω=frecuencia de la ola (rad/s)

k= número de onda

d=altura de la lámina de agua

El número de onda k puede ser determinado según la relación no lineal:

$$\omega^2 = gk \cdot \tan(h) \cdot kd$$

A partir de la función Φ se derivan las propiedades necesarias para caracterizar el oleaje.

Elevación de la superficie	$\eta = a \cdot \cos(kx - \omega t)$
Velocidad Horizontal	$u = a\omega \cdot \frac{\cos(h)[k(z+d)]}{\sin(h) \cdot kd} \cdot \cos(kx - \omega t)$
Velocidad Vertical	$w = a\omega \cdot \frac{\sin(h)[k(z+d)]}{\sin(h) \cdot kd} \cdot \cos(kx - \omega t)$
Aceleración Horizontal	$a_x = a\omega^2 \cdot \frac{\cos(h)[k(z+d)]}{\sin(h) \cdot kd} \cdot \sin(kx - \omega t)$
Aceleración Vertical	$a_z = -a\omega^2 \cdot \frac{\sin(h)[k(z+d)]}{\sin(h) \cdot kd} \cdot \cos(kx - \omega t)$

Resaltando que esta formulación se utiliza para $d < \frac{\lambda}{2}$,
En el caso de aguas profundas las propiedades ya no son válidas, ya que no dependen de la profundidad.

3.2. Olas irregulares

El movimiento natural de las olas en realidad es irregular, el mar no suele mostrar un perfil de olas unidireccional y sinusoidal regular, se observan olas de diferentes longitudes, alturas y direcciones.

Por ello el oleaje natural puede ser descompuesto en una suma de olas, cada una con una pendiente H/λ relativamente pequeña incluso para un mar bravo.

Por lo tanto, el enfoque con la suma de olas parciales constituye una representación válida para un mar irregular.

Desde un punto de vista bidimensional, el perfil de una ola irregular y unidireccional se describe de la siguiente forma:

$$\zeta(x,t) = \sum_{i=1}^{n} c_i \cdot \cos\left(k_i x - \omega_i t + \varepsilon_i\right)$$

Donde

n: Número total de olas parciales.

c_i: Amplitud de la ola iésima.

k_i: Número de onda de la ola iésima.

x: Dirección de propagación.

ω_i: Frecuencia de la ola iésima.

ε_i: Fase de la ola iésima.

3.3 Métodos espectrales

Hay varias fórmulas espectrales que se usan para el estudio del oleaje.

Estas formulas se derivan de las propiedades observadas de las olas del mar y por lo tanto son de naturaleza empírica.

Uno de los espectros de oleaje más usado es el de *Pierson/Moskowitz* cuya formulación es la siguiente:

$$S_{\zeta\zeta}(\omega) = A\omega^{-5} \cdot \exp(-B\omega^{-4}), \forall\omega \geq 0$$

Donde los parámetros A y B se definen de la siguiente manera:

$$A = 4\pi^3 \cdot \frac{H_S^2}{T_Z^4}$$

$$B = \frac{1}{\pi} \cdot \left(\frac{2\pi}{T_Z}\right)^4$$

Donde

H_S = Altura significativa de ola.

T_Z = Promedio de los periodos de las olas parciales

Para describir el espectro de *Pierson/Moskowitz* se pueden obtener los datos a partir de las medidas realizadas a través de diferentes tipos de instrumentos de medición como boyas, situadas en localizaciones marinas determinadas que recogen mediciones de la altura significativa de la ola y el periodo de pico del oleaje.

Dado que el parámetro medio es el periodo de pico Tp, para analizar el espectro de *Pierson/Moskowitz* se necesita el Tz, se toma la formula y se deriva para obtener el punto máximo de la función.

Ese punto máximo corresponde a la frecuencia pico del espectro.

$$\omega_0 = \left[\frac{4}{5}B\right]^{\frac{1}{4}}$$

$$\omega_0 = \frac{2\pi}{T_p}$$

A partir de las relaciones anteriores, ya podemos obtener el parámetro Tz y tener caracterizado el espectro del oleaje.

CAPÍTULO 4: ACCIÓN DEL OLEAJE

Las dos principales fuerzas del oleaje que actúan sobre una estructura *offshore* son las fuerzas de arrastre y la de inercia.

La fuerza de arrastre es debida a los efectos de la viscosidad del fluido.

Este tipo de fuerza es proporcional al cuadrado de la velocidad relativa de la partícula de agua, que es la diferencia entre la velocidad del fluido y la velocidad estructural.

La fuerza de inercia se compone de dos partes:

- La masa hidrodinámica o añadida del miembro estructural en movimiento, la cual representa la fuerza generada por el miembro en movimiento en el fluido que le rodea. Esta masa añadida tiene el efecto de incrementar la masa actual del miembro estructural y puede representarse como una fuerza en la dirección contraria a la del movimiento del miembro.
- La fuerza de inercia que ejerce el fluido acelerado sobre el miembro estructural fijo. Esta fuerza surge de la diferencia de presiones en el fluido acelerado, la cual causa distorsiones en las líneas de corriente alrededor del miembro fijo.

4.1. Fuerzas generadas por las corrientes

En las corrientes marinas podemos distinguir dos tipos:

Las generales, ocasionadas por movimientos producidos por el viento y las distintas temperaturas que presentan los mares en sus capas superficiales, y las costeras, que en la mayoría de los casos son debidas a la marea o a los vientos locales de la región.

Las primeras son de mayor importancia.

Las corrientes generales se dividen en cálidas y frías, según sus aguas tengan una temperatura mayor o menor en relación a las más próximas.

En el diseño y cálculo de las fuerzas generadas por las corrientes sobre un elemento sumergido, corresponden a la resistencia a la corriente de la estructura, siendo una fuerza proporcional a la superficie expuesta y al cuadrado de la velocidad de la corriente.

La fórmula que nos permite resolver el sistema se describe a partir de la siguiente expresión:

$$F_c = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_a \cdot V^2 \cdot A$$

Donde

F_c: Fuerza de la corriente.

ρ: Desidad del agua.

C_a: Coeficiente de arrastre.

V: Velocidad de la corriente.

A: Área expuesta a impacto.

4.2. Fuerza de deriva

La fuerza de deriva es la fuerza resultante que imponen las olas, son el tiempo neto promedio de la fuerza horizontal que ejercerá la ola sobre la plataforma.

$$F_{wd} = \frac{\rho \cdot G \cdot l \cdot H_s^2}{16}$$

Donde

F_{wd}: Fuerza de deriva.

ρ: Densidad del agua.

L: Longitud del elemento de la estructura.

H_S: Altura significativa de la ola.

CAPÍTULO 5: PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO PARA EL ANÁLISIS DE LA ESTRUCTURA

Se trata de un procedimiento de cálculo sencillo apoyado en el programa de elementos finitos *Ramseries*. Con esta herramienta podremos analizar el comportamiento de la estructura *offshore* ante cargas exteriores cuya naturaleza altera el carácter lineal de las ecuaciones que gobiernan el movimiento de la estructura, en este caso la acción del oleaje y el viento. A continuación se presenta un diagrama de flujo con los principales pasos del procedimiento de cálculo.

5.1. Desarrollo del procedimiento de cálculo

El desarrollo de este procedimiento consta de una serie de fases que detallo a continuación.

Figura 23. *Diagrama de flujo.*

5.1.1. Modelar la estructura en Ramseries

Para comenzar el proceso debemos partir de una configuración inicial de estructura *offshore*, que puede ser obtenida de plataformas ya diseñadas.

Disponiendo de un primer diseño debemos realizar un modelo de estructura para poder calcularla mediante el programa de elementos finitos *Ramseries*. Para ello, habrá que seleccionar convenientemente los elementos con los que diferenciar la estructura, y mallarlos de una forma adecuada.

Teniendo en cuenta las propiedades de las secciones de los elementos estructurales, la de los materiales y las condiciones de contorno.

5.1.2. Cálculo de cargas

En nuestro caso las cargas que vamos a aplicar a la estructura son las cargas debidas al oleaje y a la incidencia del viento.

Para el cálculo, estudiaremos los casos de carga más desfavorables, para ello lo primero es obtener los datos meteorológicos de la zona para poder analizarlos y quedarnos con los datos necesarios para los cálculos.

Para poder calcular la fuerza del viento, de las corrientes y de deriva, que actuaran sobre la estructura.

5.1.3. Introducción de las cargas a Ramseries

Una vez calculadas las cargas debidas al oleaje, debemos introducirlas en el programa para poder aplicarlas sobre el modelo de la estructura.

Seleccionando cada una de las superficies la carga que será aplicada, y introduciéndole el valor mediante el cuadro de diálogo que tiene el programa, aplicándolas en su dirección correcta y siempre introduciéndolas en valores del sistema internacional.

5.1.4. Cálculo

En esta fase se trata de, una vez revisado que las cargas y restricciones están puestas según nuestros intereses, mallar la estructura y lanzar el cálculo, para obtener los resultados.

5.1.5. Extracción de resultados

Una vez finaliza el cálculo de la estructura pasamos al Postprocesador de *Ramseries*, donde podemos obtener la respuesta a las cargas aplicadas, tanto de las tensiones que se producen, como la de los desplazamientos que nos interesen para el análisis de nuestra estructura.

CAPÍTULO 6: SITUACIÓN GEOGRÁFICA

Para la localización de esta estructura, he seleccionado una zona en España que cumpliera con las condiciones deseadas, como son: una profundidad mayor de 150 metros y en la que se pudiera obtener un seguimiento de las condiciones meteorológicas a las que se verá sometida.

6.1. Localización

La zona seleccionada ha sido el Mar Mediterráneo, frente a la costa de Cartagena, en el Cabo de Palos, donde se encuentra una boya de la red de puertos del estado que recoge los valores de viento y oleaje de la zona.

Una boya situada en la posición: 37.651 Latitud

-0.327 Longitud

En una zona con una profundidad de 230 metros.

Figura 24. *Boya de recogida de datos.*

Figura 25. *Red de Boyas de puertos del estado.*

Figura 26. *Lugar de ubicación*

Boya *Plataforma Offshore.*

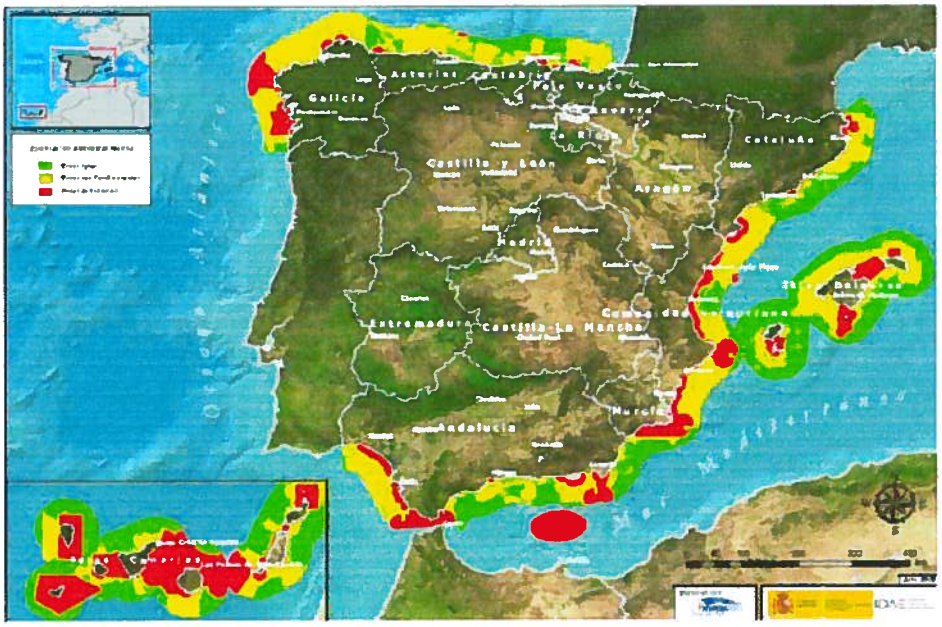


Figura 27. *Zonificación ambiental marina en España.*

6.1.1. Condiciones meteorológicas

Las estructuras *offshore* se enfrentan a condiciones ambientales hostiles. Para su buen funcionamiento deben estudiarse los efectos de estos fenómenos y tenerlos en cuenta en su diseño.

Por ello del informe anual que realiza la red de puertos del estado que adjunto en los anexos *(Anexo A),* con toda la información recogida de la boya de Cabo de Palos, he extraído las condiciones más desfavorables que registró durante el año 2009.

Recogidas en esta tabla:

VALORES MÁXIMOS			
ALTURA SIGNIFICATIVA(Hs)	***PERIDODO DE PICO (Tp)***	***VELOCIDAD DEL VIENTO***	**VELOCIDAD DE LA CORRIENTE**
5 m	10,5 s	18 m/s	0,31 m/s
DIRECCION MAXIMA INCIDENCIA			
SUR OESTE			

Figura 28. *Tabla de datos máximos de la Boya Cabo de Palos.*

Datos que aplicaremos sobre esta estructura, con el fin de estudiar el caso más desfavorable sobre ella, ya que las situaciones críticas son las que revisten mayor importancia.

CAPÍTULO 7: AEROGENERADOR

7.1. Descripción

El modelo escogido de aerogenerador es el Enercon E-112, uno de los mayores aerogeneradores del mundo, y entre sus características principales está que Enercon ha sido la primera empresa en desarrollar y fabricar aerogeneradores sin multiplicadores de velocidad, es decir, el generador está unido directamente al eje que accionan las palas. Permitiendo reducir, por un lado, el número de averías, ya que disminuye el número de componentes mecánicos expuestos a ellas; y por otro lado, el número de operaciones de mantenimiento como el cambio de aceite, fugas, etc..

Los aerogeneradores Enercon son fácilmente distinguibles del resto de fabricantes de aerogeneradores debido a su peculiar diseño.

Su góndola tiene forma de gota de agua y su torre, en la zona de la base aparece una franja que progresivamente pasa de verde a blanco, o de azul a blanco dependiendo del entorno para un óptimo mimetismo con el entorno.

Sus palas son las únicas del mercado que cuentan con extremos curvados para reducir el efecto de los torbellinos en la punta de las palas.

7.1.1. Tabla de características

ENERCON E-112	
Información básica	
Potencia Nominal	4.500 - 6000 Kw
Diámetro del rotor	114 m.
Altura del buje	124 m.
Rotor	
Dirección de rotación	Derecha
Numero de palas	3
Área de barrido	10297 m2
Material de las palas	fibra de vidrio
Velocidad del rotor	de 8 a 13 rpm.
Velocidad de la punta de la pala	48-78 m/s
Velocidad mínima del viento	2,5 m/s
Velocidad máxima del viento	de 28 a 34 m/s
Dimensiones	
Dimensiones de la torre	de 12 m. en la base a 4 m. a la altura de la góndola
Diámetro de la góndola	12 m.
Longitud de la pala	52 m.
Peso aerogenerador	825 TN.

Figura 29. *Tabla de datos del aerogenerador.*

Figura 30. *Aerogenerador E-112.*

CAPÍTULO 8: GEOMETRÍA DE LA ESTRUCTURA

8.1. Geometría

La geometría de la estructura la he desarrollado usando un programa de diseño, en concreto Catia V5, ya que nos permite realizar un buen diseño de manera óptima.

En el *Anexo B* se encuentran los planos de dicha estructura, pero a continuación desarrollo un pequeño esquema de ella.

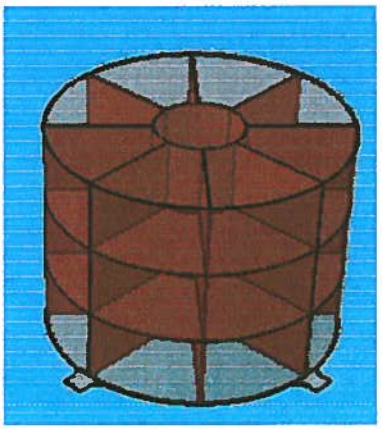


Figura 31. Imagen en 3D de la estructura.

8.1.1. Dimensiones generales (en metros)

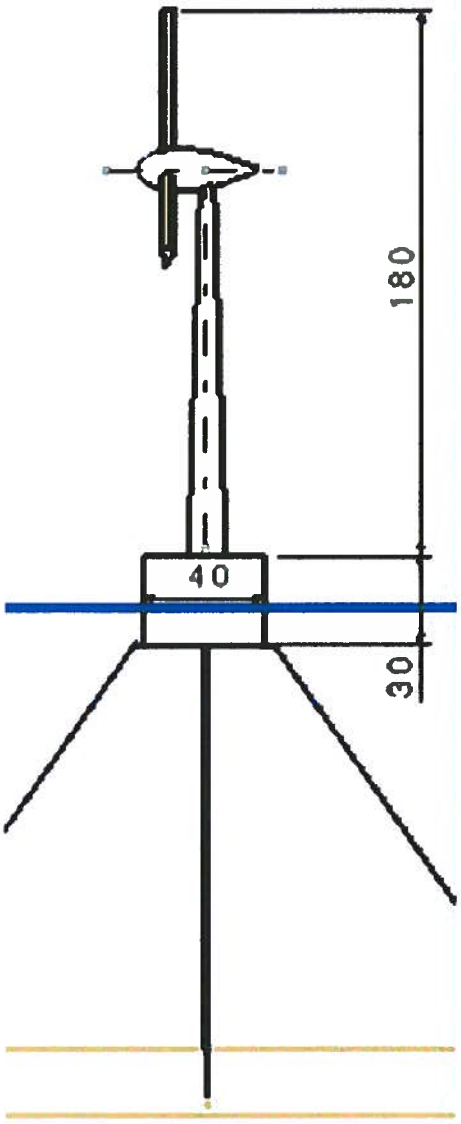


Figura 32. *Dimensiones generales.*

8.1.2. Dimensiones de la estructura (en metros)

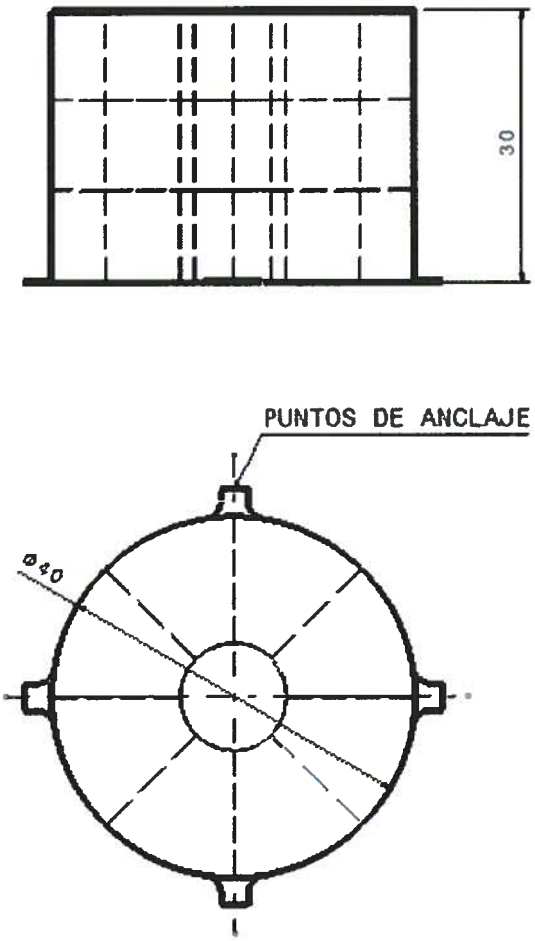


Figura 33. *Dimensiones de la estructura offshore.*

8.1.3. Material

El material con el que será construida la estructura es S355G7+N, un acero específico para la construcción de plataformas *offshore* que tiene las siguientes propiedades:

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS DEL S355G7+N					
Resistencia a tracción					
espesor t (mm) ≤ 100			espesor t (mm) > 100		
Mpa			Mpa		
470-630			460-620		
Límite elástico mínimo para espesor t (mm)					
t ≤ 16	16 < t ≤ 25	25 < t ≤ 40	40< t ≤ 63	63 < t ≤ 100	100 < t ≤ 150
Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa	Mpa
355	355	345	335	325	320
Alargamiento mínimo de rotura					
%					
22					
Valor mínimo de la energía de rotura en flexión por choque sobre probeta Charpy					
Temperatura			Energía		
ºC			J		
-40			50		
Espesor máximo					
mm					
150					
Modulo de Young					
N/mm2					
210000					
Densidad					
Kg/m3					
7850					

Figura 34. *Tabla de características del material.*

CAPÍTULO 9: CÁLCULOS

9.1. Principio de Arquímedes

El principio de Arquímedes afirma que todo cuerpo sumergido en un fluido experimenta un empuje vertical y hacia arriba igual al peso del fluido desalojado.

Donde el peso de la porción del fluido es igual al producto de la densidad del fluido ρ_f por la aceleración de la gravedad g y por el volumen de dicha porción V.

Constituyendo la siguiente fórmula de empuje:

$$Fe = \rho_f \cdot g \cdot V$$

9.1.1. Altura de flotación

Conociendo la fuerza que ejerce la estructura sobre el fluido podemos calcular cual será su altura de flotación.

$$H = \frac{F_e}{\rho_f \cdot g \cdot \pi \cdot r^2.}$$

H: Altura de flotación

F_e: Fuerza de empuje

ρ_f: Densidad del agua

r: Radio de la estructura

En nuestro caso será:

F_e: 159167250 N

ρ_f: 1027 Kg/m^3

r: 20 m.

$$H=\frac{159167250}{1027\cdot 9.81\cdot \pi\cdot 20^2.}=12{,}57\ m.$$

9.2. Fuerzas generadas por el viento

En estructuras expuestas a la acción del viento, interesa conocer la máxima velocidad del viento que incidirá durante la vida útil de la misma.

En este caso la velocidad máxima del viento registrada en esa zona es de 18 m/s.

La fuerza del viento se calcula con la siguiente ecuación:

$$F_V=\frac{1}{2}\cdot \rho_A\cdot C_a\cdot V^2\cdot A$$

Donde

F_v: Fuerza del viento

ρ_a: Densidad del aire

C_a: Coeficiente de resistencia al aire.

V: Velocidad del viento

A: Área expuesta que tendrá impacto directo con el viento

Para esta instalación hay que tener en cuenta la acción del viento sobre la superficie expuesta del aerogenerador y sobre la estructura que quedara sobresaliendo de la superficie del agua, en la que también incidirá la fuerza del viento.

Los coeficientes de resistencia los extraeré de la siguiente tabla:

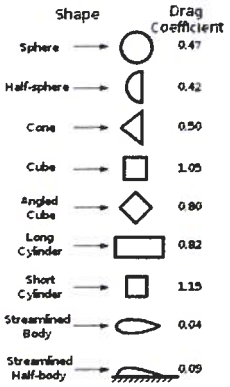


Figura 35. *Tabla de coeficiente de resistencia.*

9.2.1. *Fuerza del viento sobre el aerogenerador*

Sobre la torre:

ρ_a: 0,125 $\frac{kg \cdot seg^2}{m^4}$

C_a: 0,47

V: 18 m/s

A: 246,6 m^2

$$F_V = \frac{1}{2} \cdot 0{,}125 \cdot 0{,}47 \cdot 18^2 \cdot 246{,}6 = 2346{,}93\ Kg \dashrightarrow 23023{,}5\ N$$

Sobre el rotor:

ρ_a: 0,125 $\frac{kg \cdot seg^2}{m^4}$

C_a: 0,42

V: 18 m/s

A: 113,04 m^2

$$F_V = \frac{1}{2} \cdot 0{,}125 \cdot 0{,}42 \cdot 18^2 \cdot 113{,}04 = 961{,}4\ Kg \dashrightarrow 9431{,}3\ N$$

9.2.2. *Fuerza del viento sobre la estructura*

El área que se verá afectada por el viento, será la que esté situada por encima de la línea de flotación, en nuestro caso como 17,5 x 40 metros.

ρ_a: 0,125 $\frac{kg \cdot seg^2}{m^4}$

C_a: 0,47

V: 18 m/s

A: 700 m^2

$$F_V = \frac{1}{2} \cdot 0{,}125 \cdot 0{,}42 \cdot 18^2 \cdot 700 = 6662{,}5\ Kg \dashrightarrow 65359{,}1\ N$$

9.3. Fuerzas generadas por la acción del Oleaje

9.3.1. Fuerza generada por la corriente

El área que se verá afectada por estas corrientes será la que esté situada por debajo de la línea de flotación, en nuestro caso como 12,5 x 40 metros.

ρ: 104 $\frac{kg \cdot seg^2}{m^4}$

C_a: 0,47

V: 0,31 m/s

A: 500 m^2

$$F_c = \frac{1}{2} \cdot 104 \cdot 0{,}47 \cdot 0{,}31^2 \cdot 500 = 1174{,}34\ Kg \dashrightarrow 11520\ N$$

9.3.2. Fuerza generada por la ola

- Fuerza de deriva

ρ: 104 $\frac{kg \cdot seg^2}{m^4}$

L: 40 m

H_S: 5 m

$$F_{wd} = \frac{104 \cdot 9{,}81 \cdot 40 \cdot 5^2}{16} = 63765\ Kg \dashrightarrow 625534{,}6\ N$$

CAPÍTULO 10: CÁLCULO DE LA ESTRUCTURA *OFFSHORE* FLOTANTE

En este capítulo tratamos de calcular la estructura *offshore* flotante que hemos diseñado aplicando el procedimiento de cálculo desarrollado.

10.1. Modelado de la estructura en Ramseries

La estructura ha sido diseñada como ya he comentado en capítulos anteriores con Catia V5, realizando un 3D a través de sólidos.

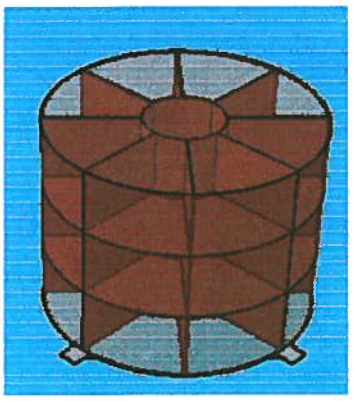


Figura 36. Estructura en sólidos.

Ramseries es un programa de cálculo que trabaja con superficies y por ello he tenido que adaptar mi modelo en 3D a superficies.

Catia V5 permite realizar modelos con superficies. Por ello, partiendo de la estructura en sólido, la he trabajado para obtenerla en superficies.

Obteniendo de cada una de las chapas que forman parte de la estructura, su fibra neutra, y recortando cada una de ellas con las que estuvieran en contacto, para obtener superficies individuales entre las distintas extraídas.

Con el resultado final obtenido:

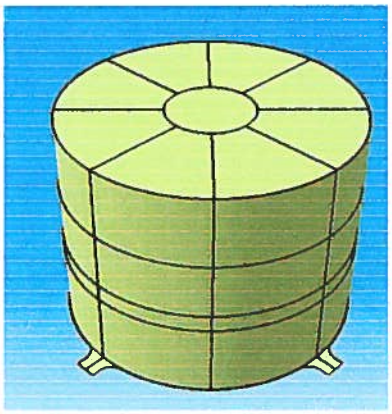


Figura 37. *Estructura en superficies.*

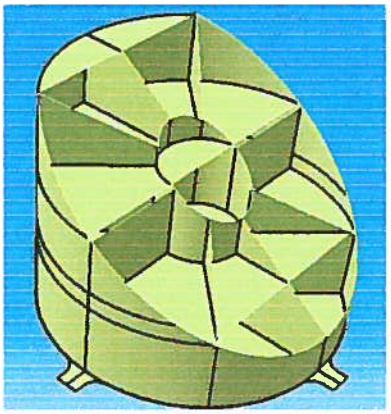


Figura 38. *Estructura en superficies seccionada.*

Ramseries es un procesador de cálculo que acepta varios formatos. Uno de los más internacionales es el IGES, formato en que he importado la estructura obtenida en superficies para que pueda ser leída por el programa.

Para poder realizar un buen modelado de la estructura, nos debemos asegurar de que las superficies estén en contacto, y compartan las líneas con las superficies colindantes, objetivo que se logra con una serie de herramientas que aporta el programa.

Obteniendo el siguiente resultado en:

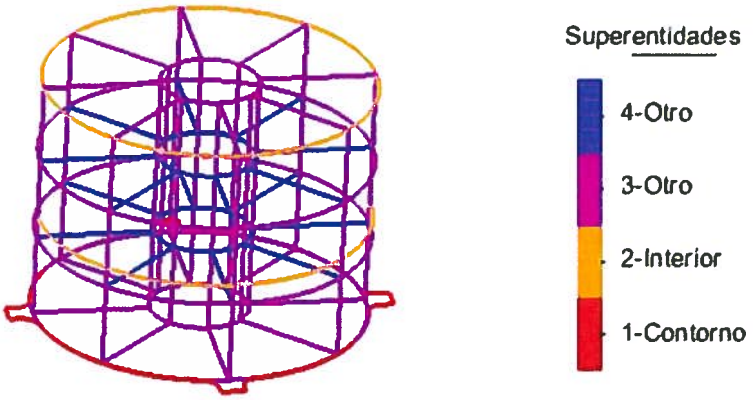


Figura 39. Estructura en *Ramseries*.

Como nuestra estructura está anclada al fondo marino mediante unos tirantes, y deseo conocer la tensión que aguantarán, he añadido al modelo que tenía en superficies una serie de líneas, para que *Ramseries* las interprete como tirantes.

De tal manera que el modelo generado ha quedado así:

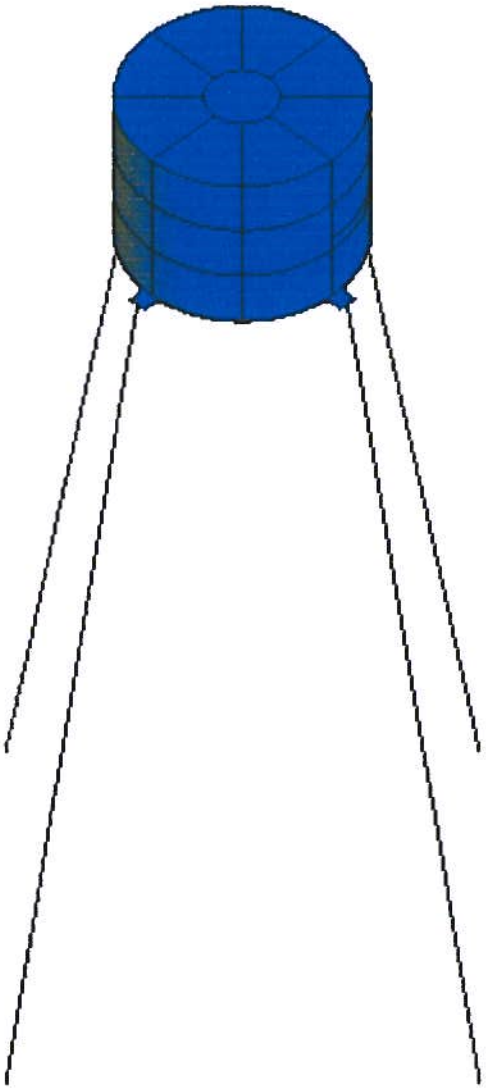


Figura 40. *Modelo.*

10.2. Cálculo de cargas

En el capítulo 8 he realizado el cálculo de las fuerzas que afectarán a la estructura. En este caso las cargas que ejercerán dichas fuerzas sobre la estructura serán en forma de presión, por ello a continuación paso a su cálculo.

TABLA DE FUERZAS	
FUERZA DEL VIENTO SOBRE LA TORRE DEL AEROGENERADOR *(Fvt)*	23023,5 N
FUERZA DEL VIENTO SOBRE LA GÓNDOLA DEL AEROGENERADOR *(Fvg)*	9431,3 N
FUERZA DEL VIENTO SOBRE LA ESTRUCTURA *(Fve)*	65359,1 N
FUERZA GENERADA POR LA CORRIENTES *(Fc)*	11520 N
FUERZA DE DERIVA GENERADA POR LA OLA *(Fd)*	625534,6 N

Figura 41. Tabla de fuerzas.

En un esquema representativo de las fuerzas sería:

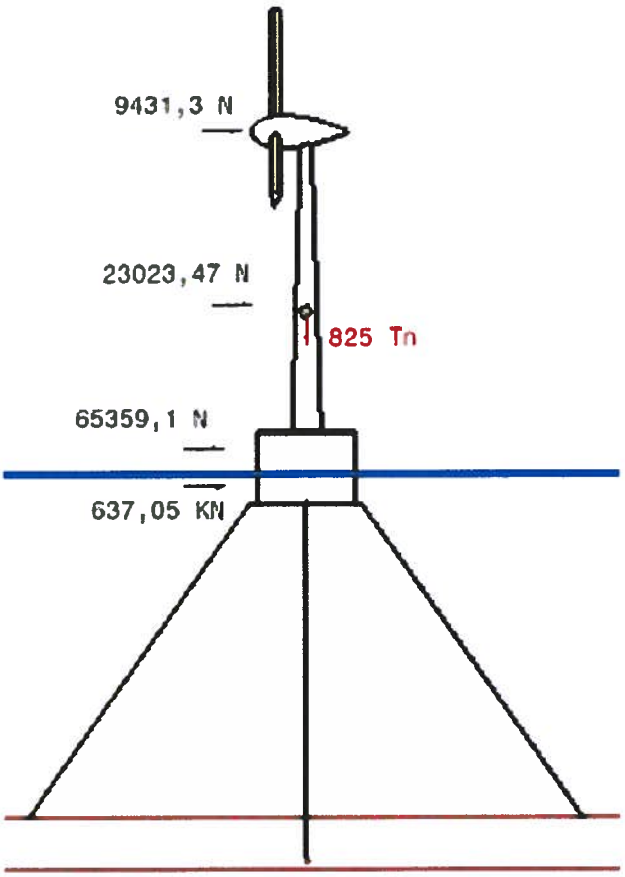


Figura 42. *Esquema de fuerzas.*

- Carga de presión del viento sobre la estructura que queda por encima de la línea de flotación:

$$P_{v1} = \frac{F}{A}$$

F=65359,1 N

A= 40 X 17,5= 700 m^2

$$P_{v1} = \frac{65359,1}{700} = 96,36\ Pa$$

- Carga de presión del oleaje sobre la estructura por debajo de la línea de flotación:

$$P_c = \frac{F_{c+F_d}}{A}$$

$F_{c=}$11520 N

$F_{d=}$625534,6 N

A =40 X 12,5= 500 m^2

$$P_c = \frac{11520 + 625534,6}{500} = 1274,10\ Pa$$

- Carga de presión del peso del aerogenerador:

$$P_c = \frac{P_m \cdot g}{A}$$

P_m = 825000 Kg

A =113,09 m^2

$$P_c = \frac{825000 \cdot 9,81}{113,09} = 71564,68\ N/m^2$$

- Momento que ejercerá la acción del viento en el aerogenerador sobre la plataforma:

$$M_m = F_{vt} \cdot d_1 + F_{vg} \cdot d_2$$

F_{vt} = 23023,5 N

F_{vd} = 9431,3 N

d_1 = 62 m

d_2 = 124 m

$$M_m = 23023,5 \cdot 62 + 9431,3 \cdot 124 = 2596936,34\ N \cdot m$$

10.3. Introducción de cargas

A las cargas antes calculadas, al aplicarlas sobre el modelo en *Ramseries*, se les aplica un coeficiente de seguridad de 2, quedando las cargas aplicadas de la siguiente manera:

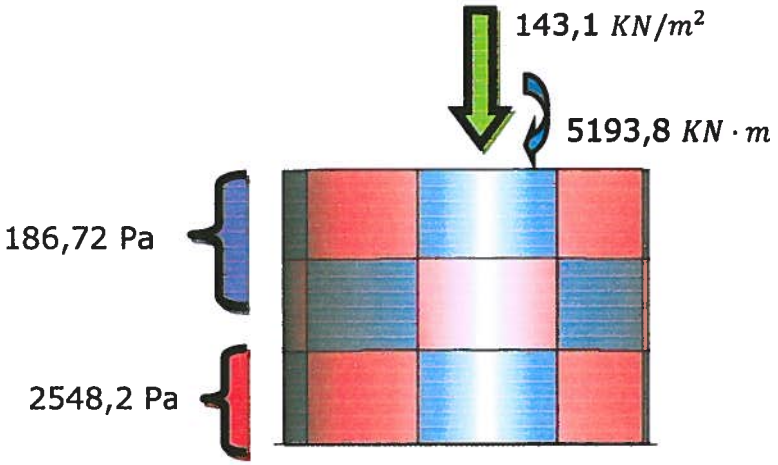


Figura 43. *Esquema de cargas.*

Para hacer que el programa interprete bien estas cargas debemos introducirlas cada una sobre las superficies en las que inciden a través de los diferentes cuadros de diálogo que nos aporta.

También le debemos indicar que tenga en cuenta el propio peso de la estructura, y de los tirantes.

Obteniendo el siguiente resultado:

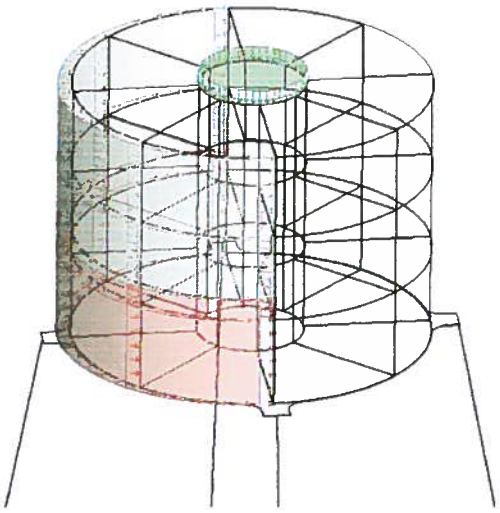


Figura 44. *Esquema de cargas en Ramseries.*

Una vez introducidas las cargas se indicarán cuales son las restricciones de contorno que tendrá la estructura. Para ello hay que simular que los cuatro tirantes están anclados al fondo marino, por lo tanto, el punto que estaría tocando con el lecho marino lo trataremos como un empotramiento, es decir, le restringiré cualquier movimiento en X,Y e Z.

Y para simular la fuerza que ejercerá el fluido en la parte inferior de la estructura, se aplicará una restricción flexible, que impedirá el movimiento en Z de la estructura, pero la dejará moverse y girar sobre los ejes, X e Y.

Obteniendo el siguiente resultado:

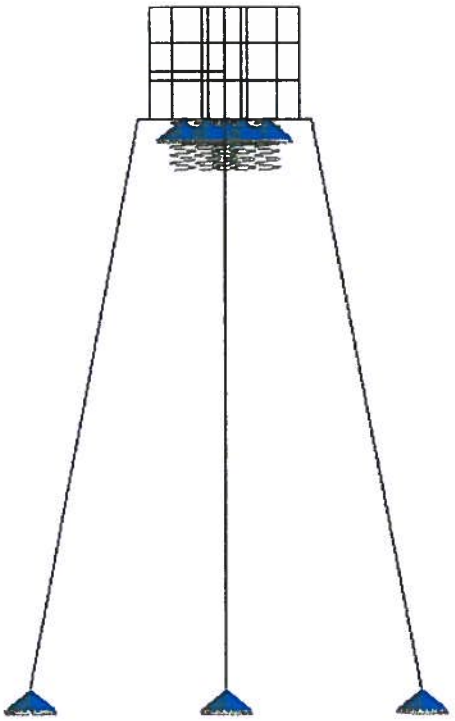


Figura 45. *Esquema de restricciones en Ramseries.*

10.4. Cálculo

Para lanzar el cálculo y que el programa itere por medio de los elementos finitos, debemos generarle una malla, dividiendo la estructura en millones de nodos para el programa analice que pasa a cada uno de ellos.

La malla que he generado ha sido la siguiente:

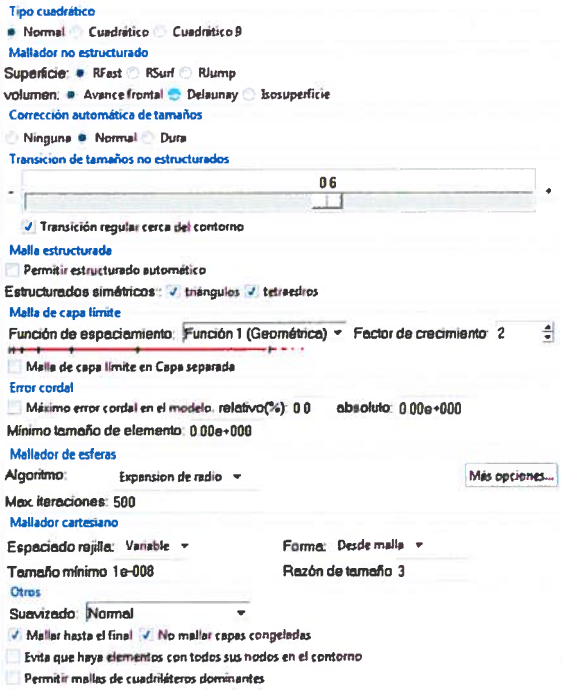


Figura 46. *Estructura mallada.*

Obteniendo el siguiente resultado:

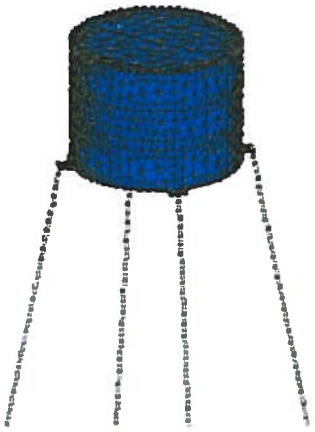


Figura 47. Estructura mallada.

10.5. Extracción de resultados

Después de que el programa haya procesado todos los datos, podemos pasar al postprocesador para la observación y análisis de los resultados.

10.5.1. Comprobación de la tensión de Von Mises

A continuación se muestra el diagrama de tensiones Von Mises.

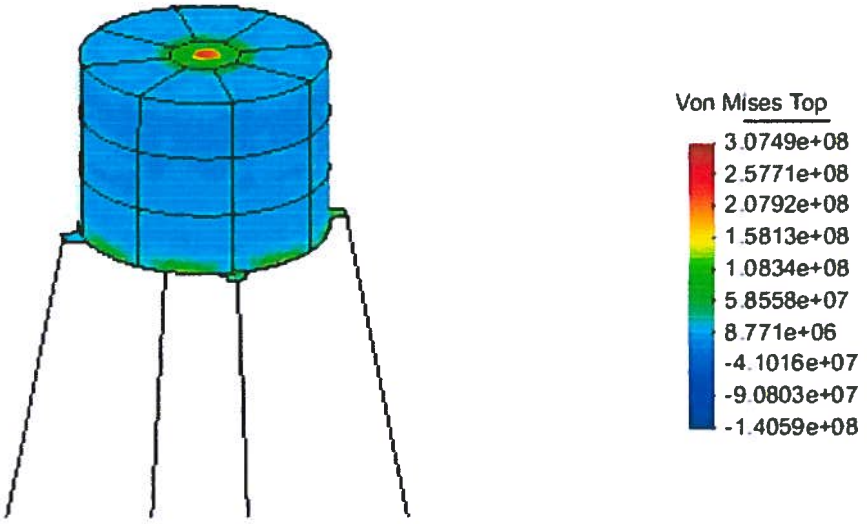


Figura 48. *Tensiones Von Mises (Pa).*

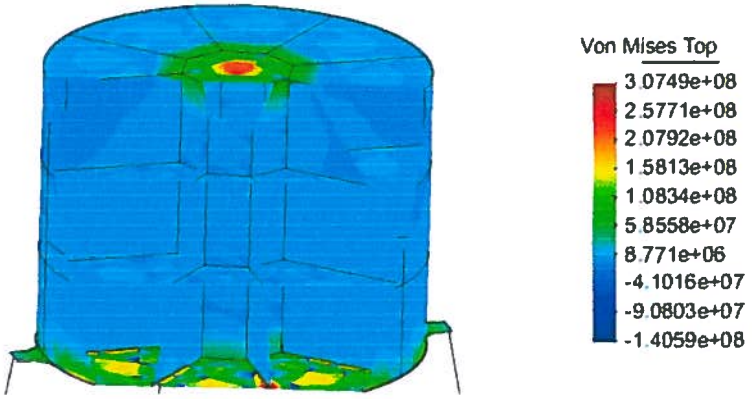


Figura 49. *Sección de las Tensiones Von Mises (Pa).*

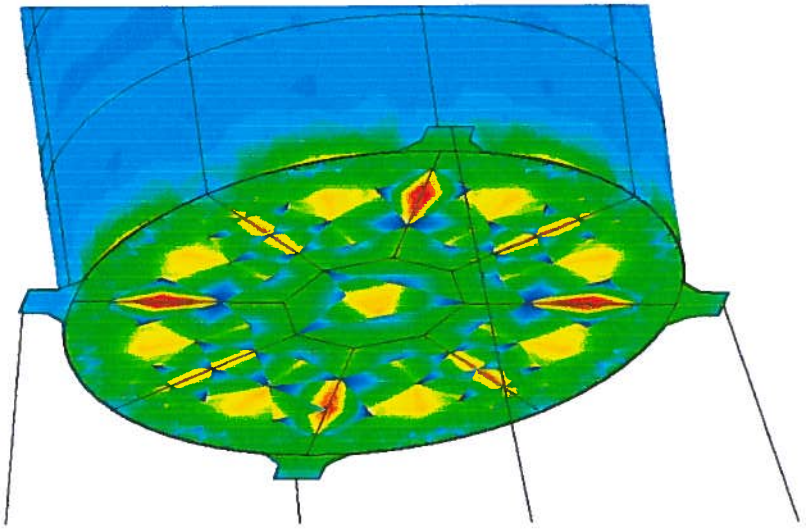


Figura 50. *Tensiones Von Mises inferiores.*

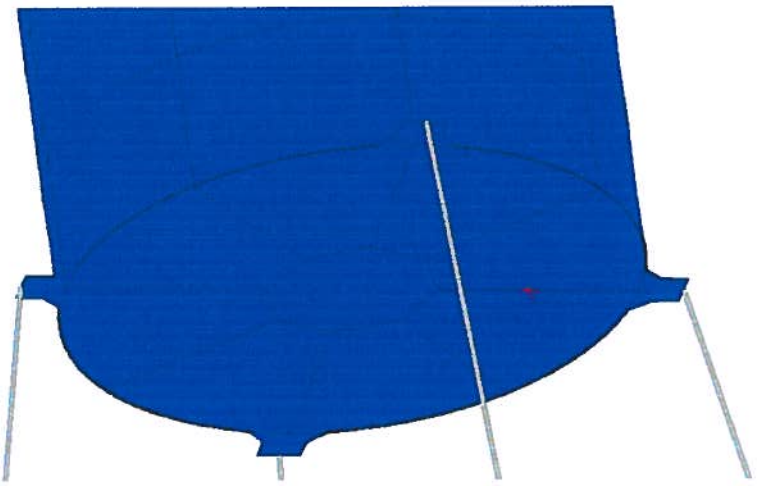


Figura 51. *Punto de máxima tensión Von Mises.*

A través del diagrama de Von Mises podemos observar cuales serán las tensiones que se generarán en la estructura, cuál será su valor máximo y el punto en el que se concentrarán esas tensiones.

En este análisis vemos como la tensión máxima que se generará es de 307 Mpa, comparándola con el límite elástico del acero S355G7 que es de 320 Mpa, se observa que la estructura aguantará las tensiones producidas, comprobando que los rigidizadores de la estructura reciben una tensión mucho más pequeña que el límite del acero.

10.5.2. Comprobación de esfuerzos axiles sobre la estructura.

A continuación se muestran los esfuerzos axiles sobre la estructura, obteniendo un valor máximo de $2{,}2 \cdot e^{6}\ N/m$.

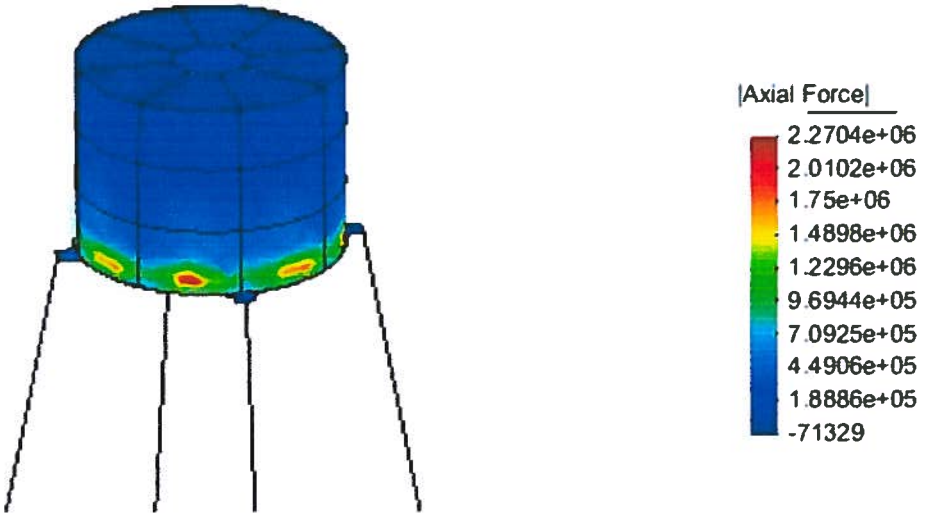


Figura 52. *Esfuerzos axiles (N/m) sobre la estructura.*

10.5.3. Comprobación de esfuerzos axiles sobre los tirantes.

A continuación se muestra el diagrama de esfuerzos axiles sobre los tirantes.

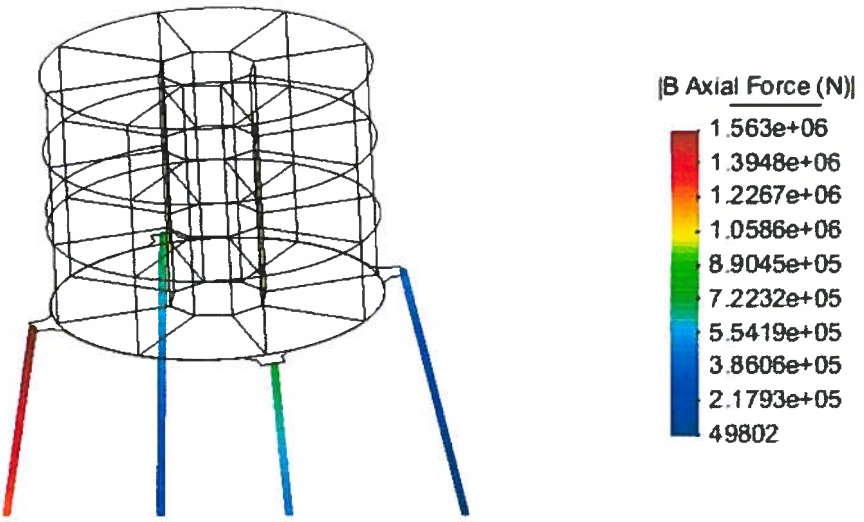
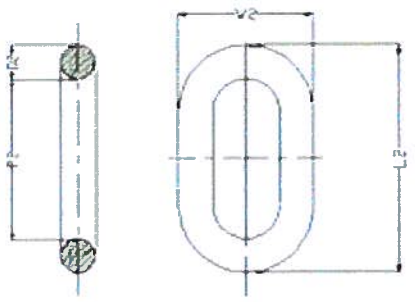


Figura 53. *Esfuerzos axiles (N) sobre los tensores.*

Observando este diagrama podemos ver que siempre habrá un tirante que recibe muchas más exigencias que el resto, viendo una tensión sobre él de 1563 KN.

Por ello vamos a seleccionar para el montaje de los tirantes una cadena de Ø 50, que aguanta un esfuerzo de 2740 KN, de longitud 153 metros.

Grade R4



D2 = 1.2Dc = 60 mm
L2 = 6.75Dc = 337,5 mm
P2 = 4.35Dc = 217,5 mm
W2 = 4Dc = 200 mm

Chain Diameter (Dc) mm	Grade R4		
	Proof Load		Break Load
	Stud Link Chain kN	Studless Chain kN	kN
50	2160	1920	2740

Figura 54. *Tabla de propiedades de la cadena.*

10.5.4. Reacciones de los anclajes.

En los anclajes al fondo marino, vemos que el tirante que recibe los mayores esfuerzos, transmitirá una mayor reacción a su anclaje.

Figura 55. *Vectores de las Reacciones.*

10.5.5. Desplazamientos.

A continuación se muestran los diagramas de desplazamientos que se producirá sobre la estructura.

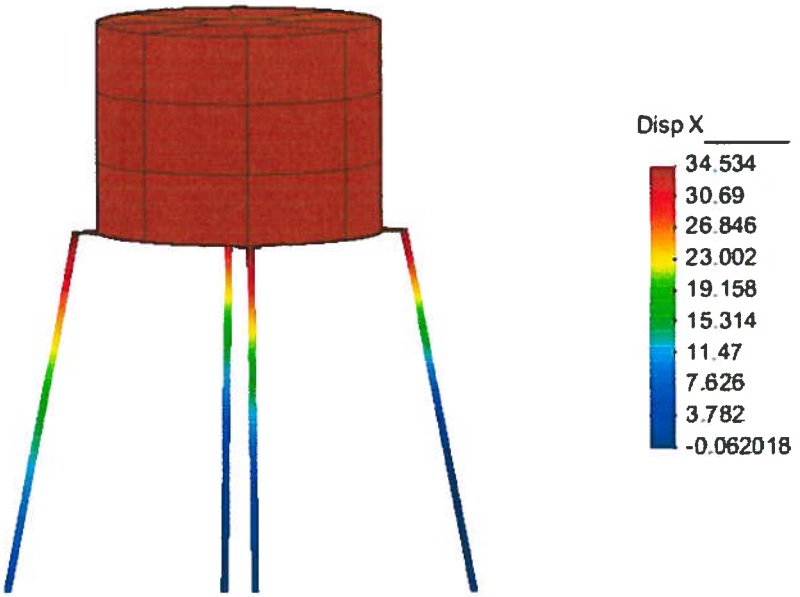


Figura 56. *Desplazamientos (m) en X.*

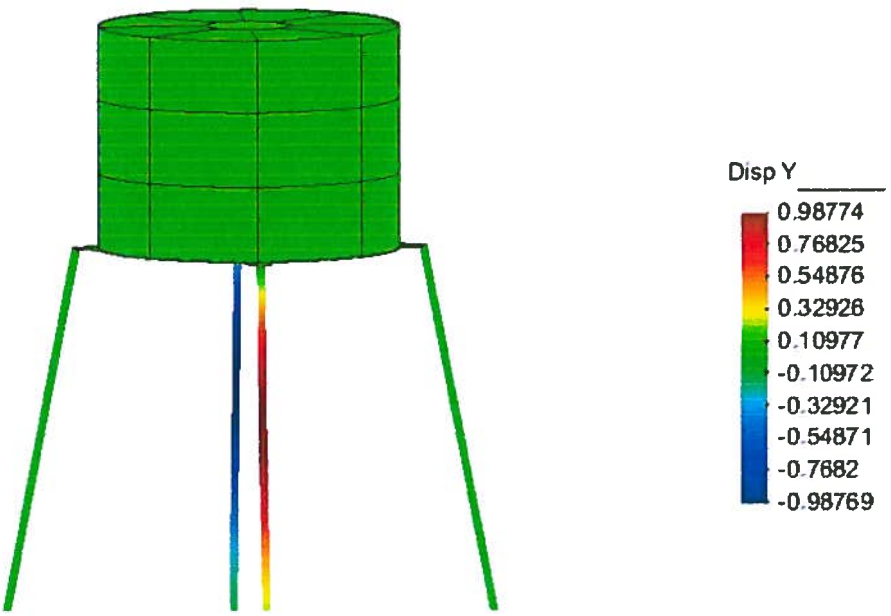


Figura 57. Desplazamientos *(m)* en Y.

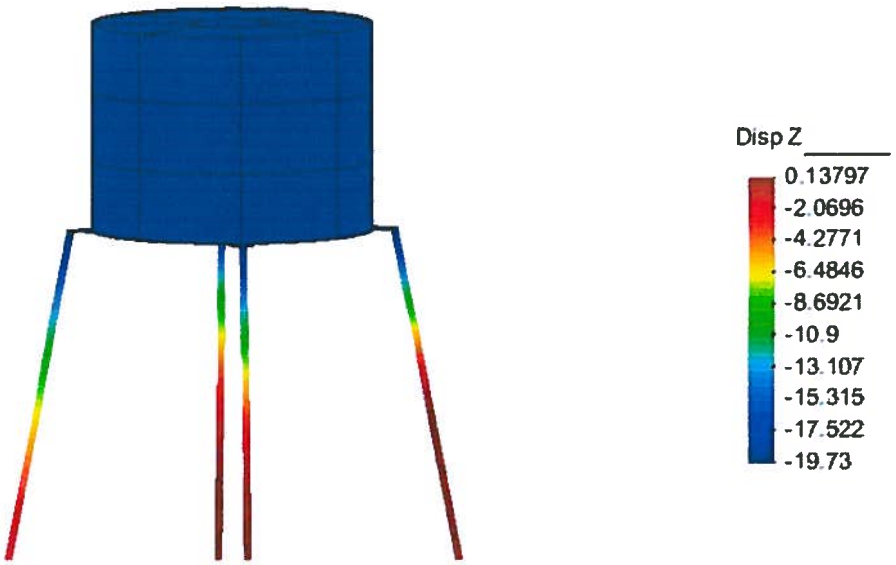


Figura 58. *Desplazamientos (m) en Z.*

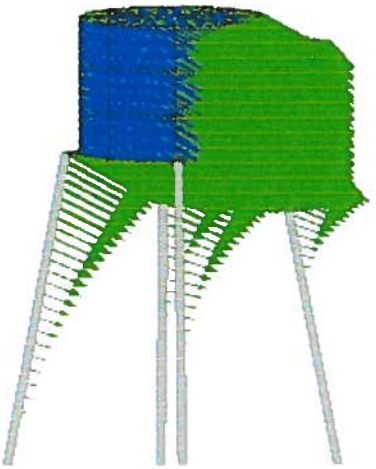


Figura 60. *Transición.*

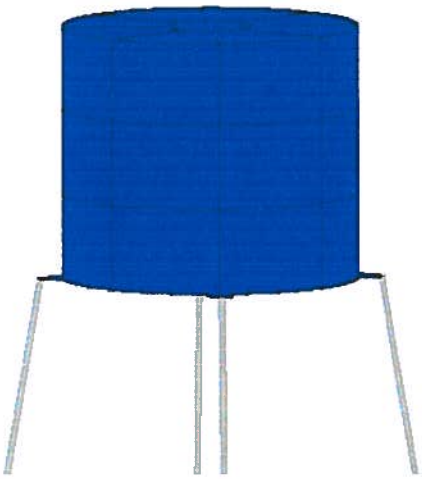


Figura 59. *Estado inicial.*

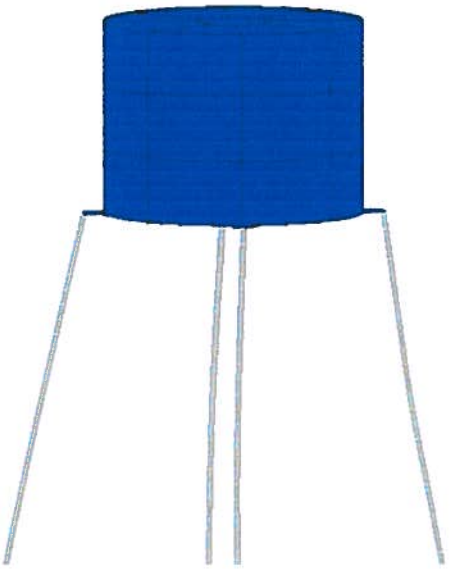


Figura 61. *Estado final.*

Observando cada uno de los diagramas de desplazamientos, vemos como la mayoría de ellos se ejercerán en la dirección de acción del oleaje, en este caso la estructura se desplazará en X 34,5 metros, y en cambio en Y y en Z, 0,9 y 0,1 respectivamente, ínfimos comparados con los de la dirección X.

10.6. Pre-análisis

Antes de encontrar el espesor de chapa que aguanta la tensión generada sobre la estructura he ido realizando el mismo proceso de cálculo con espesores de chapa inferiores, descartándolos por el resultado obtenido.

Los cuales muestro a continuación dando su resultado.

10.6.1. Tensión de Von Mises con chapa de 50 mm de espesor.

A continuación se muestra el diagrama de tensiones Von Mises.

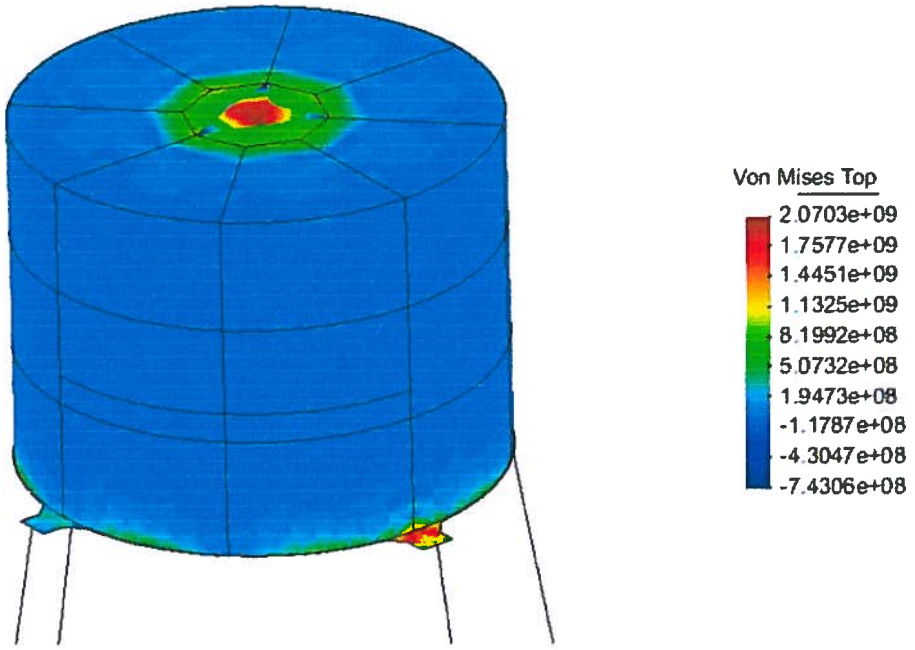


Figura 62. *Tensión Von Mises con espesor de 50 mm.*

Con espesor de chapa de 50 mm vemos que la tensión que sufre la estructura es muy superior al límite elástico del material.

Con un valor de 2070 Mpa.

10.6.2. Tensión de Von Mises con chapas de 100 mm de espesor.

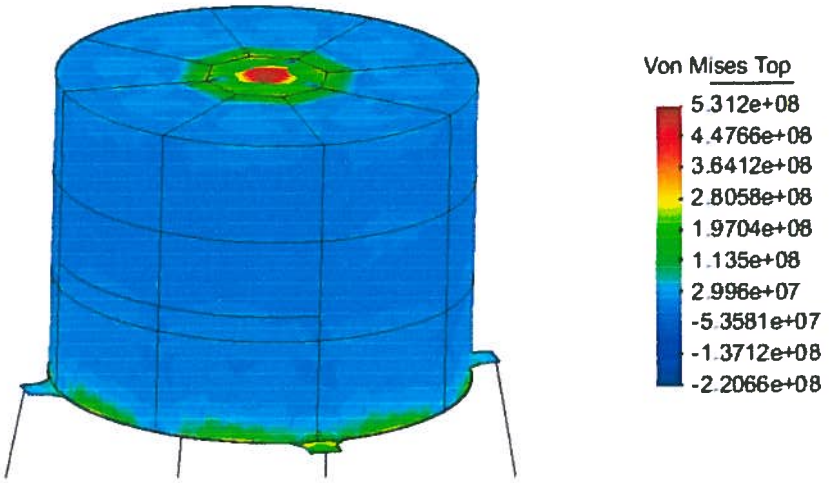


Figura 63. *Tensión Von Mises con espesor de 100 mm.*

En este caso vemos que las tensiones producidas a la estructura son de 532 MPa, todavía un valor muy superior al límite elástico del material.

CAPÍTULO 11: COSTES DE LA ENERGÍA EÓLICA

Un proyecto *offshore* requiere una alta inversión inicial, debido a las estructuras necesarias de apoyo de la turbina y la conexión a la red. Por ello los grandes proyectos de multi-megavatio son más rentables.

La estructura de costes de instalación eólica *offshore* es:

- Coste de cimentación: El coste por cimentaciones por gravedad es bastante elevado, en parte por la gran cantidad de material necesario para su construcción y otra parte por los costes de transporte hasta el emplazamiento definitivo. Esta ha sido la razón por la que actualmente se ha declinado la balanza hacia las construcciones monopilote, ya que la reducción de peso es considerable, aunque mirando hacia proyectos posteriores, se están desarrollando estructuras flotantes que aun reducirían más estos costes.
- Coste de la conexión eléctrica: Las conexiones eléctricas dentro del parque eólico suelen realizarse alrededor de los 11 KW, mientras que la conexión de salida se realiza dependiendo de la potencia total del parque eólico. La conexión con la red de distribución es muy probable que los cables estén enterrados en el fondo marino, sin embargo los cables de conexión entre aerogeneradores pueden estar al aire, pudiendo originar accidentes en actividades pesqueras. Por este motivo se hace imprescindible enterrar estos cables debiendo asumir también los costes adicionales derivados.
- Coste de la turbina: El coste incluiría el del aerogenerador más los equipos auxiliares para su funcionamiento.

- Costes de planificación: En la planificación se incluiría la medición del recurso eólico, el estudio de Impacto Ambiental y el análisis de rentabilidad del parque.
- Costes Varios: la que estaría constituida por los costes financieros, seguros y las actividades de operación y mantenimiento durante la construcción del parque.
- Comparando los costes de una instalación en tierra con una en alta mar los valores son:

	En tierra (%)	En alta mar (%)
Cimentaciones	5.5	16
Turbinas	71	51
Conexión interior de la red eléctrica	6.5	7
Conexión a la red de distribución	7.5	18
Ingeniería y administración	2.5	4
Varios	7	4
Total	100	100

Figura 64. *Tabla de porcentajes costes.*

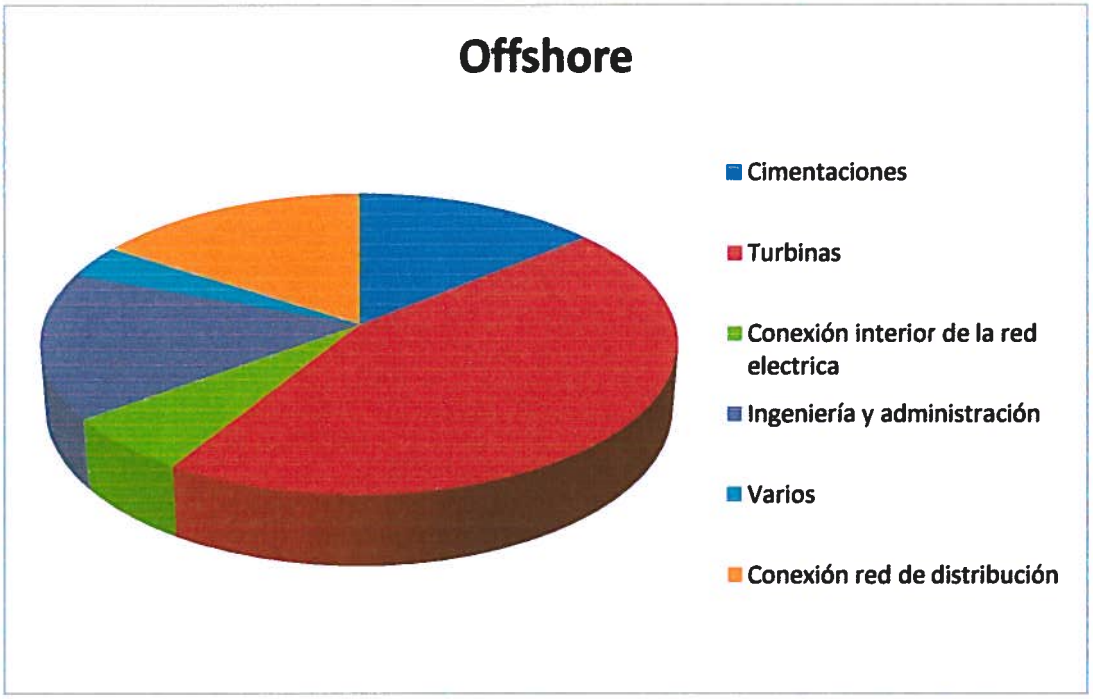


Figura 65. Porcentajes *costes de la energía eólica offshore.*

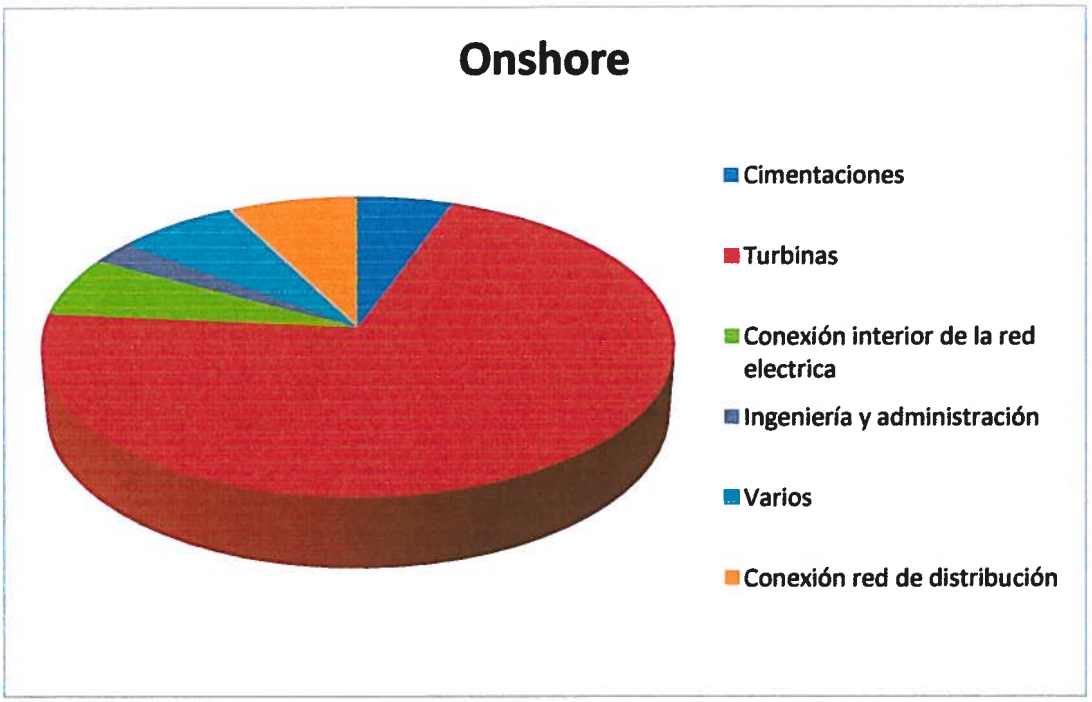


Figura 66. Porcentajes *costes de la energía eólica onshore.*

CAPÍTULO 12: CONCLUSIONES

Con el cálculo de las acciones del oleaje y del viento, hemos cumplido el primer objetivo, dándonos cuenta de lo importante que es determinar el lugar de ubicación de la estructura, y tener valores fiables de las condiciones meteorología de la zona, datos de los que podamos sustraer las condiciones más desfavorables para aplicar estas cargas sobre la estructura.

Para ello he diseñado unas hojas de cálculo en las que he introducido toda la formulación para el cálculo de las fuerzas del oleaje y el viento detallada en el proyecto, y mediante la sustitución de los distintos parámetros poder calcular el valor de las fuerzas, hojas de cálculo que adjunto en el *Anexo C*

Otro objetivo ha sido el diseño de un procedimiento de cálculo para analizar la estructura *offshore* sometida a las acciones del oleaje y del viento utilizando el programa de elementos finitos *Ramseries*.

Con dicho procedimiento se han conseguido los siguientes hechos:

- Modelar las cargas debidas al oleaje y viento.
- Aplicar las cargas debidas a un modelo en 3D de la estructura *offshore*.
- Realizar un análisis de la estructura, y observar su comportamiento.

Además aplicando este procedimiento sobre una estructura *offshore* flotante, he podido determinar las características que debería tener para aguantar las condiciones meteorológicas adversas a las que se verá sometida.

Recopilando toda la información aportada por los cálculos en cada uno de los diagramas de respuesta a las cargas aplicadas, la estructura queda configurada por chapas de 150 mm de espesor y anclada al lecho marino por cuatro cadenas de diámetro 50.

CAPÍTULO 13: BIBLIOGRAFÍA

Beltrán, F. y cerrolaza, M. (1989). Análisis dinámico de Estructuras Sometidas a Cargas no Lineales.

Cano Pina, Antonio Creus Sole (2008). Energias Renovables.

Progensa, Paul Gipe(2000). Energia Eólica Practica.

Mundi Prensa, Jose Mª Escudero Lopez (2004). Manual de Energia Eólica.

Rueda, Adrada, T. Amador, J.Amarís (2003) Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica.

Ceac, Villarrubia (2004), Manual Energía Eólica.

Ciemat, F.Zubiaur, R. Martín, F.Arias, F. Tizón, J.M. Esteban (2003). Principios de la energía eólica.

Extremos Máximos de Oleaje, Boya cabo de palos. Banco de Datos Oceanográficos de Puertos del Estado, Ministerio de Fomento.

http://www.puertos.es/

RamSeriesTutorialES

http://www.compassis.com/

Instituto para la diversificación y ahorro de la energia.

http://www.IDAE.es /

Enercon energia para el mundo

http://www.enercon.de/

Google EARTH 6

http://www.earth.google.es/

Wind sea next generetion floating wind farm

http://www.windsea.com/

GWEC Global Wind Energy Council.

http://www.gwec.net/

DWIA Danish Wind Industry Association

http://www.windpower.org/

ÍNDICE ANEXOS

ANEXO A: Datos meteorológicos

ANEXO B: Planos

ANEXO C: Cálculo de cargas

ANEXO D: Normativa aceros para estructuras marinas fijas

ANEXO E: Elementos comerciales

ANEXO F: Anteproyecto

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 01. Plataforma Cognat ---------- 12
Figura 02. Torre arriostrada ---------- 12
Figura 03. Plataforma Semi-sumergible ---------- 13
Figura 04. Parque eólico Vindeby ---------- 13
Figura 05. Parque eólico Utgrunden ---------- 14
Figura 06. Parque eólico Middelgrunden ---------- 14
Figura 07. Parque eólico Horns Rev ---------- 15
Figura 08. Parque eólico Thanet ---------- 15
Figura 09. Reparto por países de la potencia eólica *offshore* en el 2005 ------ 16
Figura 10. Reparto por países de la potencia eólica *offshore* en el 2008------- 16
Figura 11. Reparto por países de la potencia eólica *offshore* en el 2010 -------17
Figura 12. Previsión incremento energía eólica instalada en el mar ---------- 17
Figura 13. Estudio estratégico ambiental del litoral Español ---------- 18
Figura 14. Cimentación por gravedad ---------- 20
Figura 15. Estructura monopilote ----------20
Figura 16. Estructura jacket ---------- 21
Figura 17. Estructura trípode ---------- 21
Figura 18. Clasificación estructuras flotantes ---------- 22
Figura 19. Plataforma flotante Hiwind ---------- 23
Figura 20. Plataforma flotante Blue H ---------- 24
Figura 21. Plataforma flotante Windfloat ---------- 25
Figura 22. Caracterización de la ola ---------- 27
Figura 23. Diagrama de flujo ---------- 35
Figura 24. Boya de recogida de datos ---------- 38
Figura 25. Red de boyas de Puertos del Estado ----------38
Figura 26. Lugar de ubicación ---------- 38
Figura 27. Zonificación ambiental marina española ---------- 38
Figura 28. Tabla de datos máximos de la boya de Cabo de Palos ---------- 39
Figura 29. Tabla de datos del Aerogenerador ---------- 41

Figura 30. Aerogenerador E-112 ---------- 41
Figura 31. Imagen en 3D de la estructura ---------- 42
Figura 32. Dimensiones generales ---------- 43
Figura 33. Dimensiones de la estructura *offshore* ---------- 44
Figura 34. Tabla de características del material ---------- 45
Figura 35. Tabla de coeficientes de resistencia---------- 47
Figura 36. Estructura en sólidos---------- 50
Figura 37. Estructura en superficies---------- 51
Figura 38. Estructura en superficies seccionada ---------- 51
Figura 39. Estructura en *Ramseries* ---------- 51
Figura 40. Modelo ---------- 52
Figura 41. Tabla de fuerzas ---------- 53
Figura 42. Esquema de fuerzas ---------- 53
Figura 43. Esquema de cargas ---------- 55
Figura 44. Esquema de cargas en *Ramseries* ---------- 55
Figura 45. Esquema de restricciones en *Ramseries* ---------- 56
Figura 46. Estructura malla ---------- 57
Figura 47. Estructura mallada ---------- 57
Figura 48. Tensión Von Mises (Pa) ---------- 58
Figura 49. Sección tensión Von Mises (Pa) ---------- 58
Figura 50. Tensión Von Mises inferiores ----------59
Figura 51. Punto de máxima tensión Von Mises ---------- 59
Figura 52. Esfuerzo Axial (N/m) sobre la estructura ---------- 60
Figura 53. Esfuerzo Axial(N) sobre los tensores ---------- 60
Figura 54. Tabla de propiedades de la cadena ---------- 61
Figura 55. Vector de las reacciones ---------- 62
Figura 56. Desplazamientos (m) en X ---------- 62
Figura 57. Desplazamientos (m) en Y ---------- 63
Figura 58. Desplazamientos (m) en Z ---------- 63
Figura 59. Estado Inicial ---------- 64
Figura 60. Transición ---------- 64
Figura 61. Estado Final ---------- 64
Figura 62. Tensión Von Mises con espesor de 50 mm (Pa) ---------- 65
Figura 63. Tensión Von Mises con espesor de 100 mm (Pa) ---------- 66
Figura 64. Tabla de porcentajes de costes---------- 68

Figura 65. Porcentaje costes de la energía eólica *offshore* ---------- 68
Figura 66. Porcentaje costes de la energía eólica *onshore* ---------- 69