



UNIVERSIDADE DA CORUÑA

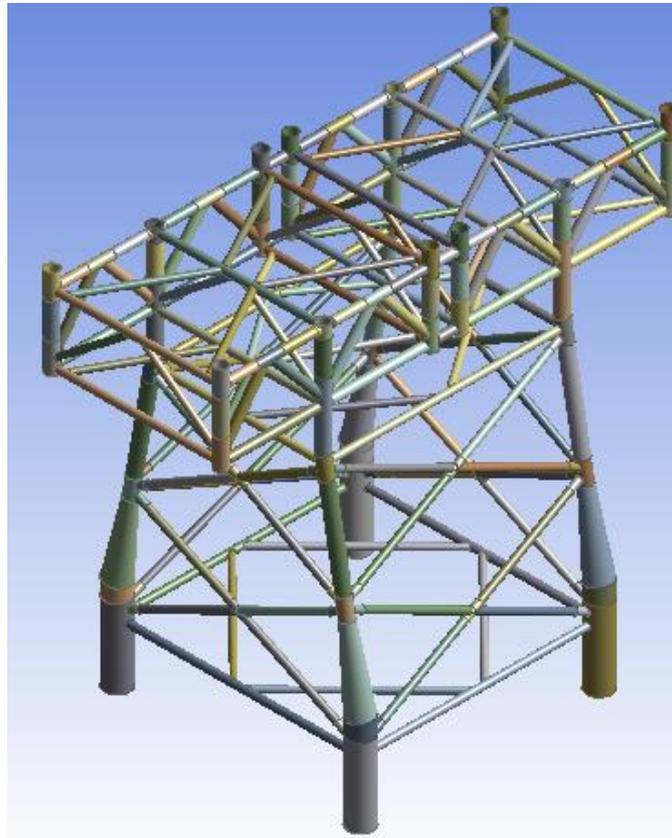
Optimización de uniones metálicas en estructuras para aerogeneradores offshore

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Autor: Jesús Godín Boado

Tutor: Fernando Lago Rodríguez

Fecha: Abril 2016





Contenido

Tablas	6
Motivación y objetivo.....	7
1. Estado del arte.	8
1.1. Las energías convencionales. Presente y futuro.	8
1.2. Las energías renovables.	9
1.3. La energía eólica.....	10
1.4. Aerogeneradores.-Generalidades	14
1.5. Aerogeneradores.- Instalación Offshore.....	19
1.6. ¿Por qué una jacket?.....	28
2. Acero, características mecánicas y análisis de fatiga	29
2.1. Introducción.	29
2.2. Propiedades mecánicas del acero	30
2.3. Fatiga de materiales	38
2.3.1. Alto número de ciclos (estado tensional).....	41
2.3.2. Bajo número de ciclos ($< 10^3$). Método de las deformaciones.	42
2.3.3. Fatiga térmica.....	43
2.3.4. Análisis de fatiga debida a tensiones repetitivas, cíclicas o alternantes.	43
2.3.5. Análisis de la fatiga debida a tensiones fluctuantes.	45
2.3.6. Análisis de la fatiga debida a ciclos de tensión no constante.	47
2.4. ¿Por qué fatiga?	50
3. Características del estudio	51
3.1. Localización geográfica	51
3.2. Histograma	56
3.3. Espectro de olas	58
3.3.1. Métodos de obtención de espectros	60
3.3.2. Concepto de banda ancha y banda estrecha	61
3.3.3. Teorías matemáticas del cálculo de espectros.....	63
3.4. Aplicación del espectro de JOSWAP.....	69
3.5. Diseño del modelo	72
3.6. Cargas y condiciones de contorno	81
3.6.1. Cargas por viento	82
3.6.2. Cargas hidrostáticas	82



3.6.3.	Ecuación de Morrison.....	83
3.6.4.	Impacto sobre los elementos	90
3.6.5.	Sustentación y desprendimiento de vórtices.....	90
3.6.6.	Cargas gravitacionales.....	91
3.6.7.	Condiciones de contorno	92
3.7.	Coste de nodos.....	93
4.	Método simplificado de análisis de fatiga.....	94
4.1.	Parámetros utilizados en el cálculo.....	97
5.	Resultados y conclusiones.....	99
5.1.	Nodo original.....	100
5.2.	Nodo A.....	105
5.3.	Nodo B.....	106
5.4.	Nodo C.....	108
5.5.	Nodo D.....	109
6.	Conclusiones y trabajo futuro	111
	BIBLIOGRAFÍA.....	112



Tabla de Ilustraciones

Ilustración 1 Evolución anual energía eólica.....	10
Ilustración 2 Croquis funcionamiento aerogenerador.....	11
Ilustración 3 Parques eólicos en las costas europeas.....	12
Ilustración 4 Evolución anual de la capacidad eólica por países.....	13
Ilustración 5 Posibles zonas de instalación de parques eólicos en la costa española.....	13
Ilustración 6 Esquema de una turbina eólica.....	14
Ilustración 7 Relación potencia/área de barrido de las palas.....	15
Ilustración 8 Prototipo Vortex Bladeless.....	19
Ilustración 9 Coste estructura aerogenerador.....	20
Ilustración 10 Evolución estimada de las unidades según profundidad.....	20
Ilustración 11 Unidades en aguas poco profundas.....	21
Ilustración 12 Proyecto Borkum Riffgrund 1.....	22
Ilustración 13 Tipos de unidades en aguas de transición.....	22
Ilustración 14 Tipos de unidades en aguas profundas.....	23
Ilustración 15 Diseños de unidades tipo SPAR.....	24
Ilustración 16 Unidades tipo TLP.....	25
Ilustración 17 Sistemas de amarre y fondeo.....	27
Ilustración 18 Ejemplo ancla vertical.....	28
Ilustración 19. Gráfico tensión-deformación1.....	32
Ilustración 20 Gráfico tensión-deformación 2.....	35
Ilustración 21 Gráfico fractura.....	36
Ilustración 22 Gráfico soldabilidad.....	37
Ilustración 23 Gráfico grieta.....	40
Ilustración 24 Representación grieta.....	40
Ilustración 25 Curvas de fatiga.....	41
Ilustración 26 Deformación direccional.....	43
Ilustración 27 Tipos de ciclos.....	44
Ilustración 28 Máquina de probeta rotatoria de Moore.....	44
Ilustración 29 Tensión fluctuante 1.....	45
Ilustración 30 Tensión fluctuante 2.....	46
Ilustración 31 Tensión fluctuante 3.....	46
Ilustración 32 Zona segura-Zona de fallo.....	47
Ilustración 33 Secuencia de carga.....	48
Ilustración 34 Ciclograma de tensión.....	48
Ilustración 35 Computo de ciclos.....	48
Ilustración 36 Espectro de carrera de tensión.....	49
Ilustración 37 Expresión logarítmica S-N.....	49
Ilustración 38 Windfarm Offshore Database.....	52
Ilustración 39 Puntos de recogida de datos.....	52
Ilustración 40 Bahía de Saint-Brieuc.....	53



Ilustración 41 Diseño AD8-180.....	54
Ilustración 42 Área de ocupación.....	55
Ilustración 43 Puntos de recogida de datos.....	55
Ilustración 44 Foto boya oceanográfica.....	56
Ilustración 45 Ejemplo de toma de datos de boyas.....	56
Ilustración 46 Base de datos Ministerio.....	57
Ilustración 47 Representación espectros.....	61
Ilustración 48 Representación gráfica del ancho de banda.....	62
Ilustración 49 Representación Fetch.....	62
Ilustración 50 Ejemplo espectro P-M.....	64
Ilustración 51 Ejemplo Bretscheider para ola de 4 metros.....	65
Ilustración 52 JONSWAP.....	69
Ilustración 53 Espectro resultante.....	72
Ilustración 54 Ejemplos jacket.....	73
Ilustración 55 Configuración jacket 1.....	73
Ilustración 56 Configuración jacket 2.....	74
Ilustración 57 Configuración jacket 3.....	74
Ilustración 58 Configuración de jacket 4.....	74
Ilustración 59 Configuración jacket 5.....	75
Ilustración 60 Configuración jacket 6.....	75
Ilustración 61 Vistas croquis 3D.....	76
Ilustración 62 Isométrica croquis 3D.....	76
Ilustración 63 Ejemplo de diseño de perfil.....	77
Ilustración 64 Modelo 3D.....	77
Ilustración 65 Vistas en perspectiva del modelo.....	78
Ilustración 66 Ejemplo intersección de tubos.....	78
Ilustración 67 Modelo importado a ANSYS Design Modeler.....	79
Ilustración 68 Parte superior del modelo.....	80
Ilustración 69 Modelo resultante.....	81
Ilustración 70 Cargas en ANSYS.....	83
Ilustración 71 Valores coeficientes de fricción.....	84
Ilustración 72 Valores coeficientes de inercia.....	85
Ilustración 73 Gráfico UEG.....	86
Ilustración 74 Gráfico Chakrabarti.....	86
Ilustración 75 Gráfico Wilson.....	87
Ilustración 76 Coeficiente de sustentación en función de Reynolds.....	91
Ilustración 77 Foto módulo superior.....	92
Ilustración 78 Condiciones de contorno.....	93
Ilustración 79 Distribución Weibull.....	95
Ilustración 80 Factores de forma para distintos buques.....	96
Ilustración 81 Curvas S-N.....	99



Ilustración 82 Imagen nodo jacket	101
Ilustración 83 Ejemplo condición 1	101
Ilustración 84 Perspectiva nodo original.....	102
Ilustración 85 Variación del daño con el espesor.....	104
Ilustración 86 Variación del daño con la separación.....	104
Ilustración 87 Condición 1 nodo A	105
Ilustración 88 Perspectiva nodo A.....	105
Ilustración 89 Condición 2 nodo B	106
Ilustración 90 Perspectiva nodo B.....	107
Ilustración 91 Condición 1 nodo C	108
Ilustración 92 Perspectiva nodo C.....	108
Ilustración 93 Condición 1 nodo D	109
Ilustración 94 Perspectiva nodo D	110



Tablas

Tabla 1 Histograma1	58
Tabla 2 Parámetros Bretschneider	65
Tabla 3 Parámetros expresión unificada.....	67
Tabla 4 Histograma 2.....	70
Tabla 5 Parámetros cálculo espectro	71
Tabla 6 Resultados espectro	72
Tabla 7 Cálculo a tracción1.....	80
Tabla 8 Cálculo a tracción 2.....	80
Tabla 9 Fuerzas producidas por la acción del viento	82
Tabla 10 Desplazamiento estructura	83
Tabla 11 Resultados Morrison (fuerzas)	88
Tabla 12 Resultados Morrison (momentos).....	89
Tabla 13 Costes nudos.....	93
Tabla 14 Valores de gamma	96
Tabla 15 Valores V0.....	98
Tabla 16 Curvas S-N.....	98
Tabla 17 Características nodo inicial	100
Tabla 18 Parámetros estudio nodo inicial.....	103
Tabla 19 Resultados nodo inicial.....	103
Tabla 20 Características nodo A.....	106
Tabla 21 Características estudio nodo A.....	106
Tabla 22 Resultados Nodo A	106
Tabla 23 Características Nodo B.....	107
Tabla 24 Características estudio Nodo B.....	107
Tabla 25 Resultados Nodo B.....	107
Tabla 26 Características Nodo C.....	108
Tabla 27 Características estudio Nodo C.....	109
Tabla 28 Resultados Nodo C.....	109
Tabla 29 Características Nodo D	110
Tabla 30 Características de estudio Nodo D	110
Tabla 31 Resultados Nodo D	110
Tabla 32 Resumen de resultados	111
Tabla 33 Nodo escogido	111



Motivación y objetivo

Hoy en día, existe un afán de diversificación en los astilleros europeos debido principalmente a la situación de la industria naval, la reducción de capacidad competidora debida a los modelos de construcción asiáticos y la crisis global iniciada en 2008. Si a esta situación, se le suma la incesante necesidad de energía y el interés de invertir en energías renovables, aparecen proyectos de innovación con el fin de aprovechar la energía del océano. Los dos tipos principales de energía limpia offshore son la mareomotriz y la eólica. El caso de la mareomotriz es una tecnología en un estado muy temprano de desarrollo ya que se carece de la experiencia necesaria. En el caso de la energía eólica, la tecnología básica es conocida debido a la experiencia obtenida mediante la instalación de aerogeneradores onshore. Es por ello, que a la hora de escoger un proyecto basado en la diversificación se optó por la eólica offshore.

En el primer apartado de la memoria se resume el estado del arte de la energía eólica offshore así como los diferentes tipos de estructuras utilizadas en dicho campo que se pueden dividir de manera muy básica en estructuras flotantes y estructuras fijas o ancladas. En las fechas de realización del presente trabajo, se inició un proyecto de eólica offshore para una empresa nacional líder en su sector, consistente en la fabricación de varias estructuras tipo jacket. Éste hecho junto con la falta de estudios o datos en cuanto a este tipo de estructuras (en comparación con buques) motivó la elección de una jacket como modelo a estudiar.

Una vez escogido el tipo de estructura se buscó un tema en el ámbito de las estructuras sobre el cual no hubiese mucha documentación debido a la falta de datos históricos. Si a esto le sumamos el interés personal en el campo de la fatiga de estructuras, ya tenemos un tema de estudio interesante y poco estudiado ya que son muy pocas (si no ninguna) las jacket que hayan fallado a fatiga a día de hoy.

A razón de lo visto anteriormente, se centra el objetivo de estudio en una optimización de estructuras desde el punto de vista de la fatiga. Para ello, se realizarán cuatro diseños distintos de los nudos (zona de concentración de tensiones) con el fin de encontrar una solución que soporte más años de vida útil que el diseño original al menor coste posible.



1. Estado del arte.

1.1. Las energías convencionales. Presente y futuro.

El mundo global de hoy en día se puede decir que descansa sobre dos pilares fundamentales: La tecnologías de la información y la energía; e incluso entre ellas dos, la energía es predominante, pues se trata del elemento posibilitador, precursor de todo lo demás. Sin energía no habría ordenadores, ni teléfonos móviles, ni fábricas, ni transportes a velocidad eficaz...

Y de entre todas las energías, el mundo está básicamente sustentado por las derivadas del petróleo. Automóviles, barcos, aviones e incluso la producción de energía eléctrica se basan fundamentalmente en los hidrocarburos.

Pero nadie puede dudar que el petróleo no sea un elemento finito. El cenit del petróleo ha sido anunciado varias veces desde voces más o menos apocalípticas, pero estudios realistas, como el publicado por Juanjo Sánchez Arreseigor¹, nos habla, no ya del problema del fin del petróleo, sino del primero que aparecerá cuando el mundo llegue a su capacidad máxima de extracción diaria. Mucho antes de que el petróleo comience a escasear, lo hará la capacidad de extracción máxima sostenida, y de satisfacer, por lo tanto, el flujo de la demanda mundial.

Estos estudios hablan de mediados del Siglo XXI, horizonte que se podría acercar en función de la velocidad de desarrollo socioeconómico del mundo. Todavía quedará mucho petróleo en el subsuelo, sí, pero comenzará a escasear y los precios se dispararán; de poco sirve tener aún bajo tierra grandes reservas de petróleo si estas no son capaces de abastecer la demanda.

Otro asunto de primerísima actualidad es el Calentamiento Global. El petróleo es una energía cómoda y suficientemente económica, que el mundo puede pagar. Pero los continuos vertidos de CO₂ a la atmósfera son ya insostenibles para la mayor parte de la opinión pública, la boina de contaminación que se asienta sobre las grandes ciudades es más que preocupante y genera problemas respiratorios en sus habitantes, el deshielo del Polo Norte, la subida del nivel de los mares y océanos, y las catástrofes climáticas hacen cada vez más conscientes a los políticos de la necesidad de cambiar el modelo energético en el que estamos.

En otro lado tenemos la energía nuclear. Sin embargo, accidentes como el de Fukushima han dejado claro que los habitantes del primer mundo no están dispuestos a correr riesgos escalofrantes con tal de pagar menos en su factura eléctrica. Casi ningún gobierno de un país civilizado osaría en estos tiempos proponer la instalación de una nueva central de fisión nuclear en su territorio, so pena de ser disparados al vacío por los electores en los

¹ Juanjo Sánchez Arreseigor "Realidad y leyendas sobre el petróleo y su posible agotamiento" Instituto Español de Estudios Estratégicos (DIEEEM26-2015) Disponible en: http://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_marco/2015/DIEEEM26-015_RealidadesPetroleo_J.Arreseigor.pdf



siguientes comicios. De nada sirve hablar de la magnífica seguridad de las centrales modernas ante un auditorio que sabe que hasta un iPhone 6 se estropea. La energía de fusión nuclear, por otra parte, podrá ser en el futuro una nueva fuente eficaz y casi inagotable de energía, pero su investigación se encuentra aún en niveles embrionarios y solo asumible, por su coste, por las grandes potencias.

1.2. Las energías renovables.

Se denominan así aquellas que proceden de fuentes naturales que son prácticamente inagotables. De entre ellas destacan la solar, la eólica, la geotérmica, la hidroeléctrica, la mareomotriz, la undimotriz (olamotriz), la biomasa y los biocarburantes. De entre ellas, todas menos las dos últimas tienen, además, la consideración de “verdes” por su escaso impacto medioambiental.

Como vimos brevemente en el apartado anterior, la explotación de las energías renovables no es ya solo una necesidad de cara a la prevención del cambio climático, si no que constituye una realidad derivada de la futura incapacidad del petróleo de satisfacer la demanda global de energía, combinada con el cada vez mayor rechazo a las derivadas de la fisión nuclear. Invertir en el desarrollo de energías renovables es ya una necesidad irreversible.

Dentro de estas energías, la eólica es una de las que mejor futuro tiene. Se basa en el aprovechamiento de la energía cinética generada por las corrientes de aire al hacer girar hélices cuyo eje se encuentra engranado a un generador eléctrico. Se trata de una energía de las denominadas como “verde”, que se puede considerar como forma no directa de la energía solar, pues en las diferencias en el calentamiento de las superficies terrestres y los gradientes de presión que se general, podemos encontrar el origen de las corrientes de aire que conocemos como viento. No solo es una energía limpia, también es barata de obtener y una de las que se encuentra actualmente en mayor expansión en todo el mundo. No faltan voces críticas que hablan del peligro que representan las palas para las aves, así como de la contaminación acústica y visual que representan los parques eólicos, pero su aumento queda claro en el siguiente gráfico².

² Fuente: Global Wind Energy Council. Disponible en GWEC.net

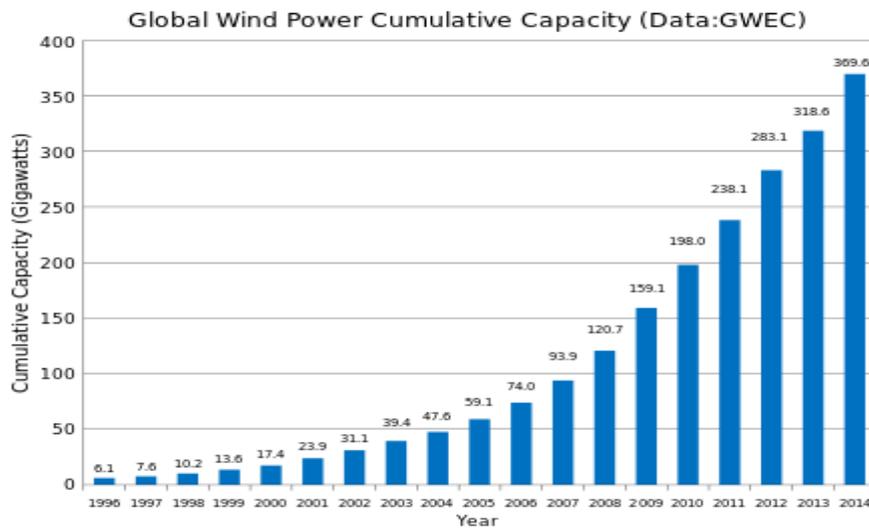


Ilustración 1 Evolución anual energía eólica.

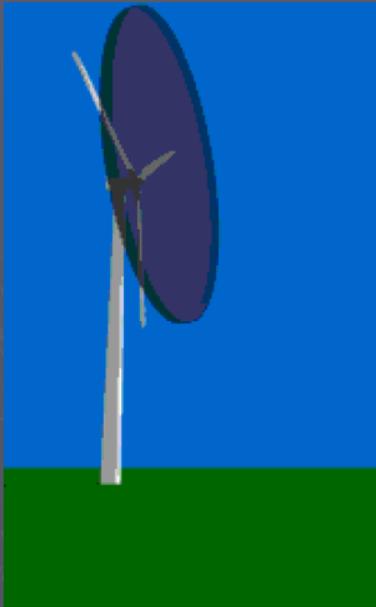
1.3. La energía eólica.

El aprovechamiento de la energía del viento, desde un punto de vista industrial, se logra mediante aerogeneradores dispuestos en parques eólicos. Estos suelen constar de una hélice, que recibe directamente movimiento por la acción del viento, y un rotor solidario al eje de dicha hélice que forma parte de un generador eléctrico. Se trata de una energía inagotable al proceder de un recurso renovable y que está disponible para cualquier país, pero es dependiente de las condiciones meteorológicas, lo que la convierte en una energía complementaria.

La potencia eólica que se puede obtener teóricamente es función de la densidad del aire, del área barrida por las palas y de la velocidad del viento, si bien según el Límite de Betz, el coeficiente de potencia máximo que se podría obtener sería solo un 59% del teórico³ que se nos muestra en la imagen inferior del siguiente gráfico:

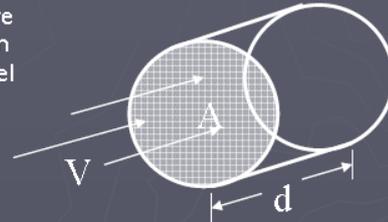
³ Disponible en http://www.uclm.es/profesorado/ajbarbero/FAA/EEOLICA_Febrero2012_G9.pdf

La potencia del viento nos da un primer límite para la potencia de un aerogenerador. Para calcularla, evaluamos la energía cinética (E_k) de la masa de aire (m) que atraviesa, por unidad de tiempo, la sección barrida por las palas (A).



$$\text{Potencia} = \text{Trabajo} / t = E_k / t = \frac{1}{2}mV^2 / t$$

Esquema del cilindro de aire que atraviesa el rotor en un tiempo t (disco violeta en el dibujo de la izquierda). El volumen es $\text{Vol} = A \cdot d$:



Como la masa de aire que atraviesa el área A en un tiempo t es $m = \rho A d$, y $d = Vt$ (donde V es la velocidad del viento), tenemos que:

$$\text{Potencia} = \frac{1}{2}(\rho A d)V^2/t = \frac{1}{2}\rho A V^2(d/t) = \frac{1}{2}\rho A V^3$$

$$\text{Potencia eólica} = \frac{1}{2}\rho A V^3$$

Ilustración 2 Croquis funcionamiento aerogenerador.

Su rentabilidad es aún discutible si no fuera por el marco de subvenciones a las renovables existente, si bien la evolución hacia generadores cada vez más potentes y las economías de escala podrían mejorar el balance económico a su favor. Por otro lado el rendimiento energético de los generadores es aún mejorable y el impacto eléctrico que los parques eólicos provocan sobre el sistema de potencia al cual inyectan generación tampoco es despreciable.

En particular, en los últimos años la energía eólica offshore ha ido cobrando importancia ya que presenta ventajas no desdeñables con respecto a la obtenida en parques convencionales, de una tecnología mucho más madura, si bien mantiene serias desventajas que obligan a continuar investigando. Podemos resumir las ventajas de la eólica marina con respecto a la sobre tierra en las siguientes:

- Disponibilidad de grandes superficies que permiten plantear proyectos de gran escala.
- La mayor parte de la humanidad vive cerca de la costa y se puede acercar la producción al consumidor.
- Mayor velocidad de viento que en el interior.
- Menor turbulencia, lo cual implica mayor efectividad de las turbinas y reducción de las cargas que han de soportar, que derivan en un ciclo de vida más largo.
- Menor impacto ambiental, paisajístico y sonoro. Si bien sí que existe otro impacto sobre aves y especies acuáticas.

Sin embargo, los parques eólicos offshore son aún muy costosos y la normativa internacional muy cambiante⁴. En la mayoría de los países el proceso de tramitación del expediente es muy largo y sujeto a posibles vetos por parte de muchas de las administraciones implicadas en el proceso de la decisión (unos 7 años en España).

La protección de los aerogeneradores contra la corrosión marina y los costes de instalación y mantenimiento son particularmente importantes a la hora de estudiar el precio del ciclo de vida de estos sistemas; además, son necesarias grandes extensiones de aguas poco profundas para plantearse parques rentables. Probablemente por eso, los países ribereños de los Mares del Norte, de Irlanda, Báltico y del Canal de la Mancha llevan la delantera y acumulan en la actualidad prácticamente el 91% de la potencia offshore instalada, como puede verse en el siguiente gráfico⁵ de situación de parques en la mar:

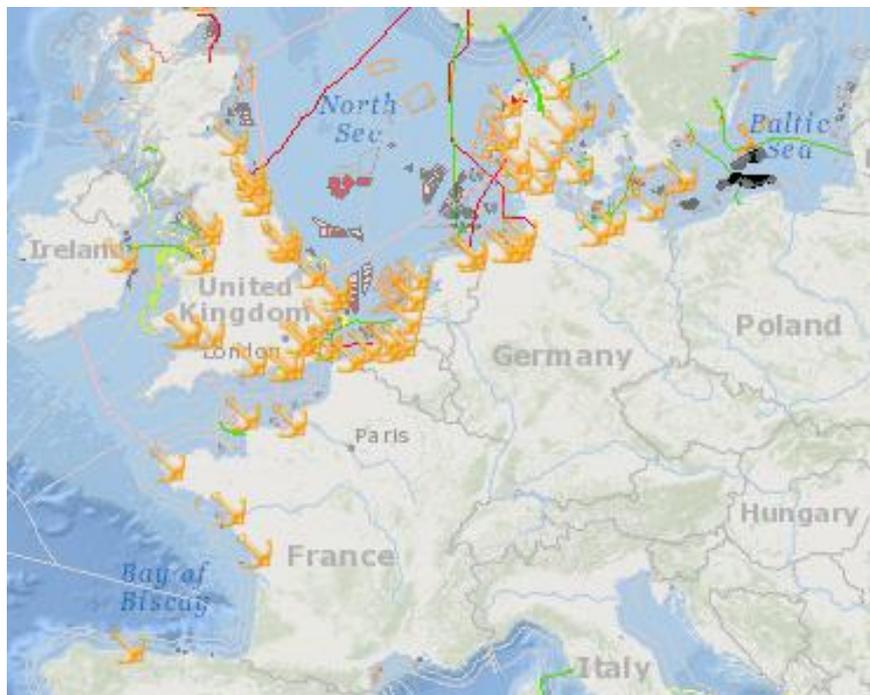


Ilustración 3 Parques eólicos en las costas europeas.

En 2014 Europa tenía instalada una capacidad de generación offshore de 8,045 MW. En 2014 se instaló en el mundo una capacidad nueva total de 1,743 MW de offshore, totalizando una capacidad mundial acumulada de 8,759 MW⁶. En el caso de España, el coste de producción es de entre 13,2 y 9,2 €/Kw/h y se prevé que se reduzca entre un 98, y 6,8 €/Kw/h en el 2020⁷

⁴ En el caso de España está regulado en el RD 1028/2007

⁵ <http://www.4coffshore.com/offshorewind/>

⁶ Disponible en <http://www.gwec.net/global-figures/global-offshore/>

⁷ Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía: “Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio técnico PER 2011-2020”, realizado por The Boston Consulting Group.

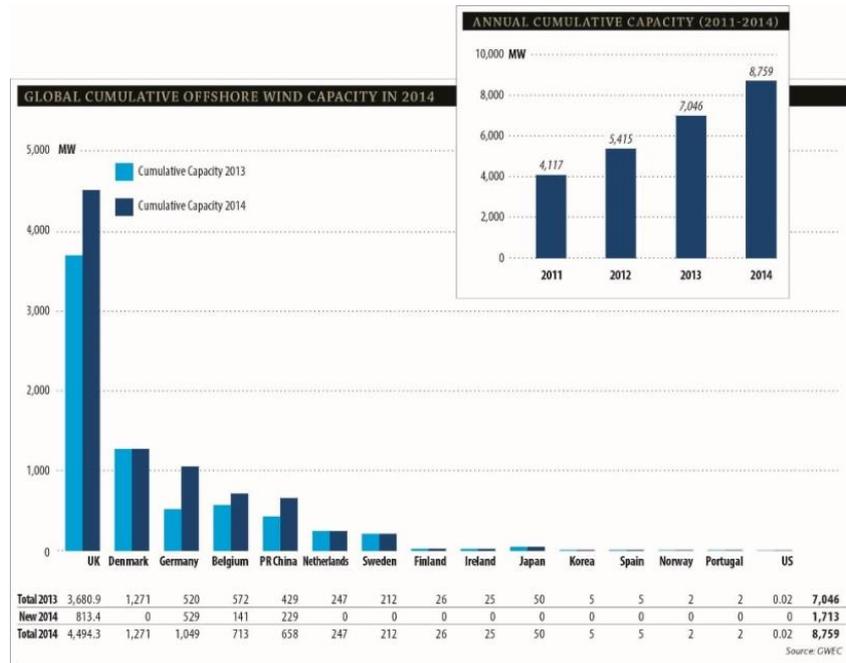


Ilustración 4 Evolución anual de la capacidad eólica por países.

En el caso particular de España los fondos no son muy adecuados⁸, si bien las zonas potenciales están estudiadas y divididas en aptas, con condicionantes y de exclusión:

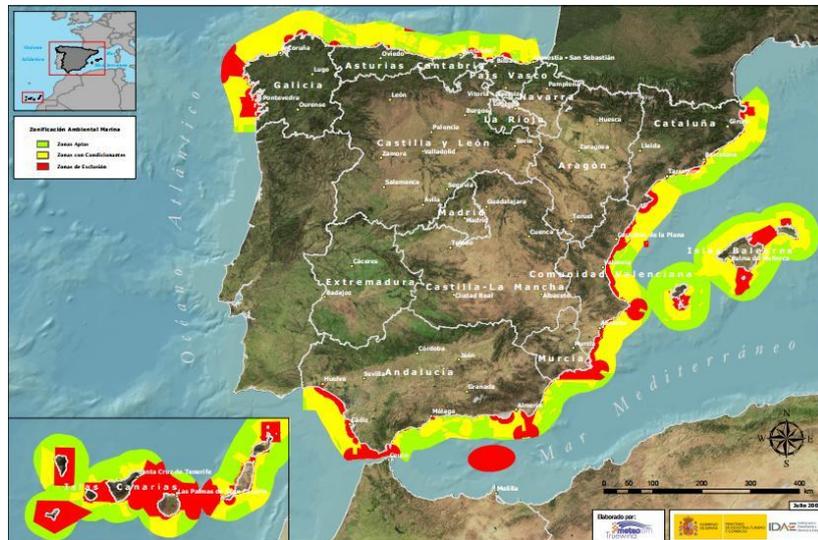


Ilustración 5 Posibles zonas de instalación de parques eólicos en la costa española.

⁸ Fuente: IDEA. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

1.4. Aerogeneradores.- Generalidades

Un aerogenerador no deixa de ser una hélice elevada que aprovecha la energía cinética del viento para transmitirla mediante su eje a un generador eléctrico en el que hace de rotor. La configuración más normal se puede apreciar en la siguiente figura⁹:

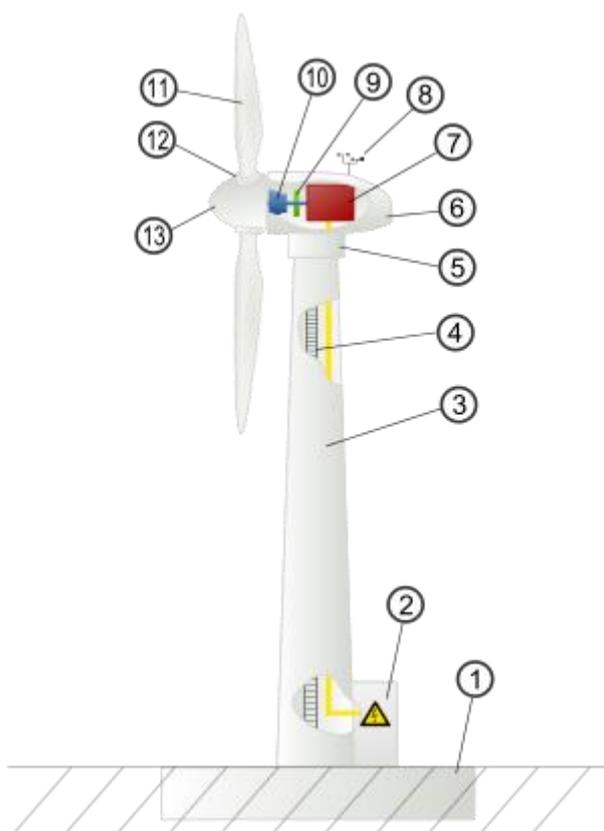


Ilustración 6 Esquema de una turbina eólica.

1. Suelo
2. Conexión a la red eléctrica
3. Torre de contención
4. Escalera de acceso
5. Sistema de orientación
6. Góndola
7. Generador
8. Anemómetro
9. Freno
10. Transmisión

11. Palas
12. Inclinación de la pala hacia la derecha
13. Buje.

La práctica totalidad de los aerogeneradores industriales son de eje horizontal, paralelo al suelo, con palas de materiales compuestos (GRP, plástico reforzado con fibra de vidrio generalmente) y hasta 80 metros de radio que mueven el rotor de un generador de corriente. La torre, generalmente de acero tubular o de celosía, sitúa las palas a la altura más adecuada para recibir el viento con las menores interferencias posibles de la orografía.

Un sistema de control vigila la calidad de potencia de la corriente generada (El término calidad de potencia se refiere a la estabilidad en la tensión y en la frecuencia, y a la ausencia de diversas formas de ruido eléctrico), dispone la orientación de la góndola en función de la dirección del viento, la inclinación de las palas y la potencia entregada a la

⁹ Imagen de Creative Commons

red eléctrica. Un sistema hidráulico acciona el freno del rotor. Típicamente, la tensión y la corriente son medidas 128 veces por ciclo de corriente alterna (es decir, 50 x 128 veces por segundo o 60 x 128 veces por segundo, dependiendo de la frecuencia de la red eléctrica). Partiendo de esto, un procesador calcula la estabilidad de la frecuencia de la red, así como la potencia activa y reactiva de la turbina (la componente reactiva de la potencia es básicamente una cuestión de si la tensión y la corriente están o no en fase). Para asegurar que la calidad de potencia sea la adecuada, el controlador debe conectar y desconectar un gran número de condensadores eléctricos, que ajustarán la potencia reactiva (es decir, el ángulo de fase entre la tensión y la corriente).

Los aerogeneradores modernos se construyen todos con un número impar de palas, generalmente tres. Una combinación de palas impar puede ser considerada como un disco a la hora de calcular sus propiedades dinámicas; en cambio, un rotor con un número par de palas puede dar problemas de estabilidad en una hélice de estructura rígida, ya que cuando la pala más alta se flexiona hacia atrás, debido a que obtiene la máxima potencia del viento, la pala más baja pasa por la sombra del viento de enfrente de la torre, y más baja en elevación. La mayoría de aerogeneradores modernos tienen diseños de tres palas, con el rotor a barlovento.

Como vimos anteriormente, la potencia generada es directamente proporcional al área barrida por las palas. En el siguiente gráfico vemos la relación entre la potencia nominal y el diámetro de rotor de una turbina eólica¹⁰:

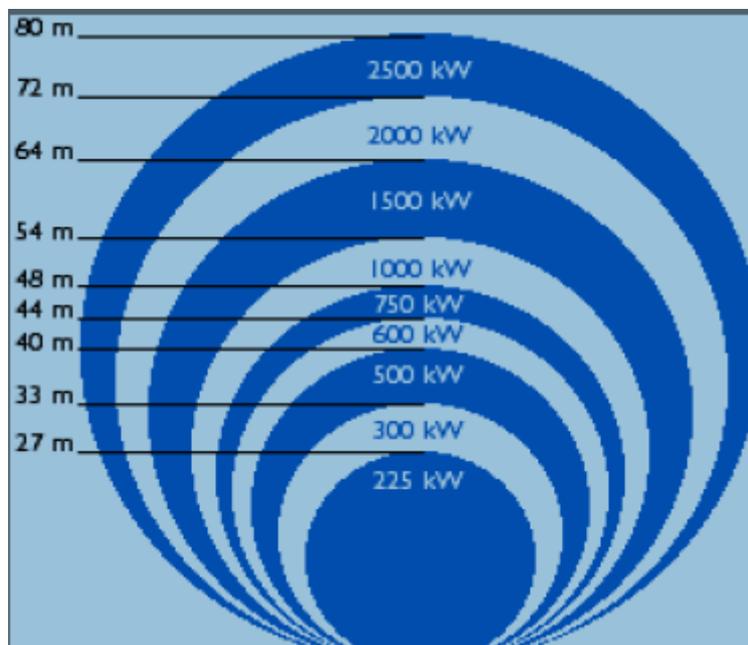


Ilustración 7 Relación potencia/área de barrido de las palas.

¹⁰ http://www.uclm.es/profesorado/ajbarbero/FAA/EEOLICA_Febrero2012_G9.pdf



Pueden llevar una caja de engranajes multiplicadora para aumentar las revoluciones que se transmiten del eje, o transmisión directa según el número de polos del generador al que se acoplen. En general trabajan con velocidades de viento comprendidas entre los 3 m/sg (velocidad de conexión) y los 25/30 m/sg (velocidad de corte) El sistema de control monitoriza las condiciones del sistema (intensidad y dirección del viento), controla el sistema de orientación y varía el ángulo de ataque de las palas para buscar una velocidad de giro lo más constante posible y adecuada al generador que monte.

Los generadores para energía eólica son muy específicos, dada la variabilidad de la fuente de energía cinética acoplada al rotor. Suelen trabajar con tensiones de 690 V de corriente alterna trifásica que se eleva a entre 10 y 30 Kv, según la red eléctrica a la que vayan acoplados, mediante un transformador.

Las turbinas pueden emplear tanto generadores síncronos como asíncronos, y conectarse directamente a la red, o indirectamente a través de dispositivos electrónicos. El generador más común a nivel industrial es el asíncrono trifásico; fiable, económico y con buenas características mecánicas. Hay también aerogeneradores que pueden llevar dos generadores para utilizar con distintas velocidades de viento, mientras que otros intentan aumentar su rendimiento en estas circunstancias mediante un número de polos variable.

TIPOS DE GENERADORES

Los generadores utilizados para las turbinas eólicas pueden ser:

1. Asíncronos o de inducción
 - a. Rotor de jaula de ardilla
 - b. Con doble alimentación
2. Síncronos
 - a. Síncronos clásicos
 - b. De excitación con imanes permanentes
3. Otros sistemas

Asíncronos con rotor de jaula de ardilla:

De diseño simple y robusto, son idénticos a los motores de jaula de ardilla usados normalmente. Son de bajo precio y reducido mantenimiento, se pueden conectar directamente a la red a través de una caja multiplicadora entre el rotor y el generador. Algunos modelos están equipados con dos generadores, uno de la potencia nominal y el otro de menor potencia, para funcionar a bajas velocidades de viento.

Carecen de regulación de frecuencia y de tensión e introducen en la red las variaciones de potencia de viento. Su comportamiento ante caídas de tensión produce una inestabilidad de aceleración del generador, y una vez solventada la carencia, al absorber energía reactiva, se produce una bajada de tensión que no ayuda a la recuperación de la misma en



la red. En cualquier caso, su uso está muy extendido en la energía eólica y en pequeñas unidades hidroeléctricas.

La velocidad de un generador asíncrono variará con la fuerza de giro (momento, o par torsor) que se le aplique. En la práctica, la diferencia entre la velocidad de rotación a potencia máxima y en vacío es muy pequeña, alrededor de un 1%. Esta diferencia en porcentaje de la velocidad síncrona es el llamado deslizamiento del generador. El hecho de que el generador aumente o disminuya ligeramente su velocidad si el par torsor varía es una propiedad mecánica muy útil. Esto significa que habrá menor rotura y desgaste en la caja multiplicadora. Esta es una de las razones más importantes para la utilización de generadores asíncronos en lugar de generadores síncronos en aerogeneradores directamente conectados a la red eléctrica.

Asíncronos con doble alimentación:

Suelen ser equipos de velocidad variable, con control de paso de pala, rotor devanado con un convertidor electrónico entre el rotor y la red, y el estator está directamente acoplado a red a través de un transformador. El rango de variación de la velocidad del generador suele ser, en un generador de cuatro polos, desde 1.400 a 1.750 rpm. Se trata de un equipo (Generador – Convertidor) más sofisticado que el anterior, lo que hace que su precio sea más elevado y su mantenimiento más complicado.

Los generadores de rotor doblemente alimentado (DFIG) y velocidad variable tienen mejores posibilidades de control. La regulación de tensión se puede hacer actuando sobre la parte del convertidor conectado a red, controlando su corriente. La regulación de frecuencia es también viable actuando sobre la parte del convertidor del lado del rotor (rectificador), que hace variar el par y por consiguiente la potencia entregada, permitiendo una salida de la misma regular y constante.

Una desventaja de este tipo de generador son las pérdidas asociadas al sistema de control, que se diseña para un 30% de la potencia nominal de la máquina, obteniendo por tanto peores rendimientos. Un ejemplo es el General Electric 3,6 MW.

Síncrono de excitación clásica:

Se emplea en turbinas de velocidad variable con control de paso y generador síncrono, que se puede acoplar directamente al eje de la turbina o a través de una caja multiplicadora. Se requiere así un generador de menos polos y por lo tanto de más revoluciones y menores dimensiones.

El generador suministra una salida alterna de frecuencia variable que refleja las variaciones de velocidad del viento; a la salida se le acopla un convertidor electrónico formado por un rectificador y un inversor unidos por un enlace en CC. La salida del inversor se hace a la frecuencia de la red. Las máquinas con generador síncrono de excitación clásica pueden regular frecuencia con menos problemas que otras, actuando



sobre la parte del convertidor del lado de las turbinas, sin embargo como es lógico, para subir frecuencia, el generador debe estar funcionando a una potencia inferior a la nominal o tener un parque con una potencia instalada mayor que la autorizada para el total del parque. En ambos casos, el generador no produce a su máxima potencia.

Se trata de una disposición cara, tanto por el generador síncrono de elevado número de polos (o la multiplicadora en caso de ser la segunda opción), como por el convertidor electrónico que tiene que ser de la misma potencia que el generador. En cualquier caso presenta una mayor flexibilidad de funcionamiento que los generadores asíncronos.

Entre las ventajas, si elegimos la opción sin caja de engranajes, podremos eliminar los problemas mecánicos habituales: lubricación, revisiones periódicas y mantenimiento correctivo. Sin embargo, su mantenimiento está penalizado por el uso de escobillas en la excitación.

Síncrono de excitación con imanes permanentes:

Las turbinas eólicas que utilizan generadores síncronos suelen usar electroimanes en el rotor alimentados por corriente continua. Dado que la red eléctrica suministra corriente alterna, hay que convertir la corriente alterna en corriente continua antes de enviarla a las bobinas arrolladas a los electroimanes del rotor. Dichos electroimanes están conectados a la corriente mediante escobillas y anillos deslizantes en el eje del generador.

En cambio, un generador de imanes permanentes es un generador síncrono en el que se ha sustituido el bobinado de excitación del rotor por imanes permanentes, que suministran un campo de excitación constante. El funcionamiento del PMG dista mucho de ser como un generador síncrono normal. En un generador clásico, se controla la tensión mediante la excitación. En un PMG la excitación es constante por lo que al cargar el generador cae la tensión sin opción de regulación, por lo cual hay que aplicar circuitos electrónicos a la salida, que pueden convertir un rango de tensiones variables en una tensión de valor constante.

La principal ventaja es su simplicidad. Si se usan imanes permanentes, la fabricación y montaje del rotor es más barata. Y el generador prácticamente no necesitan mantenimiento ya que no lleva escobillas; además la consistencia mecánica de un PMG es muy superior a la de un síncrono clásico. Por otro lado, al eliminar la excitación al rotor, se puede llegar a ahorrar un 20% de energía simplemente por usar imanes, que, al ser una fuente de energía independiente del generador, pueden servir para suministrar energía a diversos sistemas auxiliares del aerogenerador. Todo esto les da un importante impulso como candidatos a los parques offshore. Éste es el tipo de generador que lleva, por ejemplo, el “Gamesa Gridmate” de 5 MW.

Otros sistemas:

Pese a todo lo anterior, no cabe descartar que el avance de las tecnologías nos lleve a generadores sin partes móviles, lo cual sería un impulso sin precedentes a la energía eólica, tal como el VORTEX de la compañía madrileña Deutechno, empresa ganadora del



fondo de emprendedores de la Fundación REPSOL. Los investigadores del Vortex Bladeless trabajan en una forma alternativa a la inducción electromagnética para generar electricidad a partir de las oscilaciones de Vortex; esta alternativa está basada en la piezoelectricidad.

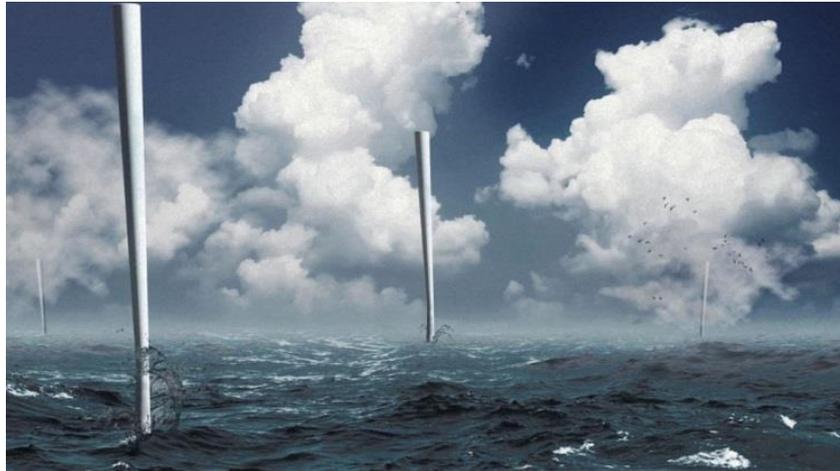


Ilustración 8 Prototipo Vortex Bladeless.

1.5. Aerogeneradores.- Instalación Offshore¹¹

Una de las características fundamentales a la hora de abordar la instalación de un parque eólico marino es la profundidad de las aguas, que nos dará a su vez el sistema de fijación al fondo de los aerogeneradores. Éste es uno de los aspectos más críticos, puesto que a mayor profundidad, mayor será el coste de los sistemas de fondeo o fijación (si bien también es cierto que a más distancia de la costa, mayor intensidad y calidad del viento) En la figura se puede ver como el coste de la estructura de soporte del generador pasa del 9% del precio total en una instalación en tierra, a un 24% en una offshore¹².

¹¹ Gráficos extraídos de: “Energy from offshore wind” W. Musial y S. Butterfield. Disponible en <http://www.nrel.gov/wind/pdfs/39450.pdf>

¹² Sara Ferreño González, Laura Castro Santos, Vicente Díaz Casás y José Ángel Fraguera Moscoso: “Estudio, caracterización y comparación de tipologías de plataformas para soporte de aerogeneradores en alta mar” disponible en http://www.gii.udc.es/img/gii/files/Tipologias_Soportes_Aerogeneradores-Ferreño_Castro_Díaz_Fraguera.pdf

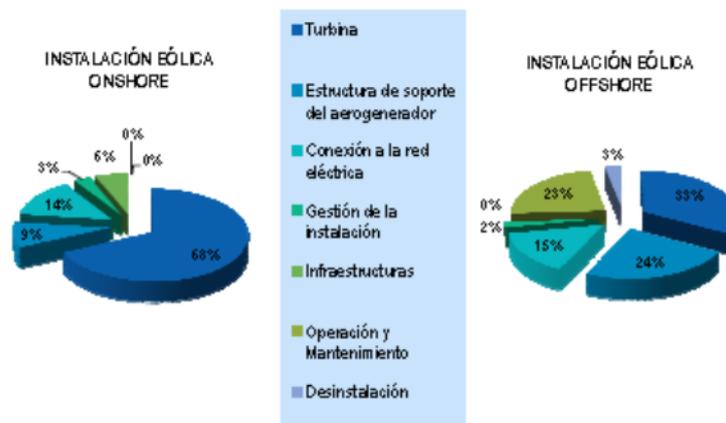


Ilustración 9 Coste estructura aerogenerador.

Las siguientes figuras dan una visión de cómo se espera que evolucionen las tecnologías de sustentación de los aerogeneradores en función de las profundidades:

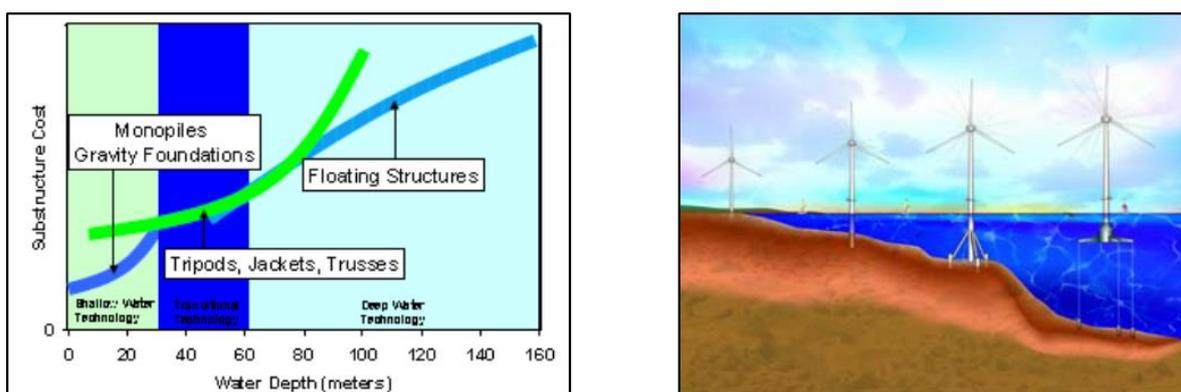


Ilustración 10 Evolución estimada de las unidades según profundidad.

A nivel mundial están aceptados tres niveles de batimetría que presentan distintas aproximaciones a la hora de emplazar los aerogeneradores:

- Aguas poco profundas: de 0 a 30 metros.
- Zona de transición: de 30 a 60 metros.
- Aguas profundas: mayores de 60 metros.

Aguas poco profundas:

En estas profundidades la tendencia ha sido fondear aerogeneradores probados en instalaciones en tierra que se han preparado para operar bajo las condiciones de corrosión habituales en el ambiente marino.

Hasta hace pocos años todas las plantas se instalaban en aguas poco profundas mediante torres similares a las empleadas en tierra, de tipo gravedad de hormigón o acero, con

“suction bucket” o, fundamentalmente, monopods (monopilotes), un diseño éste último sin complicaciones y de bajo coste, ampliamente empleado en los parques eólicos de Dinamarca. Los monopilotes alcanzan su límite de profundidad cuando la flexibilidad de la estructura comienza a ser incompatible con las vibraciones producidas por la acción combinada de la frecuencia del rotor y el régimen de las olas en la zona.



Ilustración 11 Unidades en aguas poco profundas.

Por su parte, los cimientos de gravedad no experimentan los problemas de vibraciones y flexibilidad de los monopilotes, pero son significativamente más caros conforme aumenta la profundidad; el empleo de cemento puede abaratar el diseño, pero aun así, se requiere un análisis muy detallado de las características y una extensiva preparación posterior del lecho marino. También han sido probados ampliamente en parques de Dinamarca.

Los cubos de vacío (suction buckets) no constituyen aún una tecnología muy extendida, si bien en el año 2014 las empresas Dong Energy y Carbon Trust Offshore Wind Accelerator diseñaron un sistema que ha sido instalado en el proyecto alemán Borkum Riffgrund 1, que también podría definirse como un híbrido entre cubo de vacío, trípode y jacket¹³, que se puede ver en la foto inferior.

¹³ http://www.futureenergyweb.es/pdf/articulos/2015-06/FuturEnergy-Junio15_17-22.pdf



Ilustración 12 Proyecto Borkum Riffgrund 1.

Aguas (zona) de transición:

Podríamos definirla como el rango de profundidades donde no valen las soluciones simples derivadas de la tecnología “on-shore”, pero que tampoco requieren investigar en soluciones flotantes. Son frecuentes en el Mar del Norte aerogeneradores de 5 MW fondeados a profundidades superiores a los 40 metros. En la zona de transición se utilizan sistemas que son comunes a las instalaciones actuales de extracción de gas y petróleo tales como los que se ven en la siguiente figura, de izquierda a derecha:



Ilustración 13 Tipos de unidades en aguas de transición.

- Trípode.
- Monopilote atirantado.
- Jacket tubular (hasta el buje)

- Jacket y torre.
- Mezcla de plataforma de succión y de gravedad.

Donde los trípodes y los jackets van a ser cada vez más la solución preferida, incluso en aguas poco profundas. El jacket se instaló por primera vez por parte de Talisman Energy in 2006, en el proyecto Beatrice Wind Farm, en el que se utilizaron dos aerogeneradores a una profundidad de 45 metros. Posteriormente se empleó junto con bases de trípode en el proyecto Alpha Ventus (Borkum, Alemania). Finalizado en 2009, el Proyecto probó seis fondeos con jacket y seis con trípode; cada uno de ellos con una turbina de 5 MW.

Instalación en aguas profundas:

Para este caso, el futuro inmediato nos augura soluciones basadas en aerogeneradores flotantes que proporcionarán libertad a la hora de situarlos, permitirán su producción a escala y servirán de base a cualquier nuevo desarrollo de generador que se pueda producir. En todo caso, la tecnología de fondeo y sujeción de aerogeneradores se beneficiará de la ya desarrollada en las industrias del gas y el petróleo ya existentes y en desarrollo, como se puede ver en la figura¹⁴.



Ilustración 14 Tipos de unidades en aguas profundas.

Las plataformas estabilizadas por lastre (SPAR) logran la estabilidad con un lastre en la parte baja de la boya que proporciona un momento adrizante y una alta resistencia inicial al balance y la cabezada. Es la forma más simple de todas las plataformas flotantes, pero dado que el centro de gravedad de la parte del aerogenerador estará muy alto, será

¹⁴ http://www.gii.udc.es/img/gii/files/Tipologias_Soportes_Aerogeneradores-Ferreno_Castro_Diaz_Fraguela.pdf

necesario que la estructura sea de grandes dimensiones para mantener bajo el del conjunto. Pueden estar fijas al fondo mediante catenaria, anclas de arrastre o por líneas tensionadas. Han tenido gran desarrollo gracias a la industria del petróleo y el gas¹⁵. En la figura se pueden ver diversos diseños SPAR de la compañía Technip:

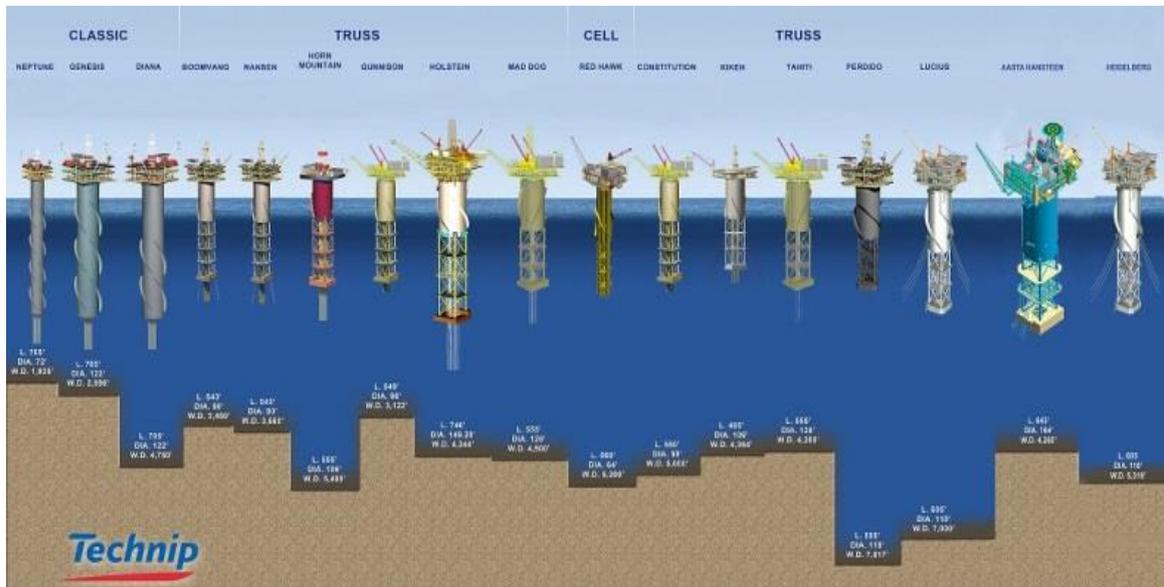


Ilustración 15 Diseños de unidades tipo SPAR.

Por su parte, las plataformas estabilizadas mediante líneas de amarre (TLP) logran la estabilidad mediante la tensión producida por los amarres. En el apartado siguiente se describe el TLP desde el punto de vista de sistema de amarre y fondeo

En el caso de las plataformas estabilizadas por flotabilidad, éstas aprovechan la inercia de la flotación para corregir el momento escorante. La técnica se puede desarrollar de tres formas:

- Barcaza o boya flotante.
- Estructura semi-sumergible tri-flotador: este tipo de flotador apoya la turbina eólica en tres columnas cilíndricas, que a su vez están conectadas a una estructura de trípode mediante vigas de acero.
- Estructura semi-sumergible de cuádruple flotador: la única diferencia con la anterior es el uso de cuatro columnas cilíndricas flotantes en lugar de tres; el peso relativo flotante será probablemente mayor que en el caso anterior.

El año 2016 verá la instalación del mayor parque flotante del mundo¹⁶, el de Hywind, en Escocia, con cinco turbinas flotantes de 6 MW cada una, que completarán un sistema SPAR

¹⁵ http://www.technip.com/sites/default/files/technip/illustrations/page/spar_comparison_graphic_11-15-12_0.jpg

¹⁶ <http://www.theguardian.com/environment/2015/nov/02/worlds-largest-floating-windfarm-gets-green-light-in-scotland>

con amarre por líneas de catenaria, como veremos en la siguiente figura y siguiente apartado, en el que se describen los sistemas de amarre y fondeo.

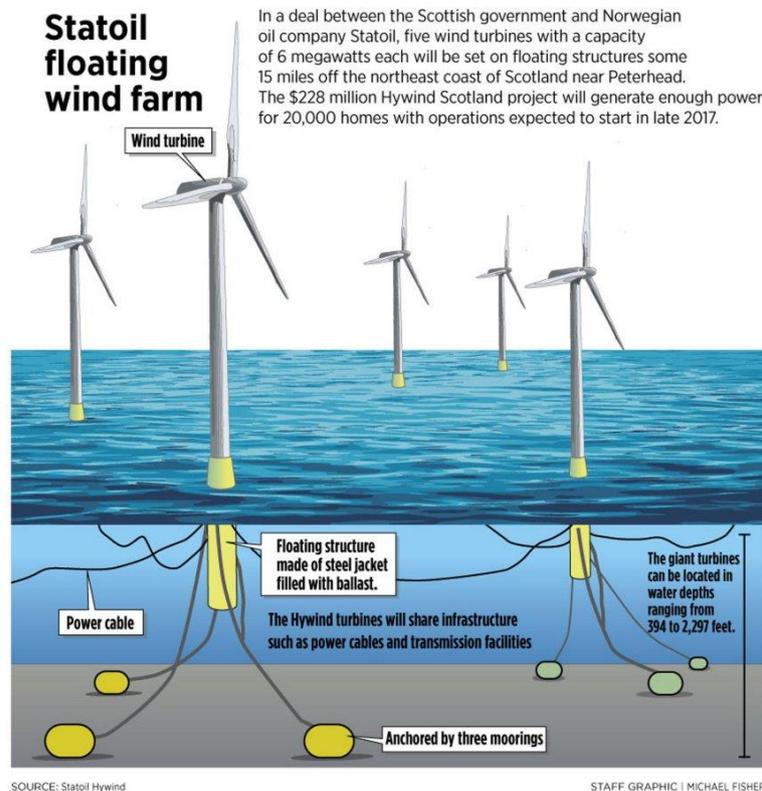


Ilustración 16 Unidades tipo TLP.

SISTEMAS DE AMARRE Y FONDEO.

Los sistemas de amarre y fondeo para aguas profundas se clasifican inicialmente en tres grupos, y cada uno de ellos se puede a su vez subdividir en varias técnicas¹⁷:

1. Amarres dispersos (spread mooring):
 - a. Amarre por catenaria: Las líneas de amarre forman una catenaria que en el punto de contacto con el fondo marino toman posición horizontal, de modo que los anclajes únicamente estarán sometidos a esfuerzos horizontales. En el amarre por multicatenaria las líneas de catenaria incorporan boyas y pesos intermedios, formando configuraciones en forma de “S” o de ola, que reducen la tensión de la línea.

¹⁷ Sara Ferreño González, Laura Castro Santos, Vicente Díaz Casás y José Ángel Fraguera Moscoso: “Estudio, caracterización y comparación de tipologías de plataformas para soporte de aerogeneradores en alta mar” disponible en http://www.gii.udc.es/img/gii/files/Tipologias_Soportes_Aerogeneradores-Ferreño_Castro_Díaz_Fraguera.pdf



- b. Amarre tensionado o de líneas tesadas (Taut Spread Mooring o Tension Leg Platform, TLP): Las líneas de un amarre tensionado pueden formar un ángulo respecto al fondo del mar. Tiene la ventaja de la menor huella sobre el fondo marino respecto al de catenaria.

La diferencia fundamental entre un amarre en catenaria y otro tensionado es que en el primer caso la línea llega al punto de anclaje en horizontal, mientras que en el segundo caso lo hace formando un determinado ángulo con el plano del fondo marino. Esto implica que el punto de anclaje en un sistema a base de líneas tensionadas debe ser capaz de resistir tanto esfuerzos horizontales como verticales, mientras que en una catenaria sólo estará sometido a fuerzas horizontales. En un sistema de catenaria, es el peso de la cadena quien genera la mayoría de las fuerzas a la instalación de superficie, mientras que en un sistema de líneas tesadas es la propia elasticidad de la línea.

2. Amarres a un punto:

- a. Amarre por medio de una Torre: Puede tratarse de una torre externa o interna a la estructura, sujeta al fondo mediante líneas de catenaria. También puede ser un amarre a una torre fija (Fixed Tower Mooring) anclada al fondo.
- b. Amarre Tipo CALM (Catenary Anchor Leg Mooring): La estructura se amarra a una boya que a su vez se ancla al fondo marino empleando líneas de catenaria.
- c. Amarre Tipo SALM (Single Anchor Leg Mooring): La plataforma se sujeta a una boya, fija a su vez al fondo mediante una línea tensionada.
- d. Amarre tipo ALC (Articulated Leg Column): mediante una Columna Articulada.
- e. Amarre a Estructura SPAR (Single Point Mooring and Reservoir): La plataforma se sujeta a una boya SPAR, que a su vez está amarrada al fondo marino mediante líneas de catenaria.

3. Posicionamiento dinámico:

- a. Amarre Activo (Active Mooring): Las líneas de amarre están controladas por un servo-controlador. Por medio de un ordenador se podrán tensionar o aflojar las líneas de amarre, según sea necesario, para mantener la correcta posición en el medio marino.
- b. Propulsión: Consiste en posicionar la estructura en el mar empleando propulsores controlados por ordenador.

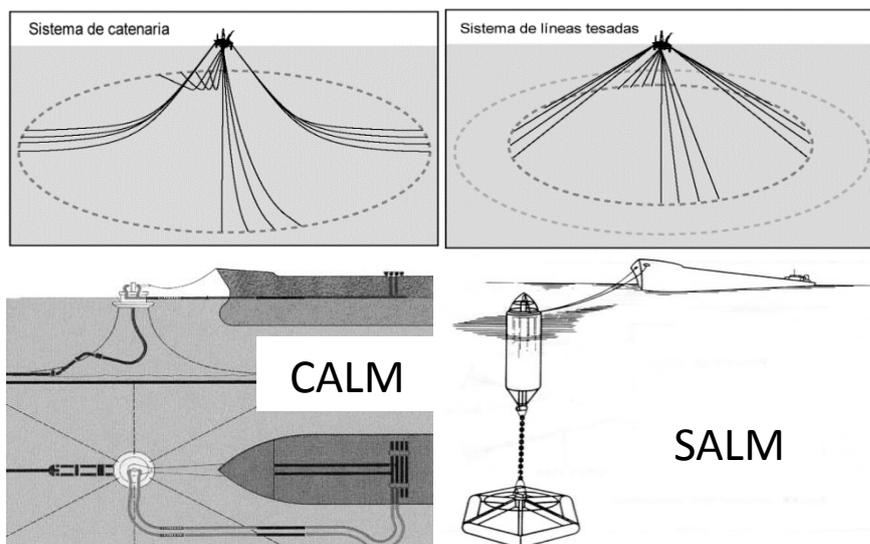


Ilustración 17 Sistemas de amarre y fondeo.¹⁸

ANCLAJE AL FONDO¹⁹.

Un aerogenerador necesita fijación al fondo, sea el tipo de anclaje que sea, al final del sistema de amarre y fondeo habrá un punto fijo al fondo marino. El punto de anclaje puede ser de distintos tipos:

- **Peso muerto:** Es el anclaje más primitivo que existe. La fijación a un determinado punto se fundamenta en su peso y, en cierto sentido, del rozamiento con el fondo. Los materiales más utilizados en la fabricación de pesos muertos son el acero y el hormigón.
- **Ancla convencional:** Está diseñada para penetrar en el fondo, parcial o completamente, y su capacidad de agarre la consigue movilizand o la resistencia pasiva del terreno. Es un tipo de anclaje muy apto para resistir grandes esfuerzos horizontales, pero no tanto para esfuerzos verticales.
- **Pilote:** El pilote es un tubo hueco de acero u otro material que se hunde en el lecho marino mediante un martillo perforador o un vibrador. La capacidad de agarre se genera por el rozamiento del terreno a lo largo del pilote y por la resistencia lateral del suelo. Normalmente, para conseguir la resistencia necesaria es preciso clavar el pilote a una gran profundidad. Los pilotes resultan aptos para resistir tanto esfuerzos horizontales como esfuerzos verticales.
- **Ancla de Succión:** Se trata un tubo hueco, normalmente de acero, similar a un pilote pero de mucho mayor diámetro. El ancla de succión se introduce en el lecho marino mediante una bomba ubicada en la parte superior del tubo que crea un

¹⁸ JL Almazán, M^a del Carmen Palomino, Juan M. Paramio, Jesús Espinosa; “Ingeniería Marítima: Sistemas de Fondeo y Anclaje” Universidad Politécnica de Madrid.

¹⁹ JL Almazán, M^a del Carmen Palomino, Juan M. Paramio, Jesús Espinosa; “Ingeniería Marítima: Sistemas de Fondeo y Anclaje” Universidad Politécnica de Madrid.

diferencial de presión. Cuando la presión dentro del tubo es menor que la presión exterior, el tubo es succionado y penetra en el terreno. Al igual que en el caso del pilote, la capacidad de agarre de una ancla de succión se genera por el rozamiento del terreno a lo largo del pilote y por la resistencia lateral del suelo.

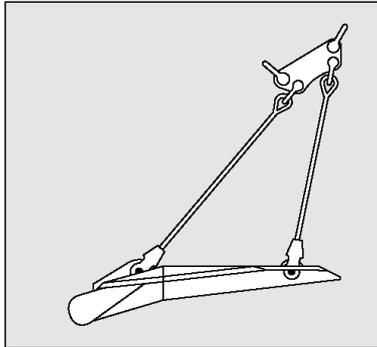


Ilustración 18 Ejemplo ancla vertical.

- Ancla de carga vertical: Se trata de un método de anclaje análogo en su instalación al ancla convencional, pero que penetra mucho más profundamente en el lecho marino. Tiene dos posiciones, la de instalación, y la de carga vertical. Una vez instalado se cambia al modo de carga vertical y es capaz de soportar tanto cargas verticales u horizontales.

1.6. ¿Por qué una jacket?

Como se ha visto anteriormente existen varios tipos de estructuras y diseños para la instalación de un aerogenerador en medio del océano. Pueden ser monopilotes, jackets, estructuras de cimentación, ancladas, de tipo *spar*, etc. De entre todas ellas, se ha escogido estudiar una estructura tipo jacket. Los motivos principales de esta elección son los siguientes:

- Son estructuras que se instalaron por primera vez en 2006 en el proyecto Beatrice Windfarm realizado por Talisman Energy, por lo que no existen muchos datos históricos sobre la fatiga de este tipo de estructuras.
- La situación de diversificación hacia la industria offshore de la industria naval nacional también fue un motivo de peso para la elección.
- La proyección que tiene este tipo de estructuras ya que se prevé que sean las más utilizadas junto con los trípodes en los próximos 50 años tanto en aguas someras como en aguas de profundidad intermedia.
- Debido a las características del diseño utilizado como base que ha sido facilitado por una empresa del sector.



2. Acero, características mecánicas y análisis de fatiga

2.1. Introducción.

El acero es una aleación de hierro con carbono en una proporción que oscila entre 0,03 y 2%. Las propiedades físicas de los aceros y su comportamiento a distintas temperaturas dependen sobre todo de la cantidad de carbono y de su distribución. Antes del tratamiento térmico, la mayoría de los aceros son una mezcla de tres sustancias: ferrita, perlita y cementita. La ferrita, blanda y dúctil, es hierro con pequeñas cantidades de carbono y otros elementos en disolución. La cementita es un compuesto de hierro con, aproximadamente, el 7% de carbono, es de gran dureza y muy quebradiza. La perlita es una mezcla de ferrita y cementita, con una composición específica y una estructura características, sus propiedades físicas son intermedias entre las de sus dos componentes. La resistencia y dureza de un acero que no ha sido tratado térmicamente depende de las proporciones de estos tres ingredientes.

En España la clasificación de los aceros está regulada por la norma UNE-EN 10020:2001, que sustituyó a la anterior norma UNE-36010. No obstante, existen otras normas reguladoras del acero con gran aplicación internacional, como las americanas AISI (American Iron and Steel Institute) y ASTM (American Society for Testing and Materials).

Por otro lado, la Instrucción de Acero Estructural (EAE), aprobada por Real Decreto 751/2011, de 27 de mayo, es el marco reglamentario por el que se establecen las exigencias que deben cumplir las estructuras de acero para satisfacer los requisitos de seguridad estructural y seguridad en caso de incendio, además de los relativos a la protección del medio ambiente.

En función del porcentaje de carbono, los aceros se pueden clasificar de la siguiente manera:

- **Aceros dulces:** el porcentaje de carbono máximo es del 0,25%. Tienen una resistencia última de rotura en el rango de 48-55 kg/mm² y una dureza Brinell en el entorno de 135-160 HB. Son aceros que presentan una buena soldabilidad aplicando la técnica adecuada. Se utilizan para la fabricación de piezas de resistencia media y de buena tenacidad, herrajes, etc.
- **Aceros semidulces:** el porcentaje de carbono está en el entorno del 0,35%. Tiene una resistencia última a la rotura de 55-62 kg/mm² y una dureza Brinell de 150-170 HB. Estos aceros bajo un tratamiento térmico por templado pueden alcanzar una resistencia mecánica de hasta 80 kg/mm² y una dureza de 215-245 HB. Se emplean para la fabricación de ejes, elementos de maquinaria, piezas resistentes y tenaces, pernos, tornillos y herrajes.
- **Aceros semiduros:** porcentaje de carbono del 0,45%. Tienen una resistencia a la rotura de 62-70 kg/mm² y una dureza de 280 HB. Después de someterlos a un tratamiento de templado su resistencia mecánica puede aumentar hasta alcanzar los 90 kg/mm². Se emplean para ejes y elementos de máquinas, piezas resistentes,



cilindros de motores de explosión, transmisiones, etc.

- **Aceros duros:** El porcentaje de carbono es del 0,55%. Tienen una resistencia mecánica de 70-75 kg/mm², y una dureza Brinell de 200-220 HB. Bajo un tratamiento de templado estos aceros pueden alcanzar un valor de resistencia de 100 kg/mm² y una dureza de 275-300 HB. Válidos para ejes, transmisiones, tensores y piezas regularmente cargadas y de espesores no muy elevados.

Los aceros también se clasifican posteriormente en otros grupos principales según las aleaciones:

- **Aceros al carbono:** el 90% de los aceros son al carbono. Tienen una cantidad variable de carbono, menos de un 1,65% de manganeso, un 0,6% de silicio y un 0,6% de cobre. Con este tipo de acero se fabrican maquinas, carrocerías de automóvil, estructuras de construcción, etc.
- **Aceros aleados:** están compuestos por una proporción determinada de vanadio, molibdeno y otros elementos, además de cantidades mayores de manganeso, silicio y cobre que los aceros al carbono. Se emplean para fabricar engranajes, ejes, herramientas, etc.
- **Aceros de baja aleación ultra resistentes:** Es la familia de aceros más reciente de las cinco. Son más baratos que los aceros convencionales debido a que contienen menor cantidad de materiales costosos de aleación, sin embargo, se les da un tratamiento especial que hace que su resistencia sea mucho mayor que la del acero al carbono. Este material se emplea para la fabricación de vagones, estructuras de edificios, etc.
- **Aceros inoxidables:** contienen cromo, níquel y otros elementos que los protegen de la oxidación. Pueden hacerse duros y muy resistentes, manteniendo esa resistencia durante mucho tiempo y a temperaturas extremas. Se emplean para tuberías, depósitos de petróleo y productos químicos por su resistencia a la oxidación, para la fabricación de instrumentos quirúrgicos y prótesis, útiles de cocina, industria naval, etc.
- **Aceros de herramientas:** Contiene wolframio, molibdeno y otros elementos de aleación que le proporcionan una alta resistencia, dureza y durabilidad. Se emplean para fabricar herramientas y cabezales de corte y modelado de máquinas.

2.2. Propiedades mecánicas del acero

Las propiedades principales que un metal debe cumplir para ser utilizado en estructuras son las siguientes propiedades.

- **Fusibilidad:** es la facilidad de poder dar forma a los metales, fundiéndolos y colocándolos en moldes.
- **Forjabilidad:** es la capacidad para poder soportar las variaciones de formas, en estado sólido o caliente, por la acción de martillos, laminadores o prensas.
- **Maleabilidad:** propiedad para permitir modificar su forma a temperatura ambiente en láminas, mediante la acción de martillado y estirado.



- **Ductilidad:** capacidad de poder alargarse longitudinalmente. Es una medida del grado de deformación plástica que puede ser soportada por el material hasta la fractura. Un material que experimenta poca o ninguna deformación plástica se denomina frágil.
- **Tenacidad:** Resistencia a la ruptura al estar sometido a tensión.
- **Facilidad de corte:** Capacidad de poder separarse en trozos regulares con herramientas cortantes.
- **Soldabilidad:** Propiedad de poder unirse hasta formar un cuerpo único.
- **Oxidabilidad:** Al estar en presencia de oxígeno, se oxidan formando una capa de óxido.

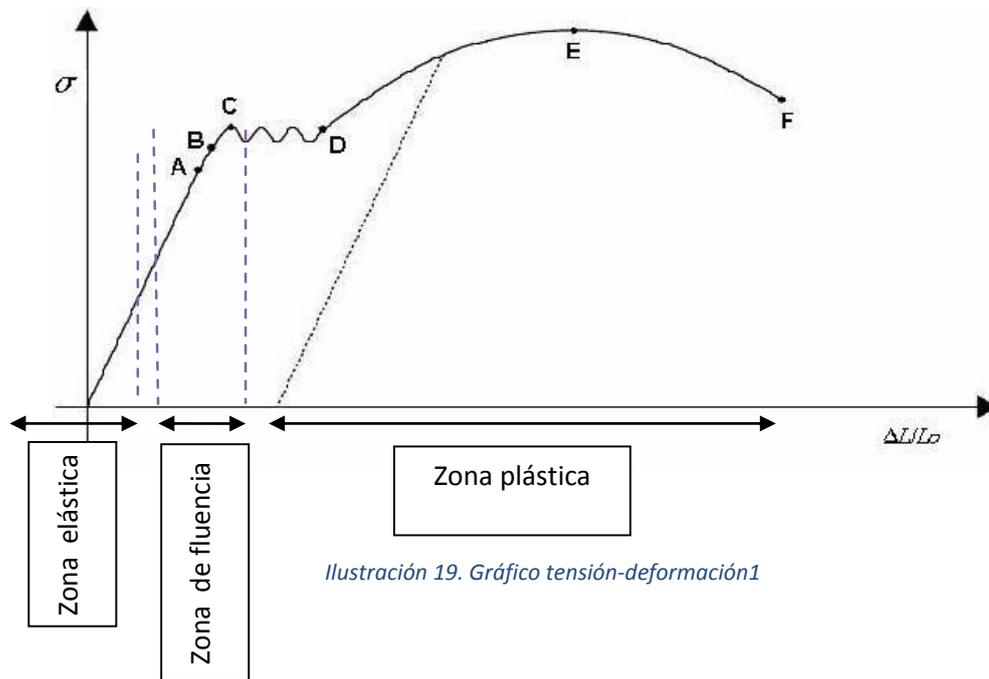
Entre las ventajas por las que el sector naval utiliza el acero como el material principal destaca su resistencia estructural, la cual se mantiene a diferentes temperaturas que pueden variar entre los -40°C hasta los 40°C . También hay que destacar su gran facilidad de conformado, ductilidad y soldabilidad. Y para mejorar lo que ya existía se redujo su contenido en carbono, que se reemplazó por elementos como el manganeso, níquel y cromo, asociados a tratamientos de templado y revenido. Los tipos de acero más usados actualmente para la construcción marítima son los que poseen bajo contenido de carbono, entre los que destacan los de grado A y B, principalmente.

Resistencia a la tracción, límite elástico, Diagrama Tensión (Esfuerzo)-Deformación.

La determinación de las propiedades mecánicas en el acero, como el límite elástico, la resistencia a la tracción, así como de otras características tales como el Módulo de Elasticidad (E) o el alargamiento máximo a rotura, se efectúa mediante el ensayo de tracción normalizado en la UNE-EN 10002-1.

El diagrama tensión-deformación resulta de la representación gráfica del ensayo de tracción, que consiste básicamente en someter a una probeta de acero normalizada a un esfuerzo creciente de tracción según su eje hasta que llegue a la rotura. El ensayo de tracción permite el cálculo de diversas propiedades mecánicas del acero.

Los ejes de la gráfica son $\sigma = F/A$, que representa la tensión por unidad de superficie aplicada a la pieza, y el cociente $\Delta L/L_0$ que es la deformación unitaria, ϵ .



El ensayo comienza aplicando gradualmente fuerza de tracción a la probeta. Hasta llegar al punto A se conserva una proporcionalidad entre la tensión aplicada y el alargamiento unitario producido en la pieza según la Ley de Hooke, que relaciona linealmente tensiones con las deformaciones a través del módulo de elasticidad “E”, constante para cada material, y que en el caso de los aceros y fundiciones vale aproximadamente 2.100.000 Kg/cm². Otra particularidad de este tramo es que al cesar la sollicitación sobre la pieza, ésta recupera su longitud inicial. Es decir, se comporta de manera elástica, y al punto A se le denomina **Límite de Proporcionalidad**.

Durante el tramo A - B, los alargamientos producidos crecen incluso de manera más rápida con la tensión y, al cesar la carga, la pieza recupera de nuevo su forma inicial. El punto B marca el límite de este comportamiento, y se denomina **Límite Elástico**.

Así, el mayor esfuerzo para el cual tiene aplicación la Ley de Hooke, es el límite de proporcionalidad, mientras que el mayor esfuerzo que puede soportar el material sin ser deformado permanentemente (B) es el límite elástico.

Más allá del punto B, el ya no recuperará su longitud inicial, quedando una deformación remanente al cesar la carga. De esta manera, el proceso de descarga se realiza siguiendo la trayectoria según la línea punteada mostrada del diagrama tensión-deformación, que como se ve, corta al eje de deformaciones, $\Delta L/L_0$ a una cierta distancia del origen, que se corresponde con la deformación remanente.

En el tramo C - D, las deformaciones crecen de manera rápida mientras que la carga fluctúa entre dos valores, llamados **límites de fluencia**, superior e inferior. La fluencia, es



una característica exclusiva de los aceros dúctiles, que no aparece en los aceros endurecidos.

Este es también el primer momento sobre el diagrama tensión–deformación, donde la tangente a la curva es horizontal. Probablemente el punto de fluencia sea para un proyectista la propiedad más importante del acero, ya que muchos procedimientos para diseñar elásticamente están basados en dicho valor (con excepción de elementos sujetos a compresión, donde el pandeo puede ser un factor decisivo). Los esfuerzos tolerables usados en estos métodos se toman normalmente como una fracción (%) del límite de fluencia. Más allá de tal límite existe una zona en la cual ocurre un considerable incremento en la deformación, sin incremento en el esfuerzo. La deformación que ocurre antes del punto de fluencia, se conoce como **deformación elástica**; la deformación que ocurre después del punto de fluencia, sin incremento en el esfuerzo, se conoce como **deformación plástica**. El valor total de esta última, es usualmente de diez a quince veces el valor de la deformación elástica total. Un elemento que desarrolle esta deformación plástica sufrirá grandes deformaciones antes de fallar.

Podría suponerse que la fluencia del acero es una seria desventaja, pero actualmente es considerada como una característica muy útil. A menudo ha ayudado a prevenir fallas debidas a errores de diseño o fabricación. Pudiera ser que un punto de la estructura de acero dúctil alcanzara el punto de fluencia, con lo que dicha parte de la estructura cedería localmente, sin incremento del esfuerzo, previniendo así una falla prematura; esta ductilidad permite que los esfuerzos de la estructura de acero puedan reajustarse. Otro modo de describir este fenómeno es diciendo que los altos esfuerzos causados durante la fabricación, montaje o carga, tenderán a uniformarse y compensarse por sí mismos. También se puede decir que una estructura de acero tiene una reserva de deformación plástica que le permite resistir sobrecargas y choques súbitos, si no tuviera esa capacidad, podría romperse bruscamente, como sucede con el vidrio y otras sustancias semejantes.

Más allá del punto de fluencia y siguiendo a la deformación plástica, entramos en una zona donde es necesario aumentar el esfuerzo para producir una mayor deformación, que es la llamada zona de endurecimiento por deformación (**acritud**) y pasamos ya a la zona de las grandes deformaciones plásticas hasta alcanzar el punto E, donde la carga alcanza su valor máximo, lo que, dividida por el área inicial de la probeta, proporciona la **tensión máxima de rotura o resistencia a la tracción**.

A partir de E tiene lugar el **fenómeno de estricción**, consistente en una reducción de la sección en la zona de la rotura, y el responsable del periodo de bajada del diagrama, dado que al reducirse el valor de la sección real, el valor de la carga aplicado a partir del punto E también se va reduciendo hasta alcanzar el punto F de rotura.

Módulo de elasticidad longitudinal o Módulo de Young

Durante los estadios iniciales donde la deformación es pequeña, se observa experimentalmente que el incremento ΔL de la probeta es proporcional a la fuerza



aplicada (F) y a su longitud original (L_0) e inversamente proporcional al área de su sección transversal (A):

$$\Delta L \propto \frac{FL_0}{A}$$

Y dado que el cociente F/A representa el nivel tensional o la tensión normal de la pieza, σ , y el cociente $\Delta L/L_0$ es la deformación unitaria, ε , tenemos que:

$$\sigma = E \cdot \varepsilon$$

Que es la expresión de la Ley de Hooke y donde E es el valor del módulo de Young, que no es otra cosa que la pendiente de la tangente a la curva en la zona elástica.

Módulo de elasticidad transversal.

El módulo de elasticidad transversal, módulo de cortante o módulo de cizalla G , para la mayoría de los materiales guarda una relación fija con el módulo de elasticidad longitudinal y el coeficiente de Poisson, ν , según la siguiente expresión:

$$G = \frac{E}{2 \cdot (1 + \nu)}$$

Coefficiente de Poisson

El coeficiente de Poisson es la razón entre la elongación longitudinal y a la deformación transversal en el ensayo de tracción. Alternativamente el coeficiente de Poisson puede calcularse a partir de los módulos de elasticidad longitudinal y transversal, según la expresión siguiente:

$$\nu = \frac{E}{2 \cdot G} - 1$$

Para el acero, $\nu = 0,3$

Resiliencia

Mide el grado de tenacidad o de ductilidad del acero a una determinada temperatura (generalmente, se establecen valores de resiliencia a temperatura ambiente, a 0°C, o a una temperatura de 20°C). El ensayo que proporciona el dato de la resiliencia del acero consiste en el ensayo de flexión por choque sobre una probeta tipo "Charpa" de medidas normalizadas según la UNE 7475-1:1992. Mediante dicho ensayo, se determina la resiliencia, medida en julios (J), a una temperatura prefijada.

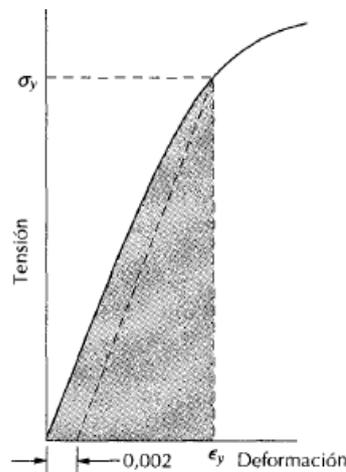


Ilustración 20 Gráfico tensión-deformación 2

La resiliencia es la capacidad de un material de absorber energía elástica cuando es deformado y de cederla cuando se deja de aplicar la carga. En el caso de disponer de la curva tensión-deformación, el módulo de resiliencia de una probeta sometida a una carga uniaxial es justamente el área encerrada por dicha curva hasta la fluencia, el eje ϵ y la recta vertical correspondiente al límite elástico.

Tenacidad a la fractura

La tenacidad a la fractura del acero define su capacidad a soportar cualquier sollicitación exterior sin que se origine ningún tipo de fractura en el interior del material. Este es un concepto distinto al de la tensión de rotura del material, y ello es así porque, en ocasiones, la fractura se puede producir con la aplicación de esfuerzos menores que los que marquen la tensión de rotura del material, o incluso menores que su límite elástico. Esto es debido a que pueden existir pequeñas grietas o defectos internos que son el origen del inicio de la fractura.

Dada una pieza de sección A_0 sometida a un esfuerzo F , el valor de la tensión normal media en cualquier sección perpendicular al esfuerzo sería $\sigma = F/A_0$. Si la pieza presentara una pequeña grieta o defecto, alrededor de esta discontinuidad se produciría un efecto amplificador y un aumento del nivel de tensiones normal a que estaría sometida la pieza. Para calibrar cuánto se amplifica los niveles de tensiones alrededor de una grieta o discontinuidad se define el Factor de Intensidad de Tensiones, K , mediante la siguiente expresión general:

$$K = f \cdot \sigma \cdot (\pi \cdot a)^{1/2};$$

donde:

- f = coeficiente adimensional o factor geométrico, que depende de la fuerza aplicada y la geometría de la pieza;



- σ = valor de la tensión normal aplicada;
- a = tamaño del defecto. Si el defecto es superficial representa la longitud total de la grieta, mientras que si la grieta es interior, representa la mitad de su longitud.

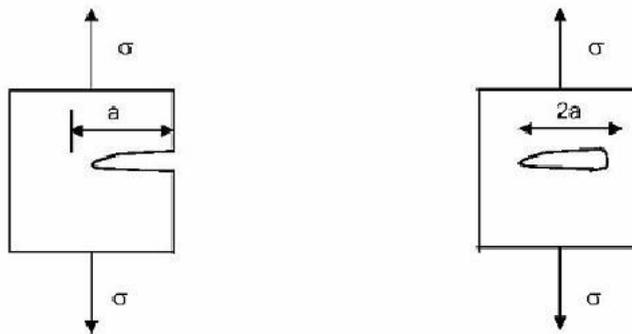


Ilustración 21 Gráfico fractura

Se denomina tenacidad a la fractura o intensidad del esfuerzo crítico, K_c , al valor de K requerido que origina el proceso de fractura en el interior del material, comenzando en el extremo de la grieta y propagándose hasta alcanzar la superficie de la pieza ocasionando su fractura. Es decir, que la fractura ocurre cuando $K > K_c$. El valor numérico de K_c dependerá del espesor de la pieza considerada.

Dureza Brinell

La dureza es una propiedad que mide la capacidad de resistencia que ofrecen los materiales a procesos de abrasión, desgaste, penetración o de rallado. Para medir la dureza de un material se emplea un tipo de ensayo consistente en calibrar la resistencia de un material a la penetración de un punzón o una cuchilla. La profundidad de la entalla que produce en el acero al ser rallado por este penetrador nos dará una medida de la dureza del material. Existen varios métodos para calibrar la dureza de un material, siendo el método Brinell y el método Rockwell los más comunes.

El método Brinell (ASTM E10) consiste en una esfera de 10 mm de diámetro de acero endurecido, que se presiona contra la superficie del material objeto de estudio bajo una carga estática de 3.000 kg. El tamaño de la huella nos proporcionará una medida de la dureza, denominada dureza Brinell, bajo estas condiciones del ensayo. Para determinar el valor de la dureza Brinell se emplea la siguiente ecuación:

$$HB = \frac{2F}{\pi D^2} \left(\frac{1}{1 - \sqrt{1 - \frac{d^2}{D^2}}} \right)$$



Dónde: F es la carga a utilizar, en Kp. D es el diámetro de la bola, en mm, y d es el diámetro de la huella dejada en superficie en mm.

Soldabilidad

Mide la capacidad de un acero para ser soldado, y que va a depender tanto de las características del metal base, como del material de aporte empleado. Para evaluar la soldabilidad de los aceros se utiliza el concepto de CARBONO EQUIVALENTE (CEV), que compara las soldabilidades relativas de diferentes aleaciones de acero con las propiedades de un acero al carbono simple. No obstante, este parámetro no es suficiente para evaluar la soldabilidad de los distintos aceros, dado que no depende sólo de la composición química del acero, sino que existen otros factores como puede ser el espesor, la elección de la temperatura de precalentamiento y/o tratamientos térmicos post-soldadura, o la adecuada elección del material de aporte.

El diagrama de Graville permite evaluar la soldabilidad de los aceros. El valor del CE (%), va a medir la susceptibilidad a la fisuración en frío del metal base en la zona afectada por el calor debido a la soldadura. Mayores % de carbono van a significar un aumento del riesgo que se produzca una fisuración en frío.

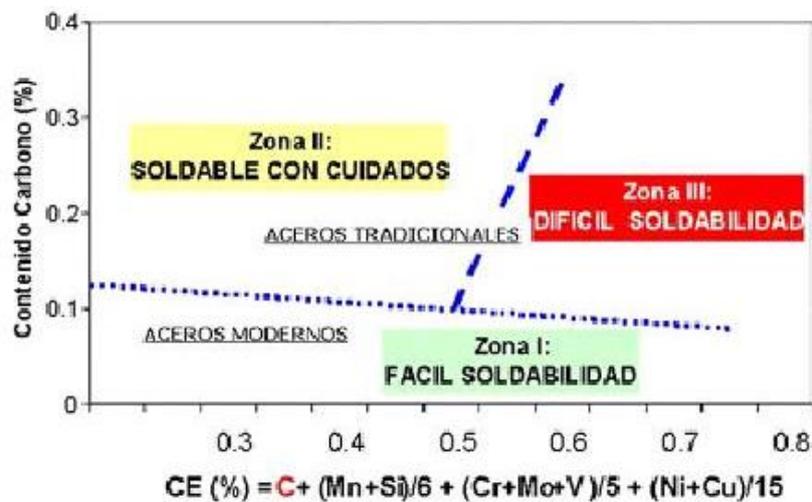


Ilustración 22 Gráfico soldabilidad

Otra información a extraer del diagrama de Graville es la posibilidad de comprobar la necesidad de tener que realizar algún tipo de precalentamiento o tratamiento térmico post-soldadura basada en la composición química (no considera espesor), dado que en la misma gráfica se indica la relación entre %Carbono y el CE% del metal base. En función en qué zona se encuentre el metal base objeto de soldadura, se pueden considerar tres zonas distintas:

- a) **Zona I:** aceros de bajo carbono y bajo endurecimiento no susceptibles a fisuras, y por lo tanto de fácil soldabilidad.



- b) **Zona II:** Aceros con mayor porcentaje de carbono y bajo endurecimiento. En esta zona el riesgo a fisuras, pero en parte puede ser evitado mediante el control de la velocidad de enfriamiento, o bien mediante un precalentamiento previo más ligero.
- c) **Zona III:** Es la zona de más difícil soldabilidad. La ocupan los aceros con elevado porcentaje de carbono y alto endurecimiento.

Resistencia al desgarro

La resistencia al desgarro laminar del acero se define como la resistencia a la aparición de fisuras en piezas soldadas sometidas a tensiones de tracción en dirección perpendicular a su superficie.

Para evitar el desgarro laminar se deberán reducir en lo posible dichas tensiones mediante un proyecto adecuado de los detalles de diseño. También se puede emplear otros tipos aceros que son poco susceptibles a este defecto, tales como los aceros con resistencia mejorada a la deformación en la dirección perpendicular a la superficie del producto, y que son aquellos que cumplen con unos valores mínimos de estricción mostrados en la siguiente tabla, y que han sido obtenidos sometiendo al producto a un ensayo de tracción en la dirección del espesor.

Aptitud al doblado

Es un índice de la ductilidad del material, y se define por la ausencia o presencia de fisuras en el ensayo de doblado. La aptitud al doblado es una característica opcional que debe verificarse sólo si lo exige el pliego de prescripciones técnicas particulares del proyecto o si lo indica el pedido. La determinación de la aptitud al doblado se efectuará comprobando la ausencia de fisuras en el ensayo de doblado simple, normalizado en UNE-EN ISO 7438.

Otros datos de diseño

Para el diseño de estructuras de acero se tiene en consideración otras características tales como: punto de fusión, punto de ebullición, calor específico, coeficiente de dilatación lineal y densidad.

Resistencia a la corrosión.

Los aceros de alta resistencia y baja aleación son particularmente resistentes a la corrosión y el óxido que forman se convierte a su vez en un recubrimiento protector para prevenir un mayor deterioro. Hay incluso ciertas aleaciones que desarrollan un recubrimiento protector de óxido de aspecto bastante estético, estos aceros que se pueden emplear sin pintura se denominan aceros intemperizados.

2.3. Fatiga de materiales

Como hemos visto, la resistencia de un material sometido a un ensayo a tracción uniaxial puede caracterizarse por su carga de rotura, que es la carga máxima en el ensayo dividida



por la sección inicial. Esto, sin embargo, no quiere decir que manteniendo la carga por debajo de la de rotura no pueda producirse un fallo en el material. Ya hace más de cien años que Wöhler estudió que tensiones inferiores pueden llevar al fallo si se aplican repetidamente con signos alternados. Este fenómeno, en el que la mayoría de los materiales fallan sometidos a cargas cíclicas a tensiones menores que bajo tracción uniaxial se denomina fatiga.

La fatiga es el proceso de cambio estructural permanente, progresivo y localizado que ocurre en un material sujeto a tensiones y deformaciones variables en algún punto o puntos y que produce grietas o la fractura completa tras un número suficiente de fluctuaciones. Hay que resaltar el hecho de que aproximadamente entre un 80 y un 90% de las piezas que se rompen en servicio fallan debido a este fenómeno. La fatiga se trata de un fenómeno de enorme importancia en el mundo “offshore”, donde las estructuras están sujetas a la acción combinada de viento y olas.

Wöhler definió las condiciones fundamentales para que se produjese rotura por fatiga:

- Una tensión máxima de tracción de valor elevado.
- Una variación o fluctuación lo suficientemente elevada entre el esfuerzo máximo y el mínimo.
- Un número suficiente de ciclos.
- Existencia de fallos internos en la pieza.

De aquí se deduce que los resultados obtenidos por los ensayos de tracción estudiados no nos sirven para poder identificar o determinar este tipo de fallo. Cuando un material se encuentra sometido a cargas cíclicas es posible que, aunque el estado tensional en todo instante sea relativamente inocuo, el material acabe por romperse. Este tipo de fallo, que no está contemplado por ninguno de los modelos normales es, además, especialmente peligroso por lo impredecible: no se manifiesta exteriormente hasta la rotura y, cuando esta ocurre, es similar a la de los materiales frágiles, donde aparecen fisuras que se propagan rápidamente hasta el fallo.

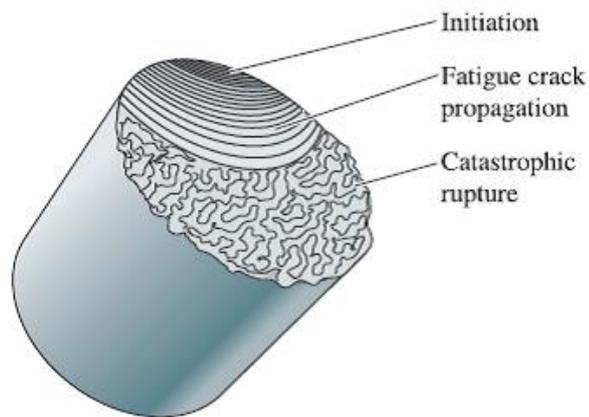
Por otro lado se define entalla como una discontinuidad introducida por diseño, error o cualquier otra causa en la fabricación de una pieza. Es muy corriente que el fallo por fatiga de una pieza ocurra en una entalla por efecto de concentración de tensiones. Cada uno de los ciclos de carga produce un avance del frente de grieta hasta que la sección remanente no es capaz de soportar la carga estática. El inicio y la propagación de la grieta dependen de las características del material, de su estructura cristalina y del tratamiento a que se somete en su fabricación. El colapso por fatiga es un fenómeno superficial cuyo avance depende del nivel de tensión aplicado.

Llega un momento que la fisura es tan grande que la pieza no puede resistir la carga y se produce una rotura súbita. Son tres los estados de fatiga o fases de la falla:

- Deformación plástica de los granos próximos a la superficie: La tensión cortante en el plano superficial de la pieza produce dislocaciones permanentes que se oxidan provocando la aparición de extrusiones e intrusiones. El tamaño de las grietas en este estado es microscópico.
- Propagación de las grietas: La propagación de la grieta se reorienta perpendicular al campo tractivo. El crecimiento de grieta es entonces estable y puede ajustarse a una ley potencial.
- Colapso por fatiga: El tamaño de la grieta se hace crítico y la pieza no es capaz de soportar el nivel de sollicitación y la rotura es inminente.

Ilustración 23 Gráfico grieta

Este proceso se puede identificar en las secciones de las piezas que fallan debido a fatiga. Como los detalles superficiales tienen una importancia crítica en el inicio de las grietas, es evidente que los tratamientos superficiales y los efectos químicos, tales como la corrosión, afectan de forma crítica a la resistencia a la fatiga de las piezas mecánicas.



Las causas de la rotura por fatiga son complejas, y por ello existen numerosos modelos simplificados que la predicen de forma aproximada. Estos modelos hacen uso de fórmulas y tablas que recogen el resultado de experimentos en los que se calcula la resistencia a la fatiga de materiales bajo cargas repetitivas. De hecho, la complejidad del proceso es tal que en la mayoría de las ocasiones solo se estudia la fatiga en procesos de carga uniaxial. El estudio de la fatiga en los metales se suele dividir en tres categorías:

Fatiga de alto número de ciclos (método de cálculo a partir del estado tensional). Este tipo de fatiga aparece cuando las tensiones nominales responsables de la fatiga son muy pequeñas en relación al límite elástico del material.

Fatiga de bajo número de ciclos (método de cálculo a partir de las deformaciones). Esta

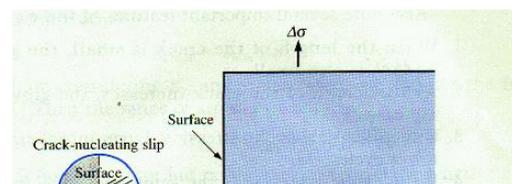
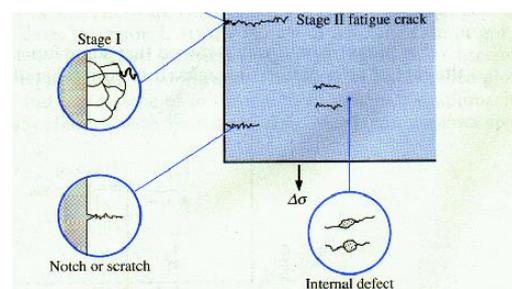


Ilustración 24 Representación grieta





fatiga ocurre cuando la deformación plástica en cada ciclo es visible.

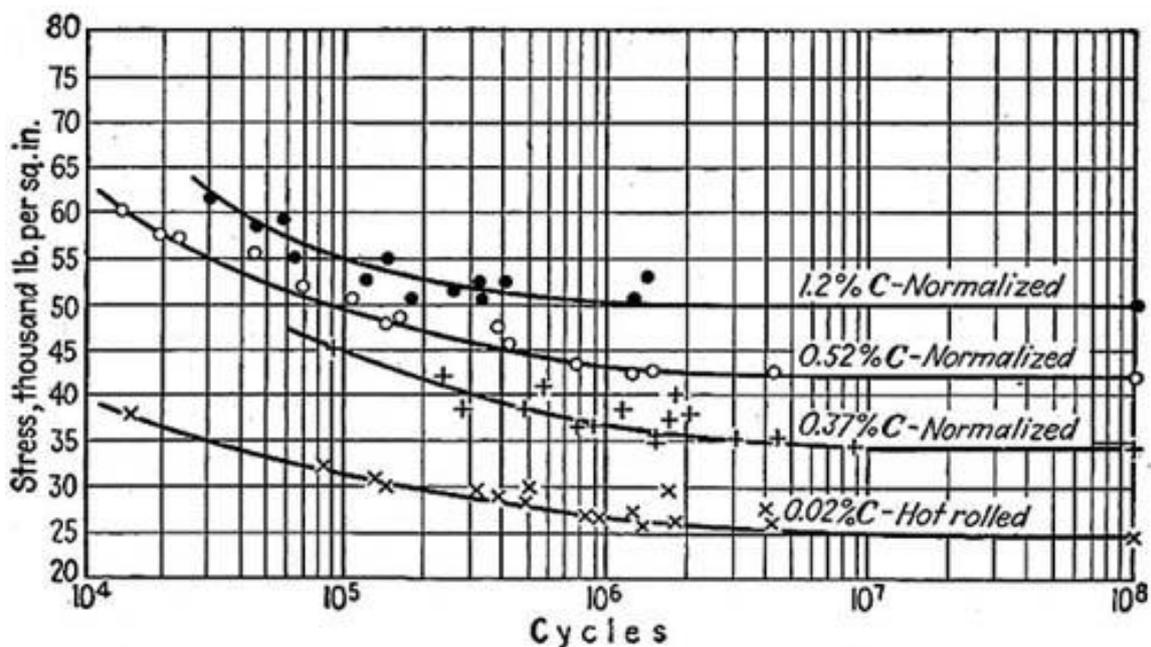
Fatiga térmica. Debido a las tensiones que aparecen en los ciclos térmicos.

2.3.1. Alto número de ciclos (estado tensional).

Es el método más clásico para el estudio de la fatiga, que tiene su origen en los trabajos de Wöhler, en 1850. Estas curvas se obtienen a través de una serie de ensayos en los que una probeta del material a probar se somete a tensiones cíclicas con una amplitud máxima relativamente grande (aproximadamente 2/3 de su resistencia estática a tracción) y se cuentan los ciclos completados hasta su rotura. Este procedimiento se repite en otras probetas a amplitudes máximas decrecientes. El cálculo de la vida de una pieza se basa en la comparación del valor nominal de la tensión aplicada (S) frente al número de ciclos (N).

El diagrama es cartesiano y semilogarítmico, en el que se representan en el eje de ordenadas la tensión nominal "S", y en el de abscisas el número de ciclos "N" en el que se llega al fallo. En muchos materiales, la función S-N muestra dos comportamientos diferenciados: en un primer intervalo es decreciente y en un segundo intervalo es constante. En estas situaciones la tensión es baja y no se aprecia deformación plástica. Se observa además, que los resultados de este tipo de fracturas por fatiga apenas dependen de la velocidad de aplicación de las cargas.

El **límite de fatiga** se define como la tensión uniaxial por debajo de la cual un material nunca fallará a fatiga. Algunos aceros de alta resistencia, el aluminio y otros materiales no férricos no poseen un umbral de tensión por debajo del cual no se produce fallo por fatiga así que se suele definir el límite de fatiga como la tensión que produce un fallo después de unos $10^7 / 10^8$ ciclos. Los factores modificativos del límite de fatiga se estudian con la ecuación de Marin:





$$S_e = \pi_i k_i S'_e$$

Donde S_e es el límite de fatiga y K_i son los coeficientes de Marin obtenidos experimentalmente:

- K_a ; factor de acabado superficial: a peor acabado superficial menor límite de fatiga, y a mayor rugosidad en la superficie, se produce un fenómeno de concentración de tensiones.
- K_b ; factor de tamaño: se ha demostrado empíricamente que la resistencia a la fatiga de elementos grandes es menor que en los pequeños. Al aumentar el tamaño aumenta la superficie externa, lo cual, a su vez, aumenta la posibilidad de aparición de grietas.
- K_c ; factor de confiabilidad o fiabilidad estadística del material.
- K_d ; factor de temperatura: la temperatura modifica las propiedades mecánicas de los materiales. No existe un registro de pérdida de capacidad a la fatiga por bajas temperaturas. Los materiales son insensibles al aumento de la temperatura hasta determinado valor, por encima del cual el límite a fatiga se reduce apreciablemente.
- K_e ; factor de concentración de tensiones. Se suelen producir en agujeros, ranuras, muescas y discontinuidades.
- K_f ; factor de efectos diversos: incluye los efectos de manipulación, estirado, laminación, forja, corrosión, efecto electrolítico, corrosión por apriete, etc.

Se observa experimentalmente que la resistencia a fatiga de un componente mecánico depende de forma significativa del tratamiento superficial del mismo. Así, el límite de fatiga en una probeta pulida o en una simplemente estampada no es igual. Como las grietas, causantes de la rotura por fatiga se inician en la superficie, cuanto más pulida sea, mayor será su resistencia a fatiga.

Otros efectos que se deducen de las curvas son que:

- Para una misma tensión nominal, la concentración de tensiones reduce la resistencia a la fatiga.
- Los diagramas S-N habitualmente representan la resistencia a fatiga de materiales sometidos a ciclos de tensión con media nula. Cuando la tensión media es positiva (tracción) la vida del material se acorta, y cuando es negativa (compresión), se alarga.

2.3.2. Bajo número de ciclos ($< 10^3$). Método de las deformaciones.

La hipótesis fundamental de este tipo de análisis es que la rotura en una situación de fatiga en bajo número de ciclos se debe a la acumulación de deformación plástica. Para estudiar la fatiga en ciclos de este estilo se realizan ensayos con control de desplazamiento como el mostrado en la figura inferior. Si sobre una probeta sometida a tracción se

imponen desplazamientos de rango $\Delta\varepsilon$, después de una fase transitoria en la que la deformación plástica crece, se alcanza un régimen permanente en el que se aprecia claramente una respuesta con histéresis, donde la tensión abarca un rango $\Delta\sigma$.

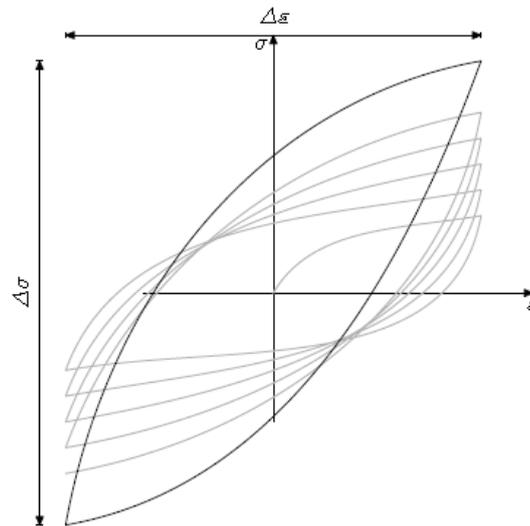


Ilustración 26 Deformación direccional

Experimentalmente se ha observado que en estos ciclos de deformación, la amplitud de la deformación plástica está relacionada con el número de ciclos hasta el fallo N mediante una ecuación que nos permite comprobar que, como en el caso de las curvas S-N, las propiedades de la superficie, la concentración de tensiones y el valor de la tensión media modifican la vida de los materiales sometidos a fatiga de bajos ciclos.

2.3.3. Fatiga térmica.

Debida a las tensiones que aparecen en los ciclos térmicos. Un material que se ve afectado por esta clase de fatiga es el acero inoxidable austenítico, debido a que tiene un coeficiente de dilatación alto y además una mala conductividad térmica.

2.3.4. Análisis de fatiga debida a tensiones repetitivas, cíclicas o alternantes.

Éstas cargas pueden ser menores que la tensión última a tracción (S_{ut}) o el límite de tensión de fluencia (S_y). La duración del esfuerzo determinará la resistencia a fatiga, a medida que el número de ciclos sea mayor ésta se reducirá, y viceversa. El ensayo más común para su determinación es el de la viga rotatoria (Moore).

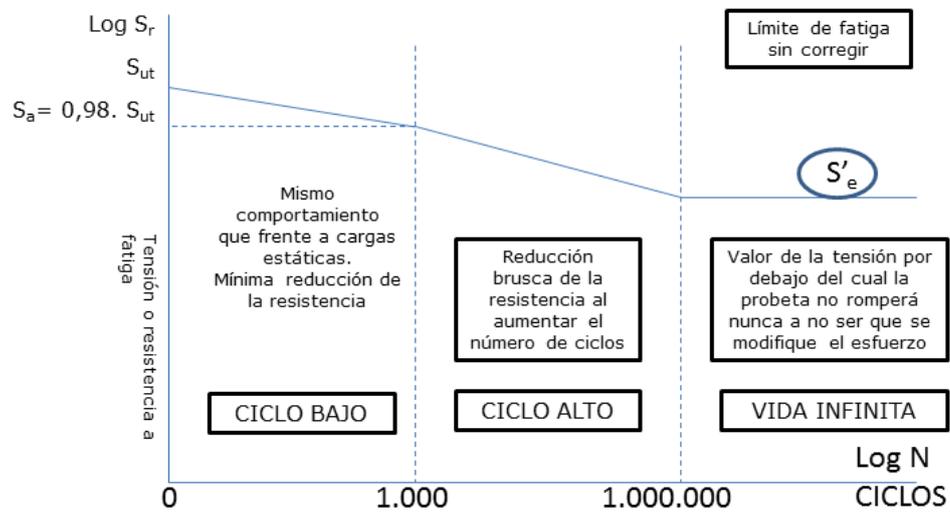


Ilustración 27 Tipos de ciclos

La tensión máxima que se podrá soportar en caso de que se trabaje a un número de ciclos $10^3 < N < 10^6$ se obtendrá mediante la expresión:

$$S_f = 10^c \cdot N^b ;$$

Donde

$$c = \log \frac{(f \cdot S_u)^2}{S_e} ; \quad b = -\frac{1}{3} \cdot \log \frac{f \cdot S_u}{S_e}$$

Para aceros normalmente se toma $f \approx 0,81$

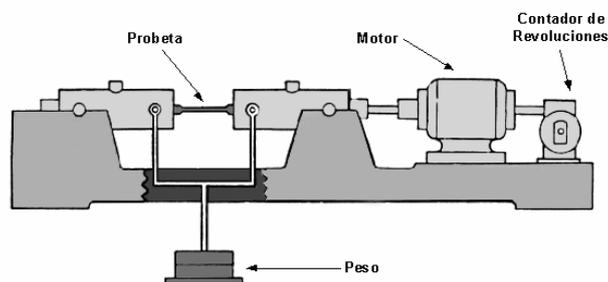


Ilustración 28 Máquina de probeta rotatoria de Moore

2.3.5. Análisis de la fatiga debida a tensiones fluctuantes.

Por lo general la fatiga no se produce únicamente cuando se alternan las tensiones (por ejemplo entre tracción y compresión), sino que también aparece la fatiga ante una tensión fluctuante, que mantenga siempre la misma dirección pero de valor diferente.

En un caso de tensión fluctuante se puede definir:

$$\sigma_{med} = \sigma_m = \frac{\sigma_{max} + \sigma_{min}}{2} \quad \sigma_{amp} = \sigma_a = \frac{\sigma_{max} - \sigma_{min}}{2}$$

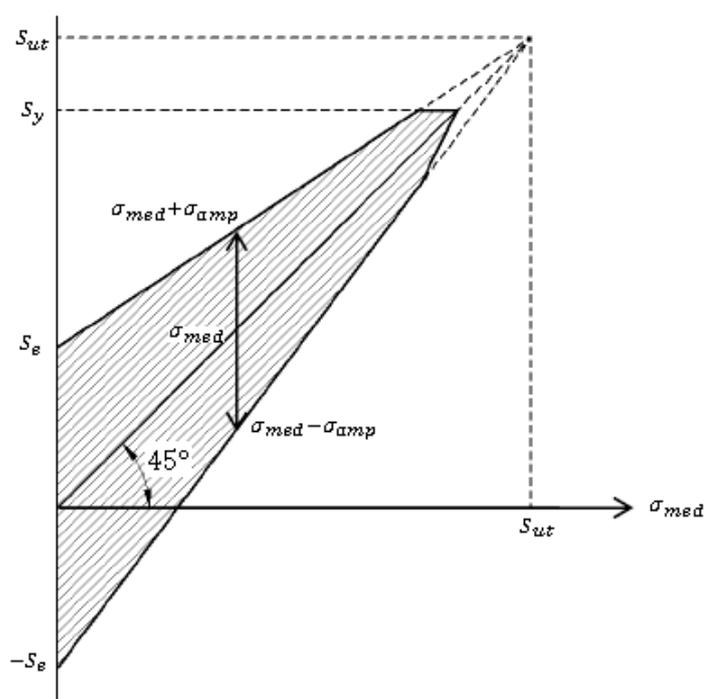


Ilustración 29 Tensión fluctuante 1

Los estados de carga se representan en un diagrama de Goodman, donde la zona sombreada define la amplitud máxima de vibración para una tensión media, y está limitada por la resistencia última a tracción S_{ut} , la resistencia a fatiga S_e y el límite de fluencia S_y .

En la práctica se usa la siguiente representación gráfica:

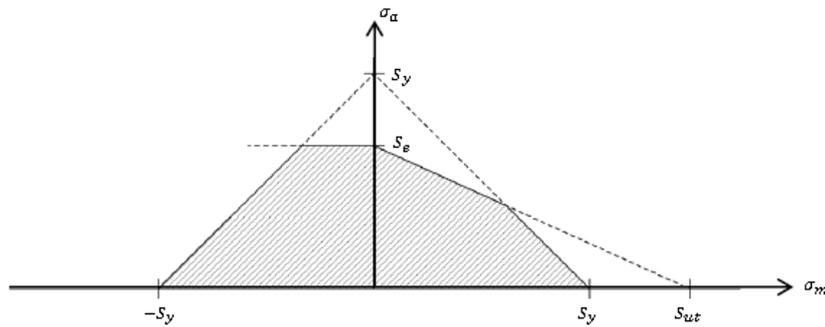


Ilustración 30 Tensión fluctuante 2

La zona sombreada en el diagrama define la amplitud máxima de vibración para una tensión media. Y de forma aún más simplificada, se usa el siguiente gráfico:

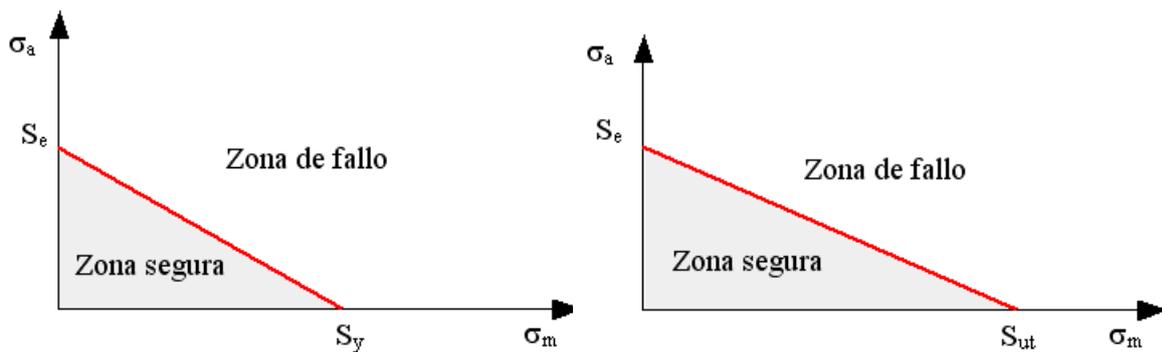


Ilustración 31 Tensión fluctuante 3

Donde las ecuaciones de las rectas son (según Goodman, que utiliza la tensión de rotura y Soderberg, que utiliza el límite de fluencia):

$$\text{Recta de Goodman: } \frac{\sigma_a}{S_e} + \frac{\sigma_m}{S_{ut}} = \frac{1}{n}$$

$$\text{Recta de Soderberg: } \frac{\sigma_a}{S_e} + \frac{\sigma_m}{S_y} = \frac{1}{n}$$

Y donde “n” es el factor de seguridad, σ_m la tensión media, σ_a la amplitud de la fluctuación de tensión, S_e el límite de fatiga y S_y el límite de fluencia.

El criterio de resistencia a fatiga que se utiliza para el análisis de la resistencia de piezas sometidas a tensiones fluctuantes con componente de tensión media positiva se basa en

los valores de tensión media y alternante en el punto analizado y establece que la pieza resistirá en el punto analizado siempre que se cumplan las dos condiciones:

$$\frac{\sigma_m}{S_y} + \frac{\sigma_a}{S_y} \leq 1$$

Esta condición difiere del criterio de Goodman, pues establece la condición de que la tensión total en el punto analizado (suma de las componentes medias y alternantes) no supere nunca el límite de fluencia. Gráficamente el criterio se representa por una línea quebrada en el gráfico de tensión media frente a tensión alternante que se ve a continuación. Para tensiones alternantes elevadas la línea coincide con la del criterio de Goodman, mientras que para tensiones alternantes pequeñas, predomina la segunda ecuación anterior, representada por la línea de fluencia. Cualquier punto con una combinación de tensiones media y alternante a la izquierda de la línea roja resistirá, mientras que uno a la derecha de la línea fallará según este criterio.

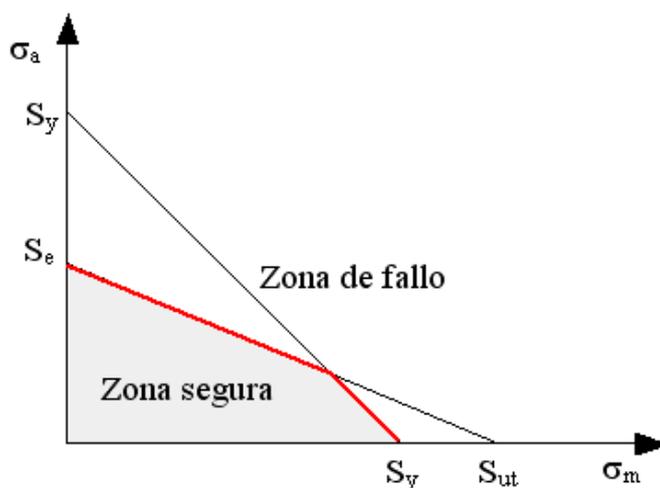


Ilustración 32 Zona segura-Zona de fallo

2.3.6. Análisis de la fatiga debida a ciclos de tensión no constante.

Este método se basa en el cálculo de daños durante la vida teórica de la estructura, utilizando datos del número de ciclos de ruina de límite inferior normalizados (curvas de fatiga asociadas a categorías de detalle) y un límite superior estimado de la carga de fatiga. El procedimiento básico incluye las siguientes etapas:

- **Secuencia de carga.** Se obtiene una estimación del límite superior de la secuencia de cargas de servicio para la vida prevista de la estructura. Se define el registro elemental de cargas repetido n veces en la vida de la estructura

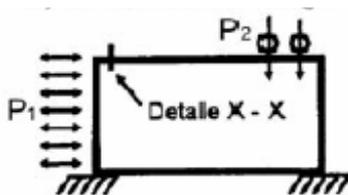


Ilustración 33 Secuencia de carga

- Ciclograma de tensión.** Deberá estimarse la historia o ciclograma de tensiones resultante en los puntos de iniciación potencial de fisuras que se vayan a comprobar. Cuando se utilicen las tensiones nominales, se modificará el ciclograma en toda zona de concentración de tensiones geométricas que no esté ya incluida en la categoría del detalle mediante un factor de concentración de tensiones.

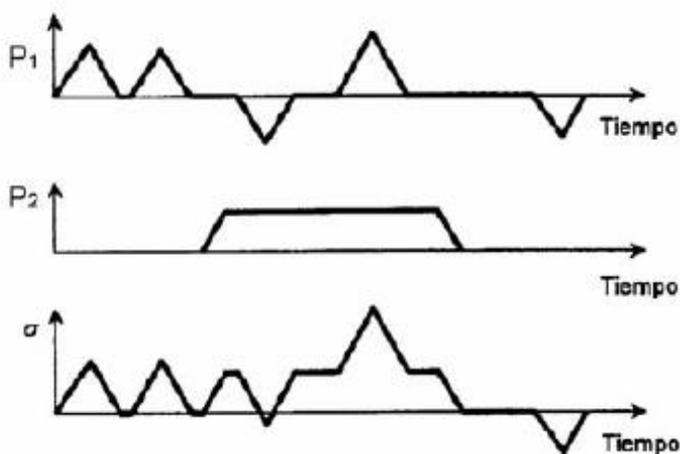


Ilustración 34 Ciclograma de tensión

- Cómputo de ciclos.** El ciclograma de tensiones debe reducirse a un número de ciclos equivalente (n_i) de carreras de tensión ($\Delta\sigma_i$) diferentes utilizando una técnica de cómputo de ciclos. Determinación de las carreras de tensiones y del número de veces que se repite cada una en la vida útil de la estructura.

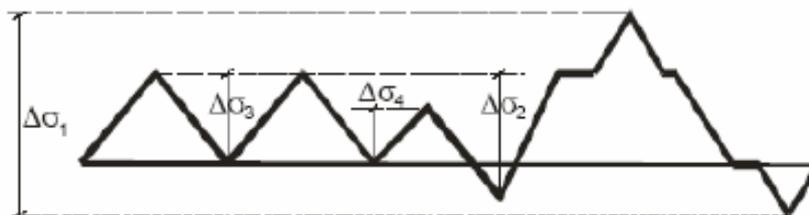


Ilustración 35 Compuo de ciclos

- **Espectro de carreras de tensión.** Los ciclos deben clasificarse en orden descendente de amplitud $\Delta\sigma_i$ para formar un espectro donde $i=1, 2, 3, \text{etc.}$, para las bandas del espectro.

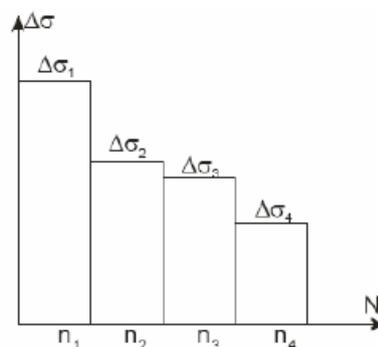


Ilustración 36 Espectro de carrera de tensión

- **Ciclos hasta la rotura.** Una vez categorizado el detalle, para la categoría del detalle y la carrera de tensión de cálculo $\Delta\sigma_i$ apropiadas, se determinará el número de ciclos de ruina N_i . La curva S-N del detalle nos sirve para calcular el número de ciclos de fallo de cada carrera de tensión.

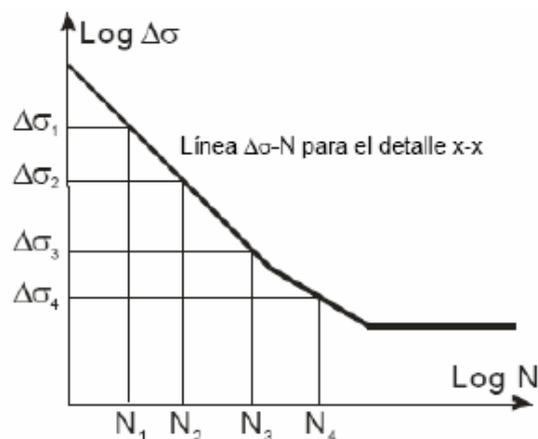


Ilustración 37 Expresión logarítmica S-N



Mediante la regla de Palmgren-Miner se calculará el daño total D_L a fatiga para todos los ciclos, siendo:

$$D_L = \sum \frac{n_i}{N_i} = \frac{n_1}{N_1} + \frac{n_2}{N_2} + \frac{n_3}{N_3} + \dots \leq 1$$

Finalmente se calculará la vida útil T_S a partir de la vida de cálculo T_L y del daño total D_L .

$$T_s = \frac{T_L}{D_L}$$

La regla considera el daño acumulado en cada uno de los periodos de carga y da una estimación de la vida hasta el fallo. Este método considera que cada periodo de carga con amplitud de fuerzas constantes provoca un daño sobre el material, independientemente de en qué orden se sucedan; más aún, cada uno de estos periodos provoca un daño que es igual, en porcentaje, al que provocaría si la amplitud de la fuerzas fuera constante. En último lugar, el fallo final por fatiga ocurre cuando el daño acumulado alcanza el 100%.

2.4. ¿Por qué fatiga?

Los principales modos de fallo de una estructura son la inestabilidad elástica o pandeo, la plastificación o rotura, desplazamientos y el fallo debido a fatiga. Como ya se vio en el punto anterior, el modelo a estudiar es una estructura del tipo jacket en las cuales podemos tener:

- Pandeo en los elementos verticales (como pueden ser las patas de la estructura).
- Plastificación por la acción de cargas puntuales repentinas (*green seas*, choque de la estructuras con partículas del fluido, etc).
- Fatiga debido a los rangos de tensiones producidos por cargas cíclicas (paso de las olas, vibración de la turbina, etc).

De entre todas ellas se escoge el estudio a fatiga por tres motivos:

- La falta de datos sobre fatiga en estructuras tipo jacket debido a la “modernidad” de éste tipo de instalaciones, ya que la primera instalación es de 2006 y estas estructuras tienen una vida útil de 20/25 años, por lo que no hay registros de estructuras que hayan fallado por fatiga.
- La relevancia que tiene en estructuras sumergidas ya que se ven sometidas a sollicitaciones cíclicas de forma continua y existen zonas prácticamente imposibles de inspeccionar sin el uso de robots sumergibles y no hay reparación posible.
- El interés personal en este ámbito de las estructuras navales debido a la voluntad de conocer uno de los métodos aplicados para el estudio de fatiga en la industria real.



3. Características del estudio

En todo proyecto de ingeniería al igual que en cualquier proyecto de otra rama de la ciencia, es fundamental establecer una fase previa en la que se definirán las bases sobre las cuales se realizarán los estudios y los análisis que generarán los resultados. Es vital dedicar el tiempo y los medios necesarios para establecer correctamente los fundamentos del estudio con el fin de evitar contratiempos en el futuro. Una mala definición de los criterios es muy probable que desemboque en resultados falseados o incluso erróneos. El coste que supondrá el arreglar las malas decisiones tomadas en la fase previa es directamente proporcional al avance del proyecto.

Este apartado trata de definir todas aquellas decisiones de diseño e hipótesis a seguir que influyen de una forma directa en los resultados obtenidos. Se hablará de la ubicación hipotética de la estructura, la teoría de espectro de olas a seguir, el método de cálculo escogido, las cargas a las que se verá sometida la jacket, etc.

3.1. Localización geográfica

La ubicación escogida para el parque eólico, junto con el diseño de la estructura, son las decisiones más importantes a la hora de realizar un proyecto de este tipo. De este factor dependerán directamente las solicitaciones bajo las cuales operará la estructura.

Para escoger la zona de operación del parque eólico se han definido tres premisas de tal manera que se acote la búsqueda a aquellas localizaciones que cumplan con lo exigido. Estos criterios de búsqueda son:

- Que la zona escogida tenga registros históricos de olas, corrientes y viento de carácter público con el fin de obtener un histograma a partir del cual generar el espectro de olas.
- Que la profundidad de la zona sea aceptable para el diseño de referencia. Es decir, todas aquellas zonas con profundidades comprendidas entre los 35 y los 40 metros.
- Que la zona tenga capacidad para albergar un parque eólico a partir de estructuras tipo jacket. De tal manera que la búsqueda se centra en zonas que hayan tenido, tengan o vayan a tener un parque eólico de estructuras fijas.

Una vez definidos estos tres puntos, se utilizan dos recursos online para buscar zonas susceptibles de estudio. El primero de ellos es la página de Puertos del Estado (www.puertos.es) del Ministerio de Fomento en la cual tenemos acceso a boyas de medición de olas y corrientes tanto en tiempo real como sus respectivos registros históricos. Y el segundo recurso es el 'Global Offshore Windfarm Database' de la consultoría 4C Offshore (www.4coffshore.com) que es una empresa británica que se dedica al estudio de viabilidad de proyectos marinos.

A continuación se muestra una captura de pantalla de la base de datos de parques eólicos offshore en la zona del mar del norte. Así como una captura de algunos puntos de recogida de datos accesibles en la página de Puertos del Estado.

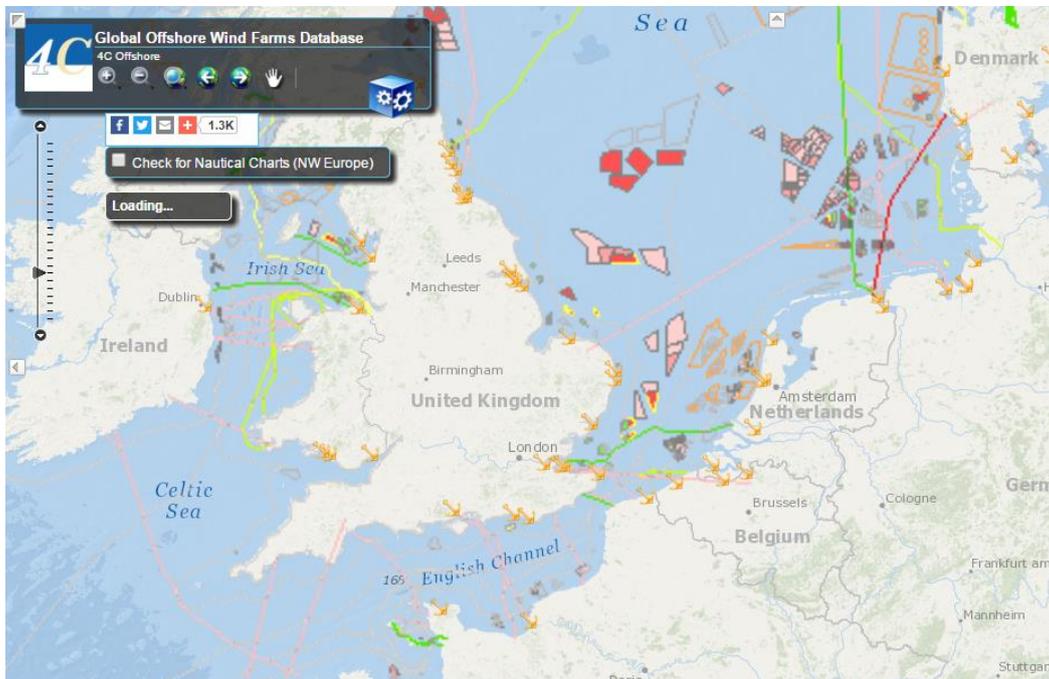


Ilustración 38 Windfarm Offshore Database



Ilustración 39 Puntos de recogida de datos

Partiendo de las premisas citadas anteriormente solo hay que encontrar el punto de convergencia entre las tres y buscar un parque operativo en la base de datos. Siguiendo

dicho procedimiento se llega a la conclusión de que la zona idónea para ubicar el proyecto es la costa norte francesa, más concretamente, la Bahía de Saint-Brieuc.

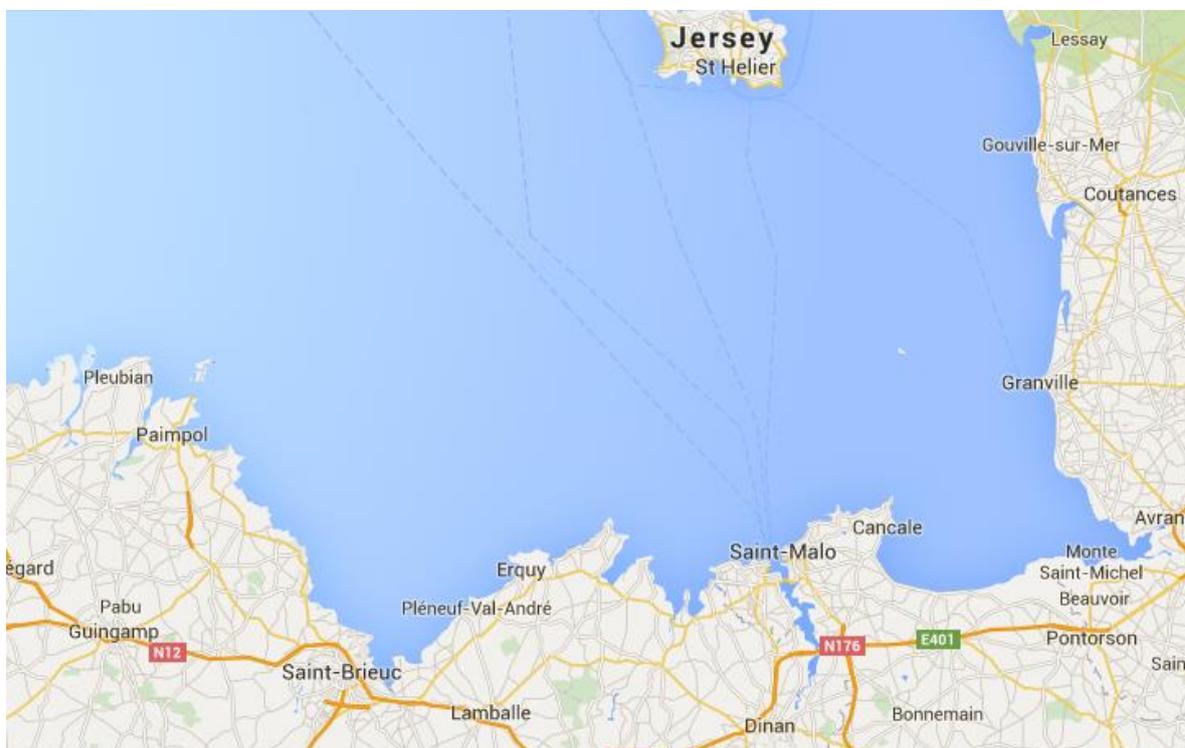


Ilustración 40 Bahía de Saint-Brieuc

Saint-Brieuc es una pequeña ciudad de la costa francesa de unos 50.000 habitantes situada entre las ciudades de Rennes y Brest. Su economía se basa principalmente en la agricultura y el sector marítimo ya que existen 17 puertos de pesca y 7 puertos comerciales a lo largo de la bahía.

En el año 2012, el Gobierno Francés concedió el derecho completo de construcción del proyecto del parque eólico en la bahía al consorcio de empresas formado por la multinacional española Iberdrola y la empresa francesa EOLE-RES.

El parque eólico que será propiedad de las empresas 'EDF Energies Nouvelles' (<http://www.edf-energies-nouvelles.com/>), 'Eole-Res' (<http://www.eoleres.com/fr/accueil>) y 'CDC group' (<http://www.cdgroup.com/>); y tendrá una capacidad de 496MW generados por 62 aerogeneradores de 8MW de capacidad unitaria.

La turbina del aerogenerador es modelo AD 8-180 y es un diseño patentado por Adwen, una filial de las empresas Areva (<http://www.areva.com/>) y Gamesa (<http://www.gamesacorp.com/es/>).



Ilustración 41Diseño AD8-180

Es una turbina de tres palas, 180 metros de diámetro de disco, con un mástil de 90 metros y con un rango óptimo de generación de electricidad con velocidades de viento comprendidas entre los 3 a los 30 metros por segundo.

El coste estimado del proyecto es de unos 2.000 millones de euros y se estima que se abastezcan cerca de 351.295 hogares al año reduciendo las emisiones de CO₂ en 709.996 toneladas/año y las emisiones de SO₂ en 16.511 toneladas/año; con una vida útil de 20 años.

El área efectiva ocupada será de 102 kilómetros cuadrados, se encuentra a unos 19 kilómetros de la costa y tiene una profundidad variable entre 30-38 metros.



Ilustración 42 Área de ocupación

Una vez encontrada una ubicación que cumpla las dos últimas premisas (profundidad de diseño y viabilidad de instalación de jacket), buscaremos datos históricos de puntos cercanos a la zona de instalación.



Ilustración 43 Puntos de recogida de datos

3.2. Histograma

Una vez situado el proyecto, ya estamos en disposición de seleccionar un punto de recogida de datos que nos permita generar un histograma a partir del cual, apoyándonos en una teoría de espectro de olas reconocida (Jonswap, Bretschneider, Pierson-Moskowitz, etc) generaremos nuestro propio espectro y se podrá obtener la altura de ola máxima para la cual haremos el estudio.



Ilustración 44 Foto boya oceanográfica

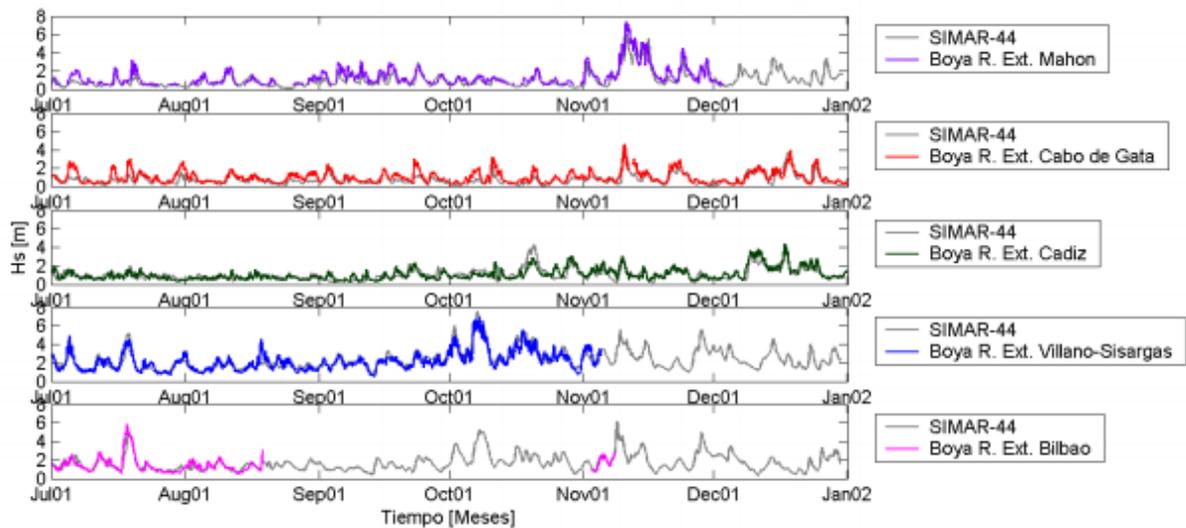


Ilustración 45 Ejemplo de toma de datos de boyas



La boya más próxima a la localización escogida es el punto SIMAR 1072096 situado en el departamento francés de Côtes-d'Armor cuya capital es Saint-Brieuc.

La página de Puertos del Estado permite generar tablas anuales de altura de ola frente periodo y seleccionar el periodo de tiempo deseado.

Tablas Altura-Periodo
Hs vs. Tp Tables

Año inicial/From (year):	1958 ▼
Año final/To (year):	2016 ▼
Delta para Tp/Tp delta:	1 ▼
Delta para Hs/Hs delta:	0.5 ▼

ATENCIÓN / ATTENTION: Tenga en cuenta que los datos que va a consultar no proceden de medidas directas, sino que se han obtenido mediante modelos numéricos / Users must take into consideration that these data are not in-situ measurements, they were obtained by means of numerical modeling.

Generado por/Generated by 

Thu Mar 31 16:15:17 UTC 2016

Ilustración 46 Base de datos Ministerio

La vida útil de nuestra estructura está estimada en unos 20 años, por lo que se decide hacer un diseño de ola de los 50 años. Esto quiere decir que el periodo de muestreo será desde 1965 a 2015. Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla:



1965-2015 SIMAR 1072096		Tp (s)											
		<=1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	>=10	TOTAL
Hs (m)	<=0,5	---	---	0,026	0,418	0,404	0,253	0,759	2,236	1,658	0,838	0,775	7,367
	1	---	---	0,016	1,027	3,425	1,697	1,417	4,021	6,632	5,62	6,277	30,132
	1,5	---	---	---	0,043	1,477	3,239	1,468	1,285	2,54	4,01	12,359	26,421
	2	---	---	---	0,002	0,078	1,252	1,686	0,901	0,96	1,322	9,47	15,669
	2,5	---	---	---	---	0,004	0,14	0,796	0,706	0,49	0,624	6,128	8,884
	3	---	---	---	---	---	0,013	0,147	0,39	0,34	0,313	3,76	4,963
	3,5	---	---	---	---	---	---	0,025	0,118	0,184	0,238	2,263	2,828
	4	---	---	---	---	---	---	---	0,026	0,068	0,127	1,408	1,629
	4,5	---	---	---	---	---	---	---	0,005	0,017	0,056	0,873	0,951
	5	---	---	---	---	---	---	---	0,003	0,002	0,013	0,492	0,507
	>5	---	---	---	---	---	---	---	---	0,002	0,009	0,633	0,644
	TOTAL	---	---	0,042	1,488	5,384	6,594	6,298	9,688	12,893	13,170	44,438	100,00%

Tabla 1 Histograma1

Esta tabla lo que representa es la probabilidad de que pase una ola de determinada altura y periodo. Con estos datos podemos obtener la altura significativa de ola con la cual generar un espectro.

3.3. Espectro de olas

La modelización perfecta de la mar es una tarea imposible sin echar mano de métodos de simplificación o métodos probabilísticos. Las técnicas de modelización de la mar pretenden un tratamiento estadístico de los parámetros que gobiernan la formación de olas, de manera que mediante una formulación más o menos complicada, sea posible establecer, con una probabilidad determinada, la posibilidad de que cierta ola se produzca.

A la hora de tratar de modelar las olas en una localización concreta se pueden distinguir dos enfoques principales que dividen las olas en dos tipos:

- Las olas regulares (u olas tipo). Son aquellas que se definen por su periodo, su longitud de onda y su altura. Se pueden subdividir en función de la relación entre la longitud de onda y la profundidad en: olas de Stokes, olas Cnoidales y solitarias (tsunamis). Su cálculo es simple y se recomienda cubrir un amplio rango de frecuencias si se usan para el dimensionado de estructuras.
- Las olas denominadas reales, que se estudian desde un enfoque probabilístico. A su vez se pueden distinguir dos tipos:
 - Irregulares: Se representan con la superposición de olas regulares y presentan un patrón repetitivo con periodo conocido. El perfil de ola se puede formular como:

$$\eta(t) = \sum_{n=1}^N (a_n \cos(nwt) + b_n \sin(nwt))$$

Donde N es el número de componentes de Fourier, y:



$$a_n = \frac{2}{T_s} \int_0^{T_s} \eta(t) \cos(nwt) dt$$

$$b_n = \frac{2}{T_s} \int_0^{T_s} \eta(t) \sin(nwt) dt$$

Se suele emplear para aproximar registros a formulación matemática sobretodo en simulaciones de laboratorio. El método es válido para analizar en dominios a corto periodo de tiempo.

- Olas aleatorias. Son las que mejor representan el estado del mar. Se emplea formulación matemática y estadística cuyos parámetros son los valores medios de altura y periodo. Se usan espectros de energía de ola, existiendo distintos modelos teóricos para zonas geográficas concretas. Estos espectros son estacionarios (si se toman muestras diferentes se obtienen los mismos valores medios de altura y periodo) y ergódicos (no importa el instante de toma de muestra).

Las boyas de medición registran las variaciones del nivel del mar al paso de la ola respecto al nivel en aguas tranquilas. Se puede definir la energía de la ola con la siguiente expresión:

$$E_{(t)} = \frac{1}{2} [\rho g \eta(t) \eta(t)]$$

De modo que el área del registro (que equivale a la energía) entre “t” igual a menos infinito y más infinito se calculará como la integral:

$$E_{(t)} = \frac{1}{2} \rho g \int_{-\infty}^{+\infty} \eta(t)^2 dt$$

Utilizando el teorema de Parseval con el fin de pasar del dominio del tiempo al dominio de la frecuencia:

$$\int_{-\infty}^{\infty} \eta(t)^2 dt = \frac{1}{\pi} \int_{-\infty}^{\infty} A_{(w)}^2 dw$$

Entonces:

$$E_{(w)} = \frac{1}{2\pi} \rho g \int_{-\infty}^{\infty} A_{(w)}^2 dw$$

Con el fin de que se puedan realizar comparaciones entre registros, se calcula la energía cuadrática media por unidad de tiempo T_R , para lo cual se usa el concepto de varianza estadística del parámetro $\eta(t)$ en el tiempo T_R .

$$\overline{\langle \eta(t)^2 \rangle} = \frac{1}{T_R} \int_{-\infty}^{\infty} \eta(t)^2 dt$$



$$\overline{\langle A_{(w)}^2 \rangle} = \frac{1}{T_R} \int_{-\infty}^{\infty} A_{(w)}^2 dt$$

Así se obtiene la medida de la dispersión de un grupo de parámetros alrededor de uno central. Si regresamos a la expresión anterior de la energía y la dividimos por T_R introducimos el término de la varianza.

$$\frac{E}{T_R} = \bar{E} = \frac{1}{T_R} \left[\frac{1}{2\pi} \rho g \int_{-\infty}^{\infty} A_{(w)}^2 dw \right] = \frac{1}{2\pi} \rho g \frac{1}{T_R} \int_{-\infty}^{\infty} A_{(w)}^2 dw$$

Introduciendo el concepto de densidad espectral:

$$S_{(w)} = \frac{A_{(w)}^2}{\pi T_R}$$

Obteniendo:

$$\bar{E} = \frac{1}{2} \rho g \int_{-\infty}^{\infty} S_{(w)}^2 dw$$

Por lo tanto, la densidad espectral representa la forma de distribución de los componentes armónicos del proceso aleatorio alrededor de un valor central, que en este caso es el espectro de elevación de la ola.

3.3.1. Métodos de obtención de espectros

Existen dos clases de métodos principales para el cálculo de la densidad de espectro de olas.

- Los métodos aleatorios. Emplean el concepto de $S_{(w)}$, espectros a dos bandas. Se considera la integración de la altura de ola por ambos lados del nivel de aguas tranquilas de tal manera que la segunda banda es simétrica. Se pueden distinguir dos casos: el de autocorrelación y el de transformación directa. Ambos métodos son matemáticos y son usados en laboratorios. Se basan en la transformada de Fourier y emplean coeficientes aleatorios.
- Los métodos matemáticos. Son espectros de una sola banda que emplean el concepto de $S_{\eta\eta(w)}$. Son los más importantes en el diseño de estructuras. Su expresión general es:

$$S_{\eta\eta(w)} = Bw^{-p} e^{\frac{-c}{w^q}}$$

Existen distintas teorías para el cálculo de los parámetros: Phillips, Newman y Bretschneider entre otros.

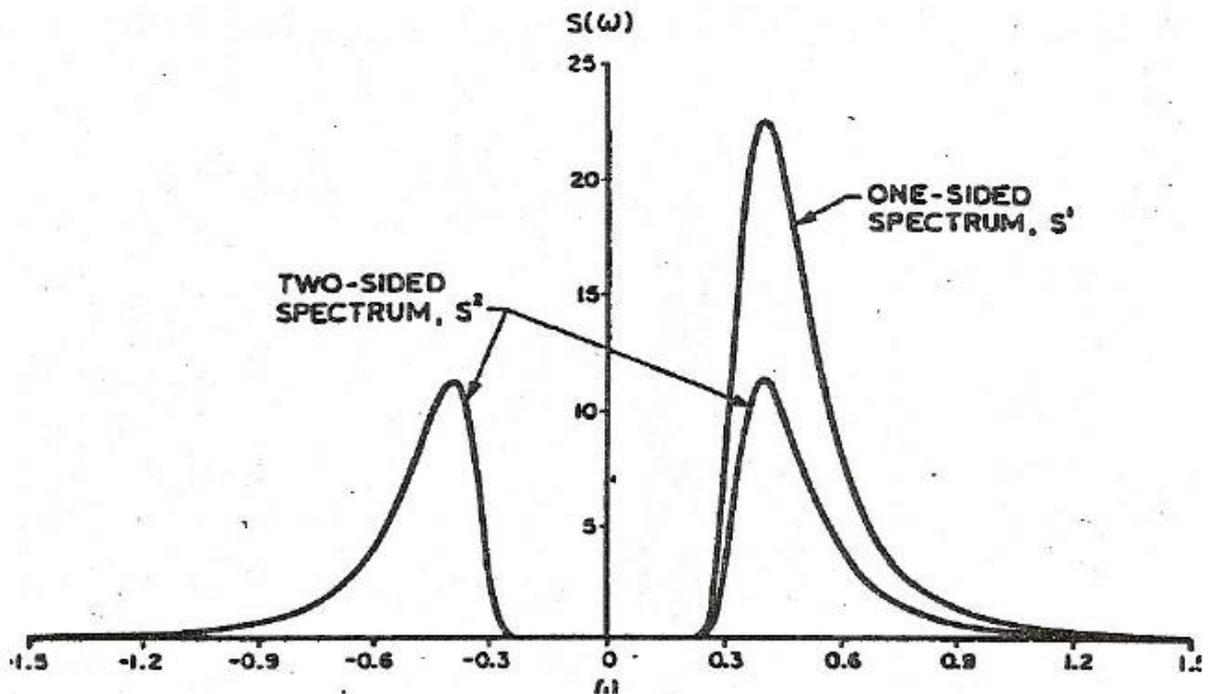


Ilustración 47 Representación espectros

3.3.2. Concepto de banda ancha y banda estrecha

El ancho de banda de un espectro es un concepto básico de definición de distribuciones probabilísticas que se aplica a cualquier registro probabilístico independientemente del sector de aplicación de éste.

La banda ancha se da en un proceso estacionario y aleatorio cuya densidad espectral tiene valores significativos sobre un rango de frecuencias. Su anchura es del orden de la magnitud de la frecuencia central; por ejemplo, las fluctuaciones de presión en la cabeza de un cohete debido a su penetración en la atmósfera. Un oleaje totalmente desarrollado debido a la acción constante del tiempo durante un periodo suficientemente amplio de tiempo puede considerarse un proceso de banda ancha.

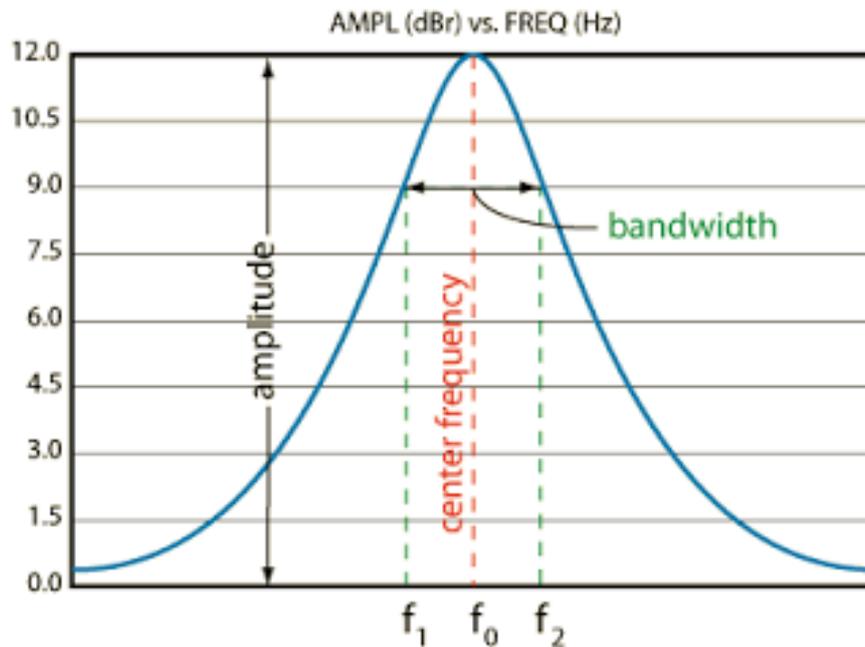


Ilustración 48 Representación gráfica del ancho de banda

La banda estrecha es un proceso estacionario y aleatorio cuya densidad espectral toma valores significativos tan solo en un rango de frecuencias en las que su anchura es pequeña en comparación con el valor de frecuencia central. El oleaje de un mar de fondo generado por la acción de una tormenta a muchas millas de distancia puede considerarse un fenómeno de banda estrecha.



Ilustración 49 Representación Fetch



3.3.3. Teorías matemáticas del cálculo de espectros

Las teorías matemáticas de cálculo de espectros de olas suelen centrarse en representaciones de solo una banda, cuya expresión es del tipo:

$$\bar{E} = \frac{1}{2} \rho g \int_{-\infty}^{\infty} S_{\eta\eta}(w) dw$$

Las teorías representan distintos espectros en función de los distintos parámetros que pueden ser: altura de ola, periodo y coeficientes de formas. A mayor número de parámetros mayor adaptabilidad presenta el espectro a una situación real concreta. La fórmula general de densidad espectral de la mayoría de los espectros es:

$$S_{\eta\eta}(w) = B w^{-p} e^{\frac{-c}{w^q}}$$

Donde B, c, p y q son parámetros generales que dependen de la altura significativa de ola y de su periodo.

MÉTODO DE PIERSON MOSKOWITZ

Es un método de 1964 comúnmente conocido por las iniciales P-M. Utiliza como parámetro la altura significativa de ola o, en su defecto, la velocidad del viento. Es el método más representativo de cualquier ambiente en cualquier localización. Tiene mucha aplicación en el diseño de estructuras offshore ya que predice el estado del mar para una velocidad de viento determinada medida a 19,5 metros sobre el nivel del mar, considerando un área de formación de mar (fetch) infinita, al igual que la duración, el sentido y la dirección del viento que sopla.

Expresiones:

$$S_{\eta\eta}(w) = 0,0081 g^2 w^{-5} e^{-1,25 \left(\frac{w_0}{w}\right)^4}$$

$$m_0 = \sigma^2 = \frac{0,0081 g^2}{5 w_0}$$

$$H_s = 4\sigma$$

$$w_0^2 = 0,161 \frac{g}{H_s} \quad \text{ó} \quad w_0 = 0,877 \frac{g}{U_w}$$

Otras expresiones utilizadas:

$$S_{\eta\eta}(w) = \frac{H_s^2 T_z}{4\pi (w T_z)} e^{-\frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{w T_z}\right)^4}$$

$$T_z = \frac{0,7104}{w_m} \text{ ó } T_z = 4,486 \frac{U_w}{g}$$

$$w_m = \frac{w_0}{2\pi} = \frac{g}{2\pi U_w}$$

$$H_s = 0,209 \frac{U_w^2}{g}$$

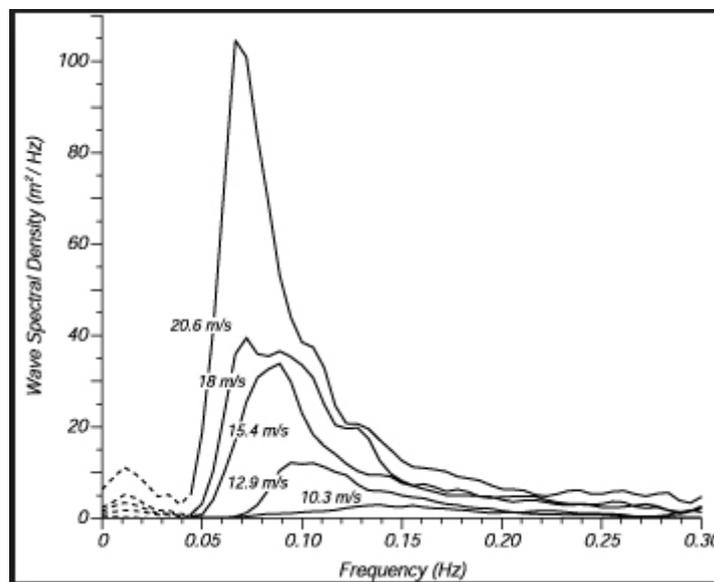


Ilustración 50 Ejemplo espectro P-M

Método de Bretschneider de 1959

Se supone un espectro de banda estrecha para la condición de mar desarrollado y una distribución de Rayleigh para los parámetros que utiliza (altura y periodo).

$$S_{\eta\eta}(w) = 0,1687 H_s^2 \frac{w_s^4}{w^5} e^{-0,675 \left(\frac{w_s}{w}\right)^4}$$

Donde:

- $p=5$
- $q=4$
- $B = 0,1687 H_s^2 w_s^4$
- $C = 0,675 w_s^4$

Los valores de altura y periodo significativos se pueden calcular a partir de la velocidad del viento:



$$T_s = a \frac{U_w}{g}$$

$$H_s = b \frac{U_w}{g}$$

Donde:

	Mar desarrollada	90%	80%
a	6,776	4,764	-
b	0,282	0,254	0,226

Tabla 2 Parámetros Bretschneider

A medida que aumenta el tiempo que este soplando el viento para llegar a lograr un estado de la mar con olas estacionarias y ergódico, el espectro de Bretschneider devuelve valores más altos.

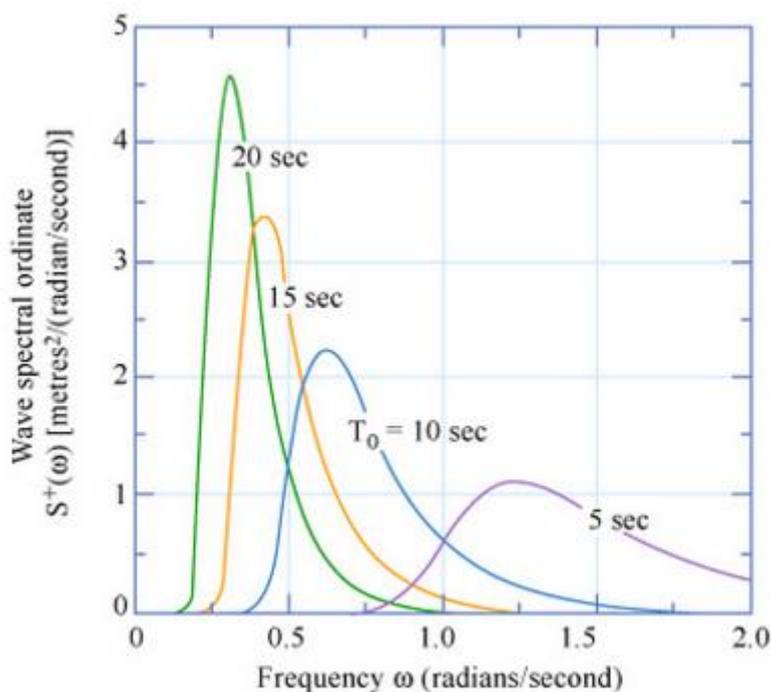


Ilustración 51 Ejemplo Bretschneider para ola de 4 metros

A pesar de ser un proceso de banda estrecha donde predomina el mar de fondo (swell) también tiene una componente de viento.

Método del International Ships Structures Congress de 1964

Introduce una variación al método anterior:



$$S_{\eta\eta}(\omega) = 0,1107H_s^2 \frac{\bar{\omega}^4}{\omega^5} e^{-0,4427(\frac{\bar{\omega}}{\omega})^4}$$

Donde:

$$\bar{\omega} = 1,296\omega_0$$

ITTC (International Towing Tank Conference-1966)

Se propone una modificación a la teoría de Pierson-Moskowitz en términos de altura de ola y frecuencia de cruce.

$$S_{\eta\eta}(\omega) = \alpha g^2 \omega^{-5} e^{\frac{-4\alpha g^2 \omega^{-4}}{H_s^2}}$$

$$\alpha = \frac{0.0081}{K^4}$$

$$K = \frac{\sqrt{g/\sigma}}{3.54\omega_z}$$

$$\sigma = \sqrt{m_0} = \frac{H_s}{4}$$

$$\omega_z = \sqrt{\frac{m_2}{m_0}}$$

$$m_n = \int_0^{+\infty} \omega^n S_{\eta\eta}(\omega) d\omega$$

Fórmula unificada

Combina el método de Pierson-Moskowitz con el de Bretschneider e ISSC & ITTC, convirtiéndolas en un espectro de 2 parámetros T_s y H_s :

$$S_{\eta\eta}(\omega) = \frac{A}{4} H_s^2 \frac{\bar{\omega}^4}{\omega^5} e^{-A(\frac{\omega}{\bar{\omega}})^4}$$

$$\bar{\omega} = \left(\frac{5}{4A}\right)^{1/4} \omega_0$$

Donde A es el coeficiente adimensional de ω , según se escoja, está expresión anterior se transforma en un espectro u otro.

MODELO	A	$\bar{\omega}$
P-M	$\frac{5}{4}$	ω_0
Bretschneider	0.675	ω_s



ISSC	0.4427	$\bar{\omega}$
ITTC	$\frac{5}{4}$	ω_0

Tabla 3 Parámetros expresión unificada

Método de Newmann de 1953

Fue el primer espectro analítico que se empleó para diseños de ingeniería aunque actualmente este obsoleto por basarse en datos antiguos y limitados. Utiliza un parámetro en términos de la velocidad del viento U_ω .

$$S\eta(\omega) = B\omega^{-p}e^{-c/\omega q}$$

$$B = 1.466H_s^2\omega_0^5$$

$$\omega_0 = 0.817\frac{g}{U_\omega}$$

$$C = 2\left(\frac{g}{U_\omega}\right)^2$$

$$H_s^2 = \frac{3\sqrt{\pi}}{2\sqrt{2}}B\left(\frac{U_\omega}{g}\right)^5$$

Dónde:

- $p=6$
- $q=2$.

Método Gouda de 1969

Desarrolló una formula aproximada del espectro Pierson-Moskowitz en términos de H_s y ω_0 :

$$S(\omega) = \alpha H_s^2 \frac{\omega^{-5}}{\omega_0^{-4}} e^{-1.25\left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^{-4}} \gamma^{\frac{-(\omega-\omega_0)^2}{2\sigma^2\omega_0^2}}$$

$$\alpha = \frac{0.0624}{0.230 + 0.0336\gamma - 0.185(1.9 + \gamma)^{-1}}$$

Si $\gamma = 1$:

$$\alpha = 0.312 \rightarrow S(\omega) = S(\omega)_{P-M}$$

Método de Joint North Sea Wave Project de 1976

Comúnmente conocido como el método JONSWAP, es un método de desarrollo de espectros de olas especialmente diseñado para el mar del norte a partir de unas modificaciones en el espectro de Pierson-Moskowitz.

Su expresión general es:



$$S(\omega) = \alpha g^2 \omega^{-5} e^{-1.25 \left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^{-4} - \frac{(\omega - \omega_0)^2}{2\sigma^2 \omega_0^2}}$$

Considerando la velocidad del viento predominante (U_{10} =velocidad del viento medida a 10m de altura) y longitud de área de formación (Fetch=F), los valores medidos son:

- $\gamma = 3.30$
- $\sigma_a = 0.07$
- $\sigma_b = 0.09$
- $\alpha = 0.076(\bar{F})^{-0.22}$
- $\bar{F} = \frac{gF}{U_{10}^2}$
- Si no se conoce F se tomará: $\alpha = 0.0081$
- $\omega_0 = \frac{2\pi g}{U_{10}}(\bar{F})^{-0.33}$
- La energía de las olas aumenta con el fetch: $\langle \eta^2 \rangle = 1.67 \times 10^{-7} \frac{U_{10}}{g} F$

El espectro Jonswap es de 5 parámetros pero normalmente se suele considerar como de uno o de dos (γ, ω_0), considerando constantes: σ_a, σ_b y α . Los parámetros H_s y T_0 se relacionan:

$$H_s = (0.11661 + 0.01581\gamma - 0.00065\gamma^2)T_0^2$$

Si $\gamma = 1$:

$$H_s = 0.1317T_0^2$$

Por su parte, T_0 y T_z se relacionan:

$$T_0 = (1.49 - 0.102\gamma + 0.0142\gamma^2 - 0.00079\gamma^3) T_z$$

Si $\gamma = 1$:

$$T_0 = 1.4014T_z$$

Un ejemplo de representación gráfica de este espectro:

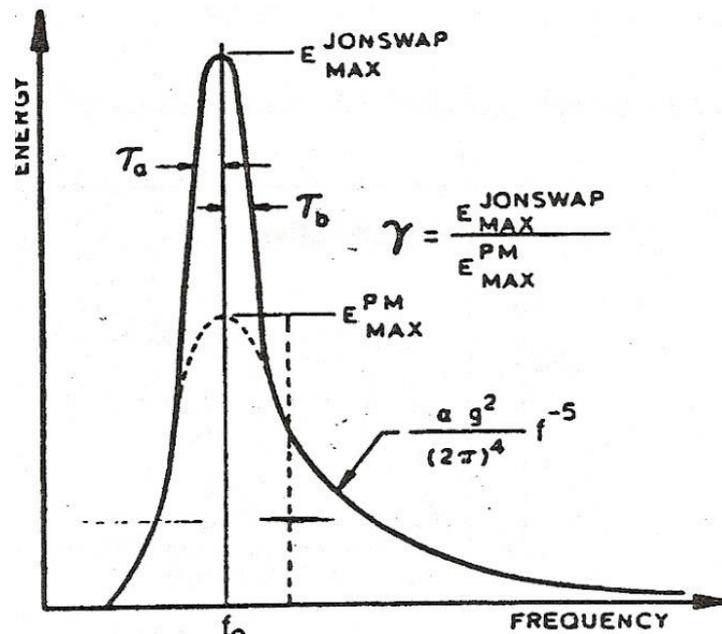


Ilustración 52 JONSWAP

Existen más tipos de espectros de olas en función de los parámetros que utilizan o su zona de aplicación. Algunos de los más conocidos, son:

- Scott (1965) → para una mar totalmente desarrollada, independiente de la velocidad del viento, del fetch o de la duración de la tormenta.
- Lin (1971) → desarrollado para el lago Michigan.
- Mitsuyasu (1972) → para un fetch reducido.
- Ochi-Hubble (1976) → espectro de 6 parámetros que combina mar de fondo y olas de viento, cada espectro está formado por 3 parámetros y el total es la combinación lineal de ambos.

3.4. Aplicación del espectro de JOSWAP

En este apartado se hará la aplicación del método matemático de cálculo de densidad de espectro Joint North Sea Wave Project (JONSWAP) de 1976 para el caso que nos ocupa. Como ya vimos en el apartado X.1 Localización geográfica, el histograma de olas en 50 años con el que vamos a calcular el espectro es el siguiente.



1965-2015 SIMAR 1072096		Tp (s)											TOTAL
		<=1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	>=10	TOTAL
Hs (m)	<=0,5	---	---	0,026	0,418	0,404	0,253	0,759	2,236	1,658	0,838	0,775	7,367
	1	---	---	0,016	1,027	3,425	1,697	1,417	4,021	6,632	5,62	6,277	30,132
	1,5	---	---	---	0,043	1,477	3,239	1,468	1,285	2,54	4,01	12,359	26,421
	2	---	---	---	0,002	0,078	1,252	1,686	0,901	0,96	1,322	9,47	15,669
	2,5	---	---	---	---	0,004	0,14	0,796	0,706	0,49	0,624	6,128	8,884
	3	---	---	---	---	---	0,013	0,147	0,39	0,34	0,313	3,76	4,963
	3,5	---	---	---	---	---	---	0,025	0,118	0,184	0,238	2,263	2,828
	4	---	---	---	---	---	---	---	0,026	0,068	0,127	1,408	1,629
	4,5	---	---	---	---	---	---	---	0,005	0,017	0,056	0,873	0,951
	5	---	---	---	---	---	---	---	0,003	0,002	0,013	0,492	0,507
	>5	---	---	---	---	---	---	---	---	0,002	0,009	0,633	0,644
TOTAL	---	---	0,042	1,488	5,384	6,594	6,298	9,688	12,893	13,170	44,438	100,00%	

Tabla 4 Histograma 2

Recordando la expresión matemática del espectro JONSWAP:

$$S(\omega) = \alpha g^2 \omega^{-5} e^{-1.25 \left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^{-4}} \gamma \frac{e^{-\frac{(\omega - \omega_0)^2}{2\sigma^2 \omega_0^2}}}{2\sigma^2 \omega_0^2}$$

Dónde:

- g es la aceleración de la gravedad en metros por segundo al cuadrado: $9,81 \frac{m}{s^2}$
- Alfa α se calcula según:

$$\alpha = 0,033x \left[\frac{w_p U_w}{g} \right]^{\frac{2}{3}}$$

- La frecuencia de pico w_p :

$$w_p = 2,84xg^{0,7} L_F^{-0,3} U_w^{-0,4}$$

- L_F es la longitud del fetch que se supone la distancia a la costa: 23,9 km.
- U_w es la velocidad del viento medida a 10 metros sobre la superficie: $8,99 \frac{m}{s}$
- Sigma σ es igual a 0,07 si la frecuencia es menor o igual a la frecuencia de pico. Si no, 0,09.
- Beta β es un parámetro de valor 1,25.
- Gamma γ es un parámetro de valor 3,3.

Con lo que se obtienen los siguientes valores:

Datos iniciales necesarios		
g	9,81	m/s ²
Beta	1,25	-
Gamma	3,3	-
Lf	23900	m
Uw (10m)	8,99	m/s
Sigma 1	0,07	w=<wp
Sigma 2	0,09	w>wp



Cálculos auxiliares		
alfa	0,01343435	-
wp	0,28344147	-
alfa sigma1	0,00078732	-
alfa sigma 2	0,00130149	-

Tabla 5 Parámetros cálculo espectro

A continuación se presenta una muestra de los resultados obtenidos en el cálculo de la densidad de energía del espectro de olas para un rango de frecuencias. En la última columna aparece la altura de la ola a una frecuencia determinada, calculada como:

$$H_i = 2\sqrt{2S_{wi}\Delta w}$$

Wi	Sw	Hi
0,15	0,00204115	0,01277857
0,16	0,05552317	0,06664723
0,17	0,58091735	0,21557687
0,18	3,14348469	0,50147659
0,19	10,694224	0,92495293
0,2	26,0952306	1,44485932
0,21	50,0444487	2,00088878
0,22	80,6902328	2,54071223
0,23	116,039637	3,04682965
0,24	159,06934	3,56728849
0,25	223,945855	4,23269044
0,26	337,251945	5,19424255
0,27	510,050154	6,38780184
0,28	655,364735	7,2407996
0,29	623,893386	7,06480508
0,3	456,459986	6,04291311
0,31	306,918432	4,95514627
0,32	222,129051	4,21548622
0,33	180,53831	3,80040324
0,34	158,809953	3,5643788
0,35	144,406687	3,39890203
0,36	132,35306	3,25395833
0,37	121,234869	3,11428796
0,38	110,815393	2,97745386
0,39	101,105522	2,84401859
0,4	92,1265559	2,71479732
0,41	83,8760594	2,59038313
0,42	76,3317147	2,47114087

Tabla 6 Resultados espectro

Por tanto la mayor altura de ola (que es para la cual se realizará el estudio) es de 7,24 metros. En realidad, si se quisieran reproducir todas las situaciones tendríamos que hacer muchos más estudios para cada una de las posibles alturas de ola del espectro. Sin embargo, una de las soluciones que se suele aplicar si no es necesario un estudio en detalle de cada paso, es utilizar una distribución estadística para extrapolar los datos obtenidos en el análisis de altura máxima al resto de casos, como se explicará más adelante.

Representando gráficamente el espectro:

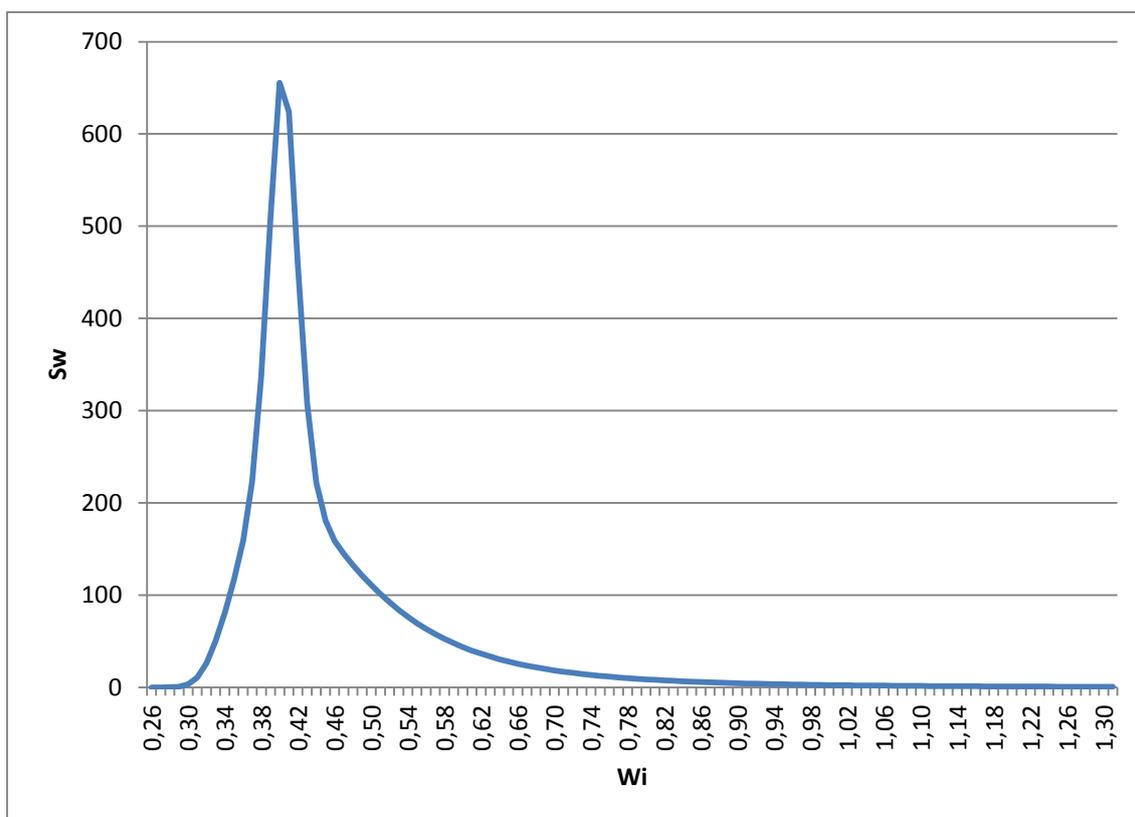


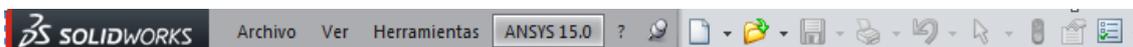
Ilustración 53 Espectro resultante

3.5. Diseño del modelo

En este apartado se hablará del proceso y método utilizados para obtener un modelo 3D de la estructura sobre el cual se aplicarán las cargas y condiciones de contorno para poder hacer un análisis estructural mediante elementos finitos.

El software de cálculo que se ha utilizado para realizar el estudio es ANSYS Workbench 15.0, sin embargo, los programas de cálculo tipo ANSYS o ABAQUS carecen de una herramienta de modelado fácil e intuitiva si la comparamos con programas de diseño tipo SolidWorks o AutoCAD, es por ello que para realizar el modelo se ha utilizado SolidWorks en su versión de 2014. Además, este software tiene la posibilidad de instalar un “plugin”

de importación directa de modelos a ANSYS Workbench facilitando enormemente la tarea y evitando problemas típicos en estos casos como puede ser la incompatibilidad de versiones y/o formatos.



Barra de herramientas de Solidworks

Una estructura offshore tipo jacket está formada por perfiles tubulares de acero conectados entre sí que forman un armadura tridimensional, suelen tener de 4 a 8 patas deformables para conseguir estabilidad frente al efecto de las olas.



Ilustración 54 Ejemplos jacket

El modelo utilizado para este trabajo de fin de máster ha sido facilitado por una empresa del sector, por razones obvias, el diseño se ha modificado un poco con el fin de que no sea exactamente el original ya que es propiedad de una segunda empresa. Por tanto, las dimensiones principales así como los espesores de los miembros estructurales se han obtenido a partir del plano facilitado por la empresa pero la configuración de la estructura, es decir, la disposición de las barras diagonales y horizontales que conectan las patas, ha sido modificada. Las principales configuraciones utilizadas en este tipo de estructuras según el libro *“Handbook of offshore engineering”* de S. Chakrabarti son las siguientes:

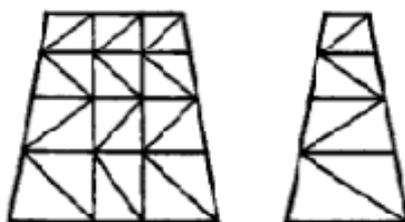


Ilustración 55 Configuración jacket 1

Esta configuración es utilizada mayormente en el Golfo de México, como ventaja tiene que reduce el número de brazos por unión facilitando su fabricación, pero carece de simetría lo que puede dar lugar a problemas de estabilidad.

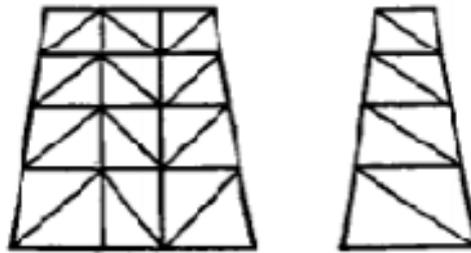


Ilustración 56 Configuración jacket 2

Esta configuración presenta las mismas características que la anterior.

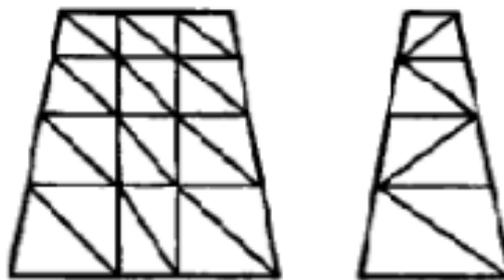


Ilustración 57 Configuración jacket 3

En esta configuración todos los brazos trabajan o a compresión o a tracción presentando menos redundancia. Carece de simetría.

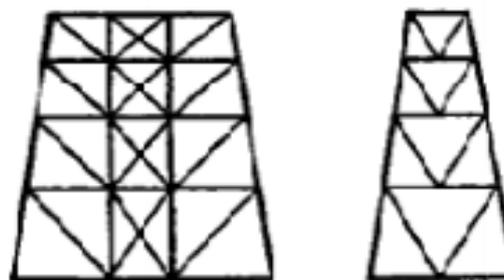


Ilustración 58 Configuración de jacket 4

En esta configuración tenemos simetría pero hay más tubos por unión lo que las hace difíciles de fabricar y da lugar a concentración de tensiones. Poseen menor pandeo y mayor resistencia a esfuerzos cortantes. Se utilizan mayormente en la costa oeste de Norte América.

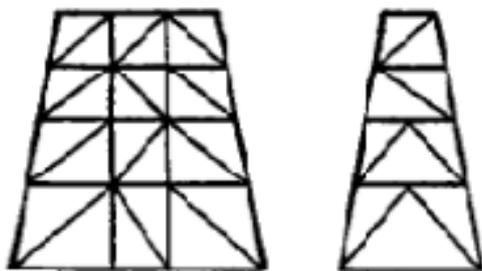


Ilustración 59 Configuración jacket 5

Carece de simetría y los elementos longitudinales en la parte superior son largos dando lugar a posibles pandeos.

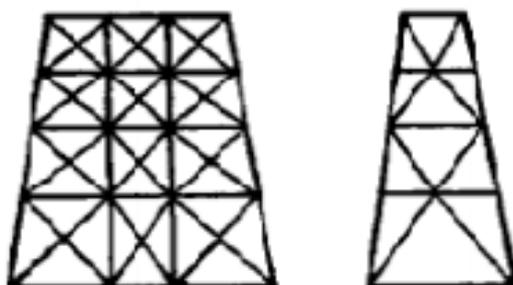


Ilustración 60 Configuración jacket 6

Mayor resistencia a esfuerzos cortantes y cizalla debido a los elementos horizontales cruzando las diagonales. Posee uniones difíciles de fabricar pero es simétrica. Es una configuración popular en aguas profundas.

Atendiendo a los distintos tipos de configuraciones típicas y al plano de referencia, se opta por realizar un diseño con configuración 6. La mejor opción a la hora de hacer un modelo 3D formado por vigas o tubos es la de hacer un croquis a base de líneas y atribuirles posteriormente un perfil comercial o uno diseñado por uno mismo. Así se facilita infinitamente el proceso de modelado y lo único que tendremos que hacer es modificar las zonas de contacto que gracias a las herramientas de acortar o alargar piezas no tiene complicación.

A continuación se presentan una serie de capturas del programa SolidWorks correspondientes a las vistas del croquis con el fin de facilitar su visualización:

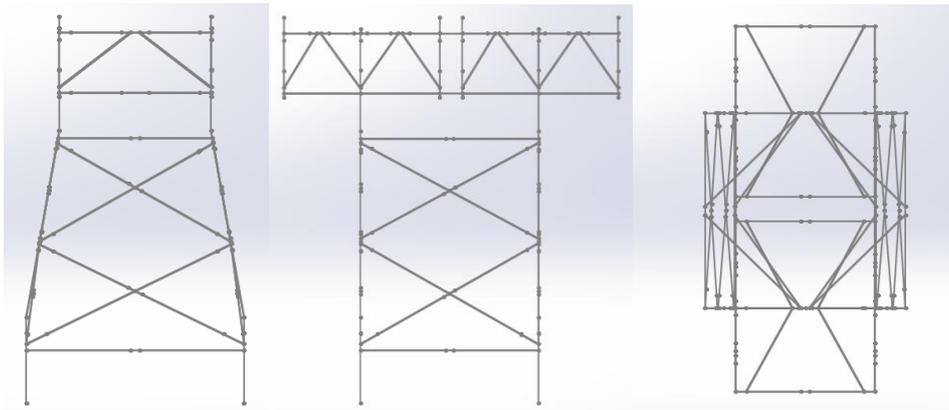


Ilustración 61 Vistas croquis 3D

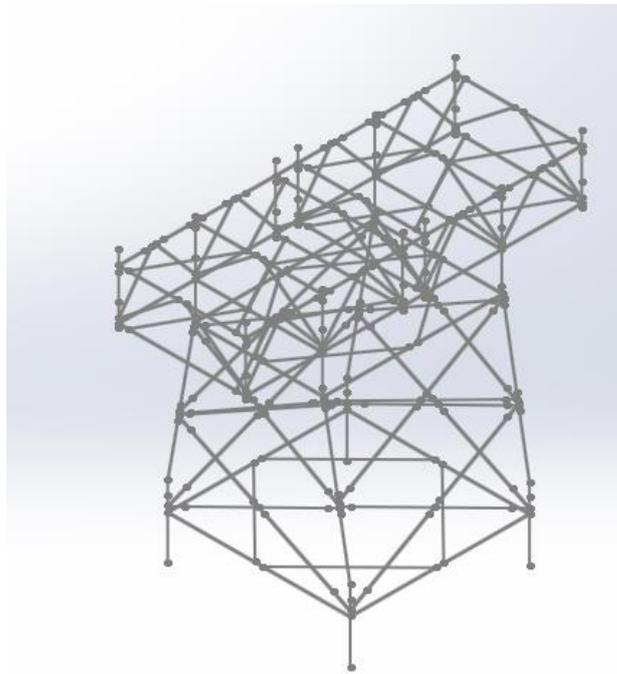


Ilustración 62 Isométrica croquis 3D

El siguiente paso es asignar perfiles a cada una de las líneas del croquis con el fin de crear tubos. SolidWorks permite crear nuestra propia librería de perfiles con la geometría y dimensiones que nosotros prefiramos. A partir del plano de referencia obtendremos los diámetros y los espesores deseados para cada tubo y se podrá crear el perfil en el software de diseño.

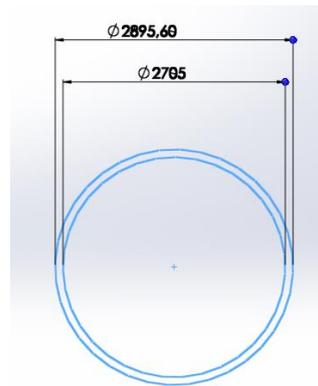


Ilustración 63 Ejemplo de diseño de perfil

Asignándole cada perfil a su línea del croquis correspondiente obtenemos un modelo 3D:

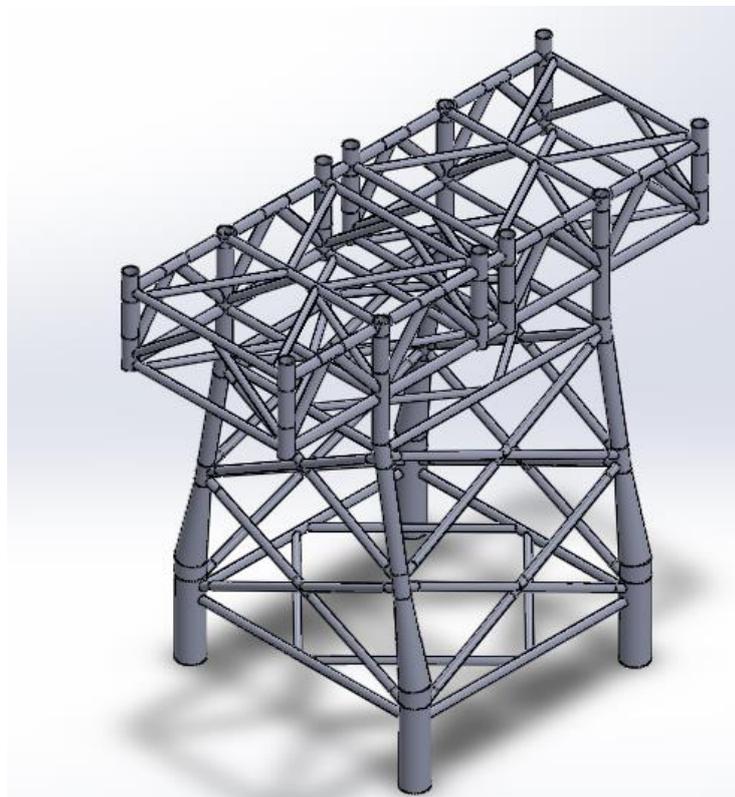


Ilustración 64 Modelo 3D

Con sus respectivas perspectivas:

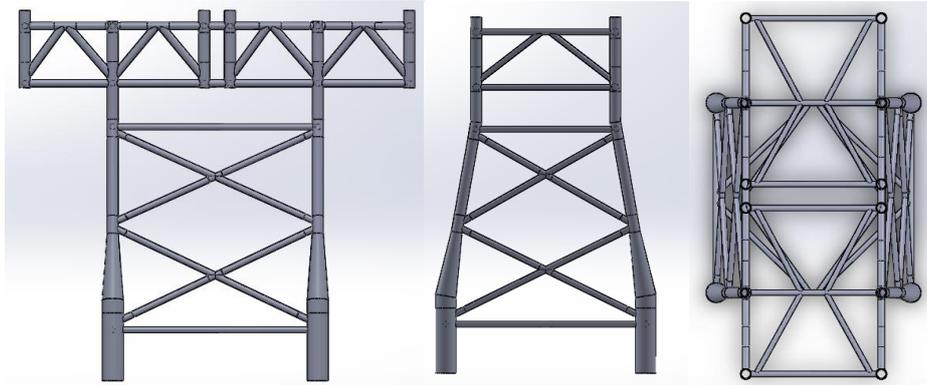


Ilustración 65 Vistas en perspectiva del modelo

El último paso antes de importar el modelo a ANSYS será utilizar la herramienta de “Recortar/Extender”, que recorta o extiende miembros estructurales utilizando miembros estructurales colindantes como las herramientas de recortar, con el fin de modelizar las regiones de contacto que irán soldadas en la estructura real.

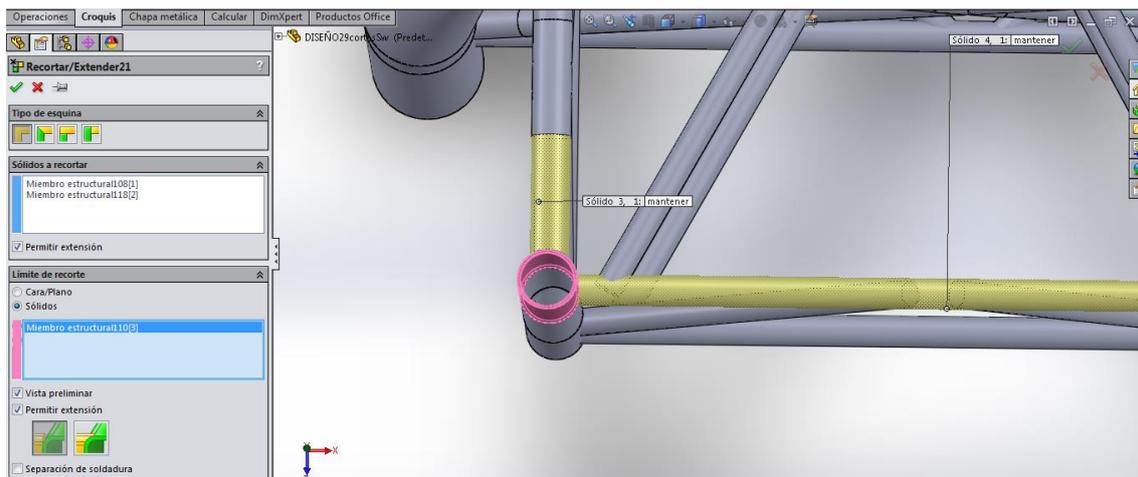


Ilustración 66 Ejemplo intersección de tubos

Una vez repetido este proceso con cada una de las intersecciones podremos importar el modelo al software de cálculo.

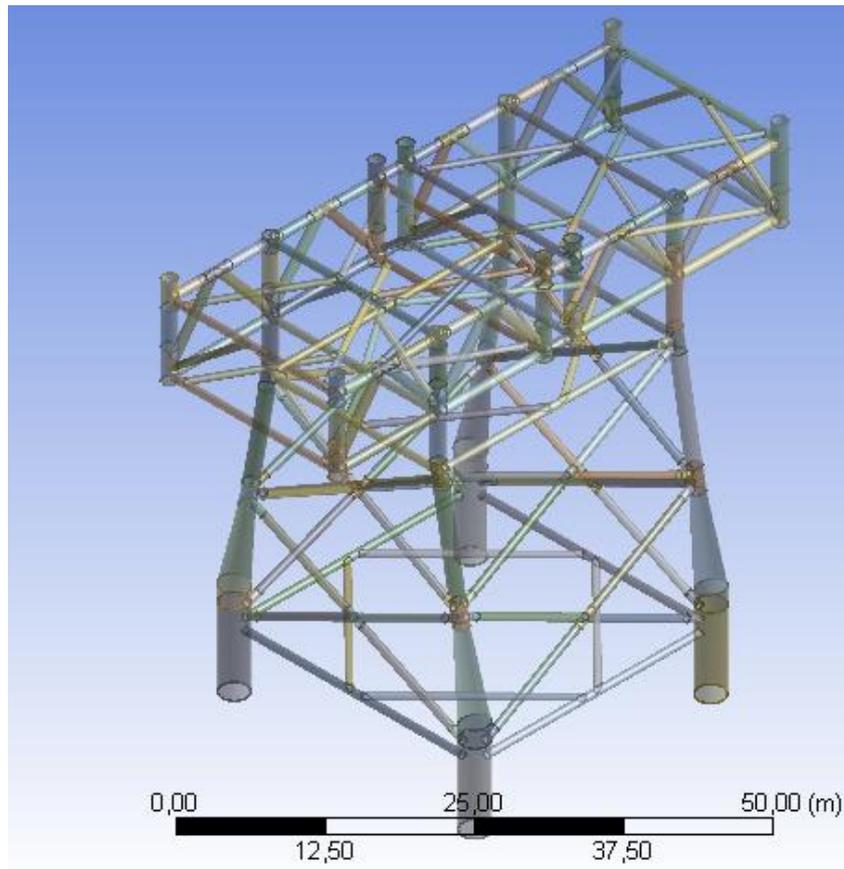


Ilustración 67 Modelo importado a ANSYS Design Modeler

Una vez que ya tenemos una geometría sobre la que trabajar, ya se puede empezar a definir las características del análisis como son: propiedades del material, condiciones de contorno, cargas que actúan sobre la estructura, resultados a obtener, etc.

Sin embargo, antes de llevar a cabo el cálculo estructural se hizo una modificación del modelo debido a una serie de problemas que surgieron a la hora de generar la malla sobre la que se realiza el cálculo de elementos finitos. Esto es debido a que la parte superior de la jacket exige mucho esfuerzo a la hora de mallar y es una zona en la que los resultados obtenidos no importarán tanto ya que el estudio se centra en los nudos de la estructura. Además el ordenador utilizado para la realización de este proyecto no posee las características más adecuadas, es por ello que cuanto más se simplifique el tiempo de mallado y de cálculo por medio de variaciones en la geometría del modelo, mejor. La parte del modelo que se sustituirá por una equivalente es la que se presenta en la siguiente imagen.

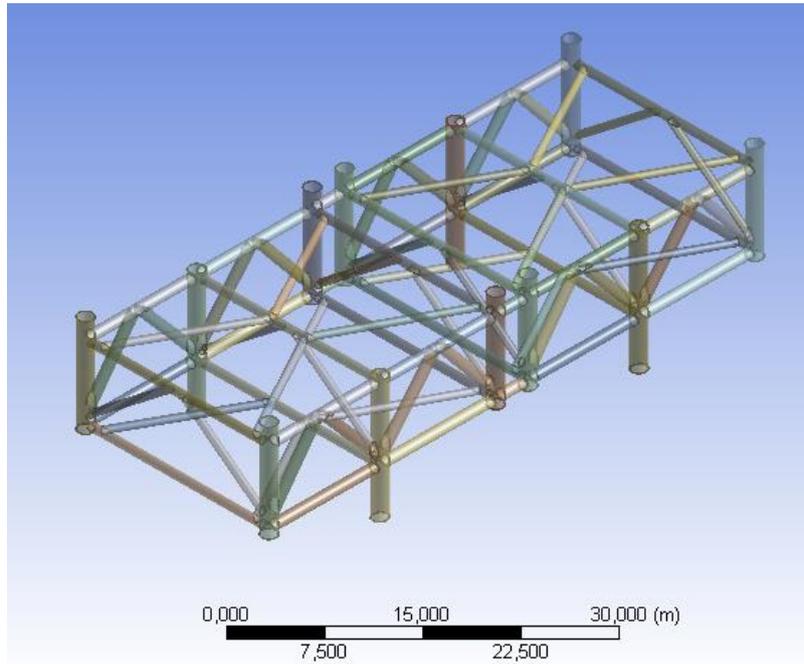


Ilustración 68 Parte superior del modelo

Se somete la estructura superior a una acción de compresión ejercida por dos fuerzas de 1 newton aplicadas en los laterales del modelo. Al hacer la simulación se obtiene la deformación del conjunto a partir de la cual podemos obtener la rigidez que debe tener la viga equivalente.

Deformación (Δx)	2,59E-09	m
Fuerza (F)	1	N
$F = Kx\Delta x$		
Rigidez	3,87E+08	N/m

Tabla 7 Cálculo a tracción1

Una vez obtenida la rigidez, se puede calcular el módulo de Young que necesitaremos para tener una geometría más sencilla pero estructuralmente equivalente.

Radio externo	406,4	mm
Radio interno	384,2	mm
Área	666.474,957	mm ²
Área	0,666474957	m ²
Longitud	34	m
$Rigidez = Young \cdot \text{Área} / Longitud$		
Módulo de Young	1,97E+10	N/m ²

Tabla 8 Cálculo a tracción 2

Por tanto, las dos nuevas vigas colocadas en la parte superior serán de un material ficticio cuyo módulo de Young será el calculado anteriormente y su densidad será prácticamente nula con el fin de que el peso de estas dos vigas no desvirtúe los resultados que queremos obtener. El modelo final sobre el que se trabajará consiste en la parte inferior de la estructura de la jacket más dos vigas equivalentes a la estructura superior ya que poseen la misma rigidez que el conjunto.

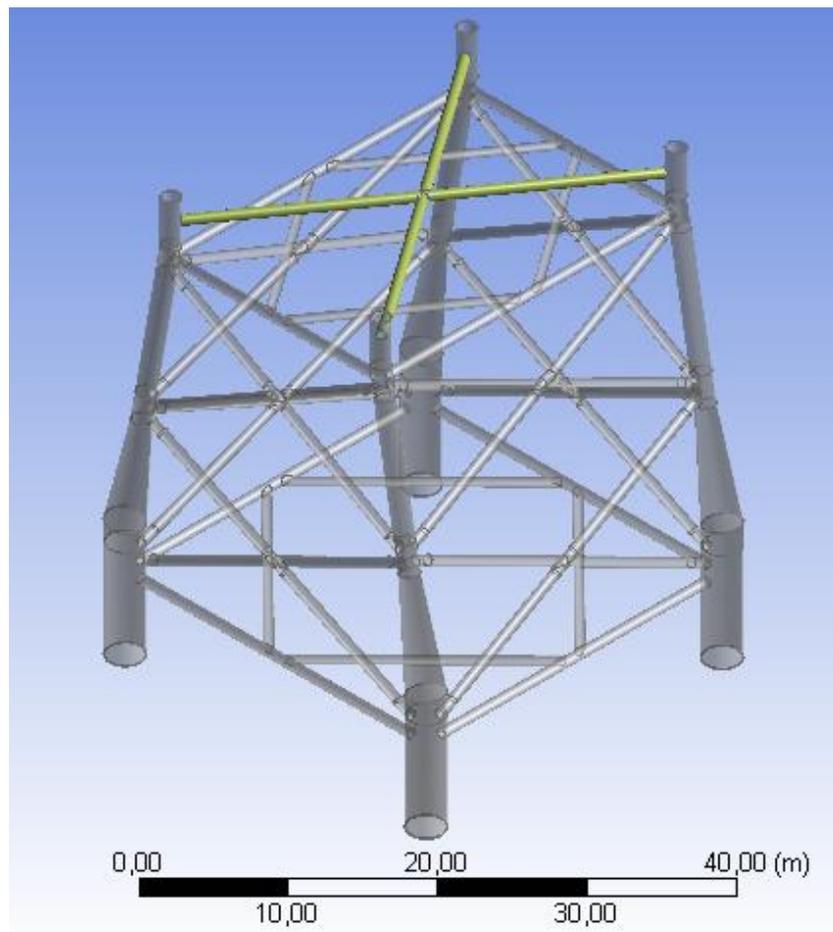


Ilustración 69 Modelo resultante

3.6. Cargas y condiciones de contorno

El objetivo de este apartado es definir las solicitaciones a las que someteremos la estructura con el fin de obtener un rango de tensiones que nos permita hacer un cálculo de vida a fatiga. Las cargas que se aplicarán serán las que prácticamente toda la bibliografía consultada toma como cargas generales para estructuras fijas offshore, como son cargas por olas, viento y corrientes; y cargas de carácter hidrodinámico entre otras. En algunos



casos el cálculo de las cargas se ha hecho de forma simplificada ya que se tendría que dedicar otro proyecto únicamente a cálculos como por ejemplo el del comportamiento de las partículas de flujo al encontrarse con la estructura o al cálculo de energía de partículas de olas. En estos casos, se ha decidido aplicar un factor de seguridad a los resultados obtenidos en función de la magnitud del valor estimado en cada uno de los casos.

A continuación se listan las cargas que se han tenido en cuenta tanto para su aplicación directa sobre el modelo, como para su estimación a modo de factor de seguridad.

- Cargas debidas al entorno.
 - Cargas por viento.
 - Cargas por olas y corrientes.
 - Cargas hidrostáticas.
 - Ecuación de Morrison.
 - Sustentación y desprendimiento de vórtices.
 - Cargas sobre elementos.
- Carga gravitacionales.

3.6.1. Cargas por viento

La acción del viento sobre la estructura se estima como:

$$F_w = \frac{\rho g}{2} V^2$$

F_w es la fuerza ejercida del viento por unidad de área. Dónde:

$$V = V_0 \left(\frac{y}{10} \right)^{1/8}$$

Siendo V_0 la velocidad del viento a una altura de 10 metros sobre el nivel de aguas tranquilas, que como vimos en el apartado de localización del proyecto tiene un valor de 8,99 metros por segundo. La variable y será el punto vertical donde se toma la medida. Las áreas proyectadas en cada una de las condiciones de carga son:

	Altura centro presiones (m)	Área proyectada (m ²)	Velocidad (m/s)	Fuerza por área (N*m ²)	Fuerza (KN)
Cresta	42,5	315	10,77	569,19	179,29
Seno	35	500	10,51	542,22	271,11

Tabla 9 Fuerzas producidas por la acción del viento

3.6.2. Cargas hidrostáticas

La variación de la altura del nivel del mar que se produce con el paso de la ola tiene como resultado una serie de cargas sobre los elementos de la estructura. La principal es la

variación del empuje que recibe la estructura sumergida debida a la variación del volumen.

$$Desplazamiento = Densidad \times Volumen$$

Este fenómeno produce cargas verticales variables que resultarán en fuerzas axiales sobre la estructura. En el caso de las plataformas offshore flotantes, resultará en fenómenos de cabeceo. Se calcula por medio de la integración de volumen adicional. La variación de volumen de un extremo a otro de la estructura y, por tanto, de desplazamiento es:

	Volumen m^3	Desplazamiento tn
Extremo A	44,5	66,75
Extremo B	43,2	64,8

Tabla 10 Desplazamiento estructura

De igual manera, la variación del nivel del mar, trae consigo una variación de la presión hidrostática en las patas de la estructura. Como se vio en el apartado de espectro de olas, la altura máxima será de 7,24 metros y cuando la ola haya avanzado los 28 metros que mide el largo de la estructura, la altura de ola será de aproximadamente 4 metros por debajo del nivel de aguas tranquilas.

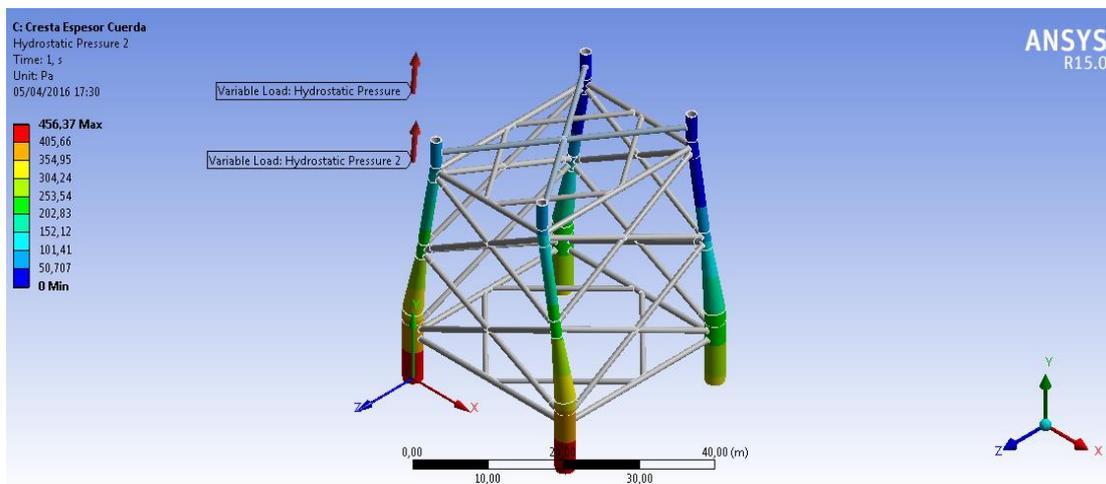


Ilustración 70 Cargas en ANSYS

3.6.3. Ecuación de Morrison

La ecuación de Morrison es un método de cálculo propuesto en 1950 que sirve para calcular las cargas producidas por olas y corrientes sobre los elementos delgados de la estructura. Se basa en:

$$\bar{F}_{Total} = \bar{F}_{Fricción} + \bar{F}_{Inercia}$$

La fuerza de fricción es debida al paso del fluido viscoso a través de la estructura.

$$d\bar{F}_D = C_D \bar{u} |\bar{u}| dy$$

El coeficiente de fricción se calcula como:

$$C_D = \frac{1}{2} c_d \rho D$$

El coeficiente de fricción c_d tiene un valor tabulado en función del perfil estudiado.

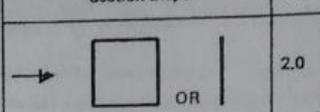
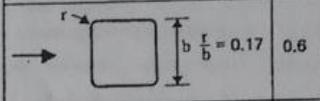
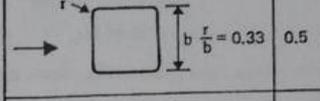
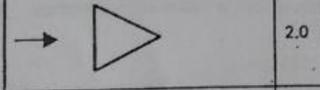
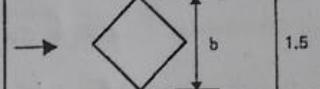
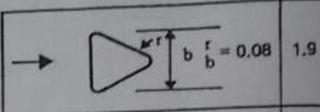
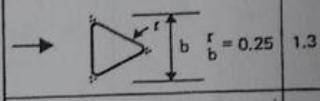
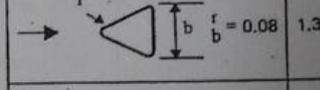
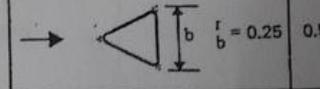
Section shape	C_D
 OR	2.0
 $r/b = 0.17$	0.6
 $r/b = 0.33$	0.5
	2.0
 b	1.5
 $r/b = 0.08$	1.9
 $r/b = 0.25$	1.3
 $r/b = 0.08$	1.3
 $r/b = 0.25$	0.5

Ilustración 71 Valores coeficientes de fricción

Las fuerzas de inercia son debidas a la aceleración de las partículas en presencia de un volumen sumergido. Es la suma de la fuerza de Froude-Krilov y la fuerza de la masa hidrodinámica.

$$d\bar{F}_I = C_I \bar{u} dy$$

Dónde:

$$C_I = C_M + C_A$$

$$C_M = c_m \rho \frac{\pi D^2}{4}$$

$$C_A = \rho A$$

El valor del coeficiente de inercia también se ha tabulado a través de multitud de ensayos para diversos cilindros en distintos flujos hidrodinámicos.

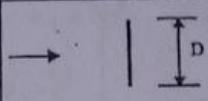
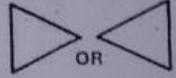
Section shape	C_m
	2.0
	2.5
	2.5
	1.6
	2.3
	2.2

Ilustración 72 Valores coeficientes de inercia

A continuación se realizará el cálculo de las fuerzas y momentos máximos que sufrirá la estructura en las patas al paso de la cresta.

Recordando los parámetros obtenidos a partir del espectro de JONSWAP:

- $H = 7,24 \text{ metros}$
- $f = 0,28 \text{ s}^{-1}$
- $T = 3,57 \text{ s}$
- $d = 38 \text{ metros}$

Calculamos la longitud de onda en aguas de profundidad ilimitada:

$$L_0 = \frac{gT^2}{2\pi} = 19,89 \text{ m}$$

Con esto podemos saber en qué situación nos encontramos; aguas profundas, de profundidad intermedia o aguas someras.

$$\frac{d}{L_0} = 1,91$$

Como el resultado es mayor que 0,5 podemos decir que estamos en aguas de profundidad ilimitada y asumir que la longitud de onda es la misma que la longitud de onda en aguas de profundidad ilimitada.

$$L = L_0$$

Ahora estudiaremos qué teoría es aplicable según diversos criterios.

a) Gráfico UEG

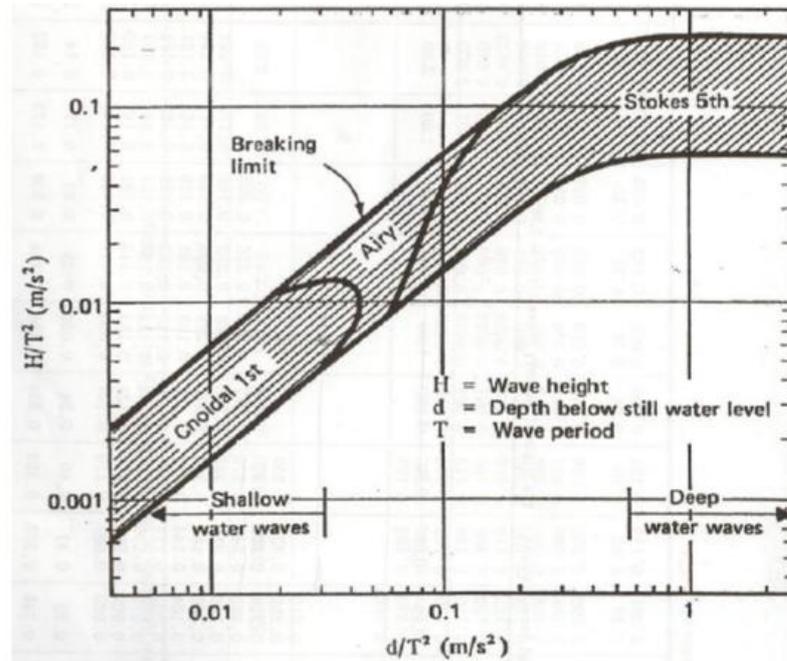


Ilustración 73 Gráfico UEG

Según el cual la teoría a aplicar sería Stokes de 5º orden.

b) Chakrabarti (igual que la anterior pero en pies)

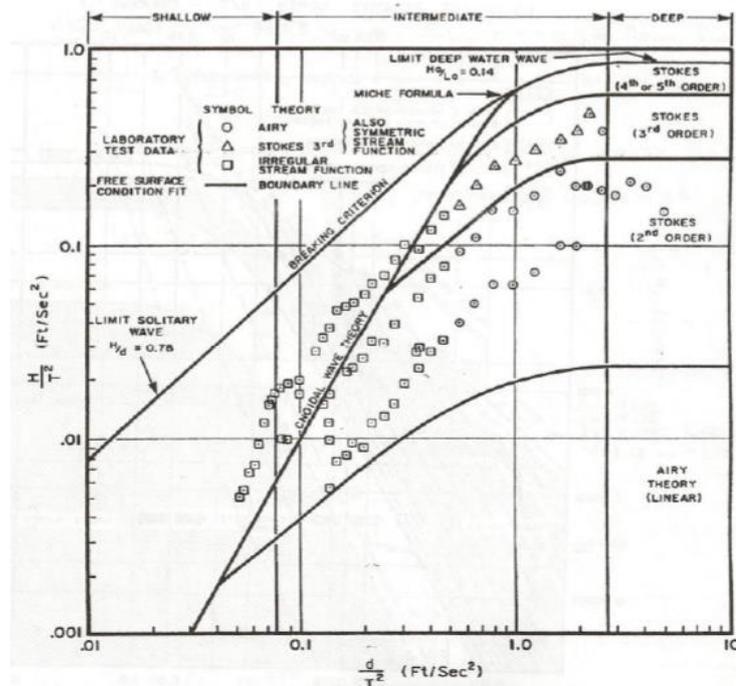


Ilustración 74 Gráfico Chakrabarti



La teoría resultante en éste caso sería la misma.

c) Gráfico de Wilson

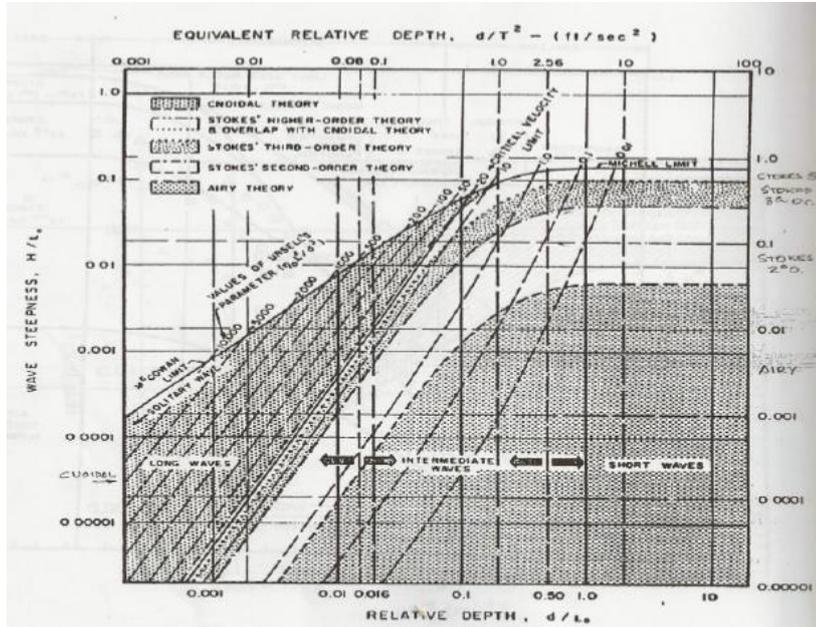


Ilustración 75 Gráfico Wilson

Resulta Stokes de tercer orden.

d) Número de Ursell

$$U = \frac{HL_0^2}{d^3} = 0,052$$

Al ser mucho menor a 15, entra en la teoría de olas de Stokes sinusoidales.

A pesar de que 3 de los 4 criterios usados nos dicen que deberíamos usar una teoría de Stokes de orden superior, la finalidad de este proyecto no es la del estudio de la formulación de olas de Stokes de orden superior. Y como se cumplen con los requisitos para utilizar una teoría de olas de primer orden:

- $\frac{d}{L_0} = 1,91 \gg 0,1$
- $u = 0,052 \ll 15$

Se decide usar la teoría de olas de Airy. De esta manera la expresión para el cálculo de la velocidad horizontal y vertical de las partículas del fluido se simplifica y queda:

$$u = \frac{\pi H}{T} e^{\frac{2\pi}{L_0}y} \cos \theta = 6,368e^{0,315y} \cos \theta$$

$$\dot{u} = 2\pi^2 \frac{H}{T} e^{\frac{2\pi}{L_0}y} \sin \theta = 11,21e^{0,315y} \sin \theta$$



A partir de estas expresiones y con el ángulo de fase de la ola se pueden calcular las velocidades y aceleraciones horizontales de las partículas del fluido en cualquier punto de la profundidad. Con esto se reproducirá el perfil de velocidades que se usará para calcular las fuerzas y momentos sobre las patas de la estructura que se suponen de un diámetro medio de 2 metros.

Es necesario definir previamente si predominan fuerzas de inercia o de fricción:

$$\frac{\text{Diámetro}}{W} = \frac{2}{\tanh\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} = 2,2 \gg 0,2 \rightarrow \text{predomina inercia}$$

Donde:

$$W = \frac{H}{\tanh Kd}$$

Las fuerzas vienen dadas por las siguientes expresiones:

$$F = \frac{\rho\pi DHL}{8T^2} [A_D \cos \theta |\cos \theta| + A_I \sin \theta]$$

$$A_D = \frac{H}{2} c_D \frac{\sinh(2ks) + 2ks}{\sinh^2(kd)}$$

$$A_I = 2\pi D c_M \frac{\sinh(ks)}{\sinh(kd)}$$

Para los valores de $C_d = 1,6$ y $C_m = 2$ obtenemos los siguientes resultados:

A_D	10,13
A_I	20,74
F_D	185 KN
F_I	370 KN

Tabla 11 Resultados Morrison (fuerzas)

La fuerza máxima se da para un valor de ángulo de:

$$\sin \theta = \pm \frac{A_D}{2A_I} \rightarrow \theta = 14,13^\circ$$

Y los momentos:

$$M_0 = \frac{\rho\pi DHLS}{8T^2} [B_D \cos \theta |\cos \theta| + B_I \sin \theta]$$

$$B_D = \frac{H}{2} c_D \frac{ks \sinh(2ks) - \sinh^2(ks) + (ks)^2}{ks \sinh^2(kd)}$$

$$B_I = 2\pi D c_M \frac{ks \sinh(ks) - \cosh(ks) + 1}{ks \sinh(kd)}$$



Resultando:

B_D	9,707
B_I	19,01
M_D	$3,60 \times 10^3 \text{ KNm}$
M_I	$7,2 \times 10^3 \text{ KNm}$

Tabla 12 Resultados Morrison (momentos)

La fuerza máxima se da para un valor de ángulo de:

$$\sin\theta = \pm \frac{B_D}{2B_I} \rightarrow \theta = 14,79^\circ$$

Sin embargo, el método de Morrison tiene casi 70 años y a pesar de ser efectivo no deja de estar algo obsoleto. El avance de la tecnología y los ensayos en canales, han sacado a relucir los aspectos criticables de ésta teoría. Los más destacados son:

1. Se supone que la velocidad del flujo no varía al encontrarse con la estructura.
2. Los coeficientes de fricción e inercia se asumen como constantes.
3. Los coeficientes se calculan experimentalmente y habría que aplicarlos con la misma teoría con la cual se calcularon.
4. Se anulan los movimientos relativos (menor relevancia en estructuras fijas).
5. El crecimiento marino afecta a C_D y C_I .
6. El tratamiento espectral es muy importante porque nos va a servir para ver lo que pasará a la estructura a lo largo de su vida. En la fórmula de Morrison el término $u|\bar{u}|$ no admite tratamiento espectral y para que lo admita hemos de emplear el procedimiento de Borgman:

$$d\bar{F}_D = C_D u |\bar{u}| dy = C_{DL} |\bar{u}| dy$$

Siendo:

$$C_{DL} = C_D \sigma_u \sqrt{\frac{8}{\pi}}$$

Donde σ_u es la desviación típica de u .

7. \bar{F}_D (máxima al paso de la ola) y \bar{F}_I (máxima tras la cresta) están desfasadas entre sí, por eso, para calcular \bar{F}_{total} tenemos que hallar la distribución para todo el ciclo.



3.6.4. Impacto sobre los elementos

Son cargas que se producen en el momento que la ola alcanza la estructura. Se pueden dividir en: cargas explosivas debido al choque repentino entre la cresta y el elemento; y cargas variables debido a la inmersión del elemento. Se calculan de forma similar a las fuerzas de fricción, es decir, usando la formulación de Morrison para un valor máximo de la velocidad de partículas del fluido. Por tanto, para simular las cargas debidas al choque entre partículas de fluido y el elemento de la estructura se supondrá un margen de seguridad de equivalente a la reducción de un 25% de los años estimados de fatiga.

3.6.5. Sustentación y desprendimiento de vórtices

Cuando un fluido en régimen de flujo estacionario, se encuentra con un elemento delgado como puede ser un cilindro, puede existir un fenómeno de desprendimiento de vórtices, con una frecuencia definida, en función del número de Reynolds. Estos vórtices son conocidos como vórtices de Karman y provocan fuerzas periódicas sobre el sólido sumergido en el fluido cuya dirección es perpendicular a la dirección principal del flujo. La frecuencia de desprendimiento de vórtices se determina mediante el número de Strouhal cuyo valor depende de la forma del sólido sumergido, del número de Reynolds y de la velocidad media del flujo.

$$N_s = \frac{RnD}{U_m} \cong 0,2 \text{ en el caso de cilindros}$$

La fuerza de sustentación a la que se verá sometida el cuerpo viene dada por:

$$f_L = \frac{1}{2} \rho C_L D U_m |U_m|$$

Donde C_L es el coeficiente de sustentación que dependerá de las condiciones del flujo. Sarpkaya (1976) ensayó distintas formas cilíndricas bajo distintas condiciones de flujo para tabular de forma empírica valores del coeficiente de sustentación en función del número de Reynolds.

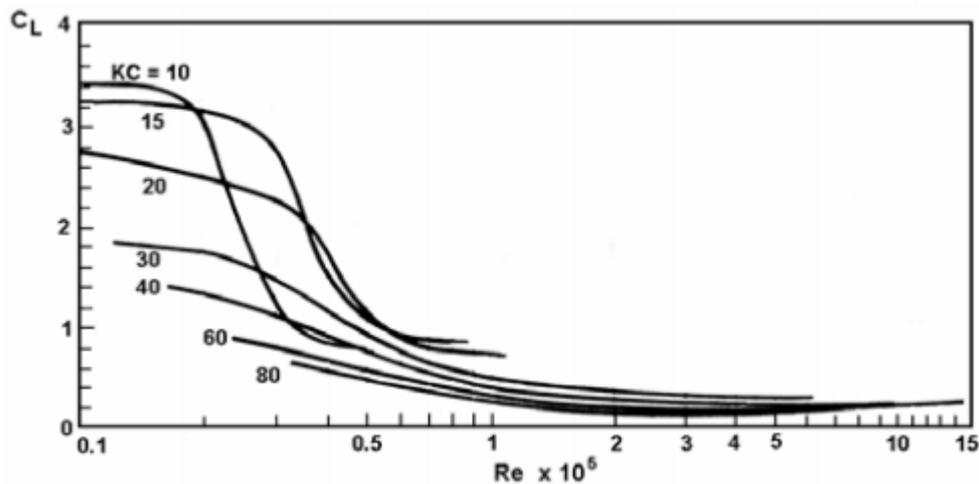


Ilustración 76 Coeficiente de sustentación en función de Reynolds

En el caso de que la frecuencia propia de la estructura coincida con la frecuencia de desprendimiento de vórtices, se producirá un fenómeno de resonancia que sometería a la estructura a cargas oscilantes muy importantes. La frecuencia propia de la estructura es aquella frecuencia a la que vibrará cuando se vea sometida a una excitación inicial y se deje oscilar libremente. El valor de la frecuencia propia depende exclusivamente de la rigidez y la masa de la estructura.

$$w = \sqrt{\frac{K}{M}}$$

El objetivo de ese proyecto no es el estudio de vibraciones de una estructura. Por eso, y por la importancia que podría tener un fenómeno de resonancia (aunque sea muy poco probable), se aplicará un factor de seguridad de una reducción en un 50% de los años estimados de vida a fatiga.

3.6.6. Cargas gravitacionales

Las cargas gravitacionales son todas aquellas cargas estacionarias a las que se ve sometida la estructura. En éste caso la única carga que se incluirá es el peso total del módulo superior. Las características del módulo que se instalará han sido suministradas por la empresa y son:

- Dimensiones: 62x21x17 metros.
- Peso: 5.500 toneladas.



Ilustración 77 Foto módulo superior

3.6.7. Condiciones de contorno

Las estructuras oceánicas de tipo jacket, son estructuras que se encuentran ancladas mediante el uso de pilotes al fondo. Se perfora el fondo marino y se introduce en los agujeros unos cilindros de hormigón en los cuales se introducirán posteriormente las patas de la jacket.

A la hora de realizar el análisis mediante elementos finitos, se modeliza el anclado de la jacket como cuatro empotramientos, uno por cada para. De tal forma que el desplazamiento de los nodos de las caras inferiores de las patas es cero en cualquiera de los seis grados de libertad.

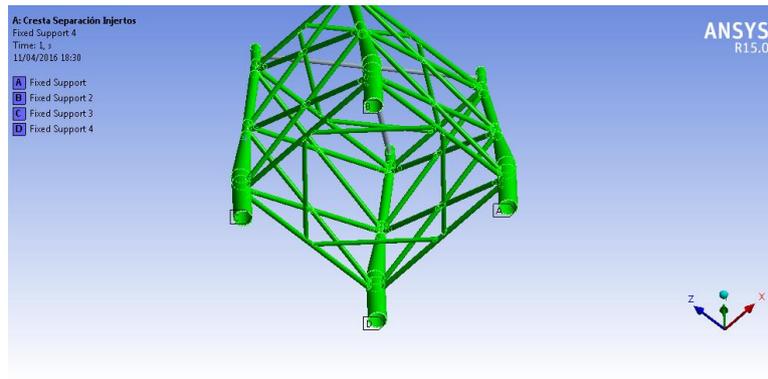


Ilustración 78 Condiciones de contorno

3.7. Coste de nodos

A la hora de realizar una optimización, es necesario establecer un parámetro indicador de la opción óptima. En éste caso, buscamos un diseño de unión estructural que nos permita obtener la mayor cantidad de años de vida a fatiga al menor coste de fabricación.

A la hora de estimar el coste de fabricación de los nudos, se ha seguido la siguiente premisa:

$$C_{TOTAL} = Coste_{material} + C_{fabricación}$$

El coste del material se calcula como:

$$C_{material} = Masa_{nodo} \times Coste_{acero}$$

El coste actual del acero utilizado en éste tipo de estructuras ha sido facilitado por la empresa y es de $0,77 \frac{€}{Kg}$. En el caso del coste de fabricación, se ha calculado según:

$$C_{fabricación} = K \times 0,0452 \times Espesor_{injerto} \times (6,0435 \times Radio_{injerto} - 270,8)$$

Donde K es un parámetro que varía en función de la conicidad. Es igual a 1 si no hay conicidad y 2,5 si la hay. De tal manera que los costes de los distintos diseños son:

	Volumen total (m ³)	Peso (kg)	Coste material (€)	Espesor injertos (mm)	Radio injertos (mm)	Coste fabricación (€)	Coste total (€)
Nodo inicial	1,127	8,84695	6,81 €	17,5	820	3.705,73 €	3.712,54 €
Nodo A	1,059	8,31315	6,40 €	17,3	800	3.568,87 €	3.575,27 €
Nodo B	1,029	8,07765	6,22 €	17	780	3.414,10 €	3.420,32 €
Nodo C	1,015	7,96775	6,14 €	16,7	760	3.262,61 €	3.268,75 €
Nodo D	0,993	7,79505	6,00 €	16,4	740	3.114,41 €	3.120,41 €

Tabla 13 Costes nudos



4. Método simplificado de análisis de fatiga²⁰

En este apartado se explicará el método seguido para el cálculo de la vida a fatiga de los distintos diseños. Para ello se ha seguido la “Recommended Practice” C.203 de la sociedad de clasificación DNV-GL que se puede consultar de forma gratuita en el sitio web de la empresa: <https://www.dnvgl.com/>.

Para conocer la respuesta de la estructura a todas las posibles excitaciones a las que se verá sometida hay dos opciones: la primera de ellas es realizar todos los estudios para todas y cada una de las posibles situaciones, lo cual lleva bastante tiempo; la segunda, es utilizar una función probabilística para poder exportar los resultados del estudio de mayor rango de tensiones, al resto de situaciones. En este proyecto se usará la segunda opción. Para ello, se realizará un análisis para el mayor rango de tensiones posible y se extrapolarán el resto de situaciones utilizando una distribución de Weibull.

La distribución de Weibull, Se trata de un modelo continuo asociado a variables del tipo tiempo de vida, tiempo hasta que un mecanismo falla, etc. La función de densidad de este modelo viene dada por:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{\beta}{\alpha} \left(\frac{x}{\alpha}\right)^{\beta-1} e^{-\left(\frac{x}{\alpha}\right)^\beta} & \text{si } x \geq 0 \\ 0 & \text{si } x < 0 \end{cases}$$

Depende de dos parámetros: $\alpha > 0$ y $\beta > 0$, donde α es un parámetro de escala y β es un parámetro de forma. Integrando la función de densidad obtenemos la función de distribución:

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\alpha}\right)^\beta}$$

De manera que si el parámetro de forma es mayor que uno, la distribución será exponencial, si es igual a uno será proporcional, y si es inferior a uno será inversa exponencial.

²⁰ Según DNV-RP C203 Fatigue design of offshore steel structures

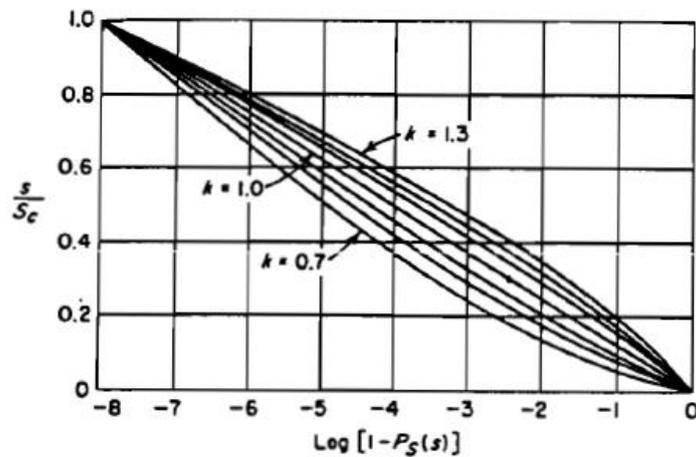


Ilustración 79 Distribución Weibull

Cuando la distribución del rango de tensiones a lo largo de los ciclos de operación se define utilizando una distribución de Weibull en vez de aplicando cada una de las condiciones de carga, el daño acumulado se calcula según:

$$D = \frac{v_0 T_d}{\bar{a}} q^m \Gamma\left(1 + \frac{m}{h}\right)$$

Dónde:

- T_d tiempo de vida de diseño en segundos.
- v_0 frecuencia de encuentro definida como:

$$v_0 = \frac{1}{4 \log L}$$

- L es la eslora del buque.
- \bar{a} punto de encuentro entre la curva S-N escogida y $\log N$
- q es el factor de escala de la distribución de Weibull.

$$q = \frac{S}{(\ln n_0)^{\frac{1}{h}}}$$

- S es el rango de tensiones obtenido en el análisis.
- m es el valor de la pendiente de la curva S-N.
- h es el factor de forma de la distribución de Weibull.



Type of Ship	Name of Ship	Notes	Weibull Distribution Shape Parameter, k	Stress Range at Probability of Exceedance = 10^{-8} S_r (ksi)
Dry Cargo	Wolverine State	1,5	1.2	16.5
	California State	1,5	1.0	18.0
	Mormacscan	1,5,7	1.3	12.0
	Mormacscan	1,5,8	1.0	10.0
Large Tankers	Idemitsu Maru	2,5	1.0	12.3
	R. G. Follis	2,5	0.8	30.0
	Esso Malaysia	2,5	0.8	21.8
	Universe Ireland	2,3,5	0.7	18.7
Bulk Carrier	Fotini L.	2,5	0.9	29.5
SL-7 Containerships	See Note 9	4,6,9	1.2	34.1

Ilustración 80 Factores de forma para distintos buques

- $\Gamma(1 + \frac{m}{h})$ función gamma. Cuyo valor está tabulado para distintos valores de la pendiente.

h	$m = 3.0$	h	$m = 3.0$	h	$m = 3.0$
0.60	120.000	0.77	20.548	0.94	7.671
0.61	104.403	0.78	19.087	0.95	7.342
0.62	91.350	0.79	17.772	0.96	7.035
0.63	80.358	0.80	16.586	0.97	6.750
0.64	71.048	0.81	15.514	0.98	6.483
0.65	63.119	0.82	14.542	0.99	6.234
0.66	56.331	0.83	13.658	1.00	6.000
0.67	50.491	0.84	12.853	1.01	5.781
0.68	45.442	0.85	12.118	1.02	5.575
0.69	41.058	0.86	11.446	1.03	5.382
0.70	37.234	0.87	10.829	1.04	5.200
0.71	33.886	0.88	10.263	1.05	5.029
0.72	30.942	0.89	9.741	1.06	4.868
0.73	28.344	0.90	9.261	1.07	4.715
0.74	26.044	0.91	8.816	1.08	4.571
0.75	24.000	0.92	8.405	1.09	4.435
0.76	22.178	0.93	8.024	1.10	4.306

Tabla 14 Valores de gamma

Una vez obtenido el valor del daño acumulado D podemos calcular los años estimados de vida a fatiga dividiendo los años de operación entre el daño acumulado.

$$\text{Años fatiga} = \frac{\text{Vida de operación}}{\text{Daño acumulado}}$$



4.1. Parámetros utilizados en el cálculo

A continuación se definirán los valores de los distintos parámetros utilizados en el cálculo.

Vida de diseño T_d

En estructuras offshore tipo jacket éste parámetro oscila entre los 20 y los 25 años de vida útil. Para éste proyecto se define como 20 años.

$$T_d = 630.000.000 \text{ segundos}$$

Factor de forma h

El factor de forma de la distribución de Weibull dependerá de la rigidez del buque. Para buques muy rígidos el valor del parámetro oscila entre los 0,7-0,8 mientras que para buques menos rígidos alcanza valores de 1,2-1,3.

Las sociedades de clasificación proponen métodos de cálculo directo del factor de forma dependiendo únicamente de la eslora.

$$IACS \ h = 1,1 - 0,35 \frac{L - 100}{300}$$

$$DNV - GL \ h = 2,21 - 0,54 \log L$$

En éste caso, al ser una estructura anclada al fondo marino, tomaremos un valor del factor de forma que equivalga a la mayor rigidez posible. Por ello, se propone un valor de 0,8.

Frecuencia v_0

Como vimos anteriormente se calcula según:

$$v_0 = \frac{1}{4 \log L}$$

Como no se tiene valor para la eslora del buque, se calcula utilizando las expresiones de las sociedades de clasificación para el factor de forma. Se utilizará un valor de L que corresponda a un factor de forma de 0,8.

Eslora	Shape factor (IACS)	Shape factor (DNV)	v_0
280	0,89	0,888534663	0,10215932
290	0,878333333	0,880305081	0,10152705
300	0,866666667	0,872354522	0,1009236
310	0,855	0,864664685	0,10034673
320	0,843333333	0,857219012	0,09979442
330	0,831666667	0,850002472	0,09926489
340	0,82	0,843001385	0,0987565



350	0,808333333	0,836203256	0,09826781
360	0,796666667	0,82959665	0,0977975
370	0,785	0,823171069	0,09734438
380	0,773333333	0,816916858	0,09690735
390	0,761666667	0,810825112	0,09648544
400	0,75	0,804887605	0,09607772
410	0,738333333	0,799096717	0,09568338
420	0,726666667	0,793445383	0,09530166
430	0,715	0,787927034	0,09493184
440	0,703333333	0,782535555	0,09457328

Tabla 15 Valores v_0

De manera que se escoge un valor de $L = 350 \text{ m}$ para el cual se obtiene:

$$v_0 = 0,09826$$

Curva S-N

DNV-GL presenta las siguientes curvas S-N para estructuras metálicas en el mar con protección catódica:

S-N curve	$N \leq 10^6$ cycles		$N > 10^6$ cycles $\log \bar{a}_2$ $m_2 = 5.0$	Fatigue limit at 10^7 cycles*)	Thickness exponent k	Stress concentration in the S-N detail as derived by the hot spot method
	m_1	$\log \bar{a}_1$				
B1	4.0	14.917	17.146	106.97	0	
B2	4.0	14.685	16.856	93.59	0	
C	3.0	12.192	16.320	73.10	0.05	
C1	3.0	12.049	16.081	65.50	0.10	
C2	3.0	11.901	15.835	58.48	0.15	
D	3.0	11.764	15.606	52.63	0.20	1.00
E	3.0	11.610	15.350	46.78	0.20	1.13
F	3.0	11.455	15.091	41.52	0.25	1.27
F1	3.0	11.299	14.832	36.84	0.25	1.43
F3	3.0	11.146	14.576	32.75	0.25	1.61
G	3.0	10.998	14.330	29.24	0.25	1.80
W1	3.0	10.861	14.101	26.32	0.25	2.00
W2	3.0	10.707	13.845	23.39	0.25	2.25
W3	3.0	10.570	13.617	21.05	0.25	2.50
T	3.0	11.764	15.606	52.63	0.25 for SCF ≤ 10.0 0.30 for SCF > 10.0	1.00

Tabla 16 Curvas S-N

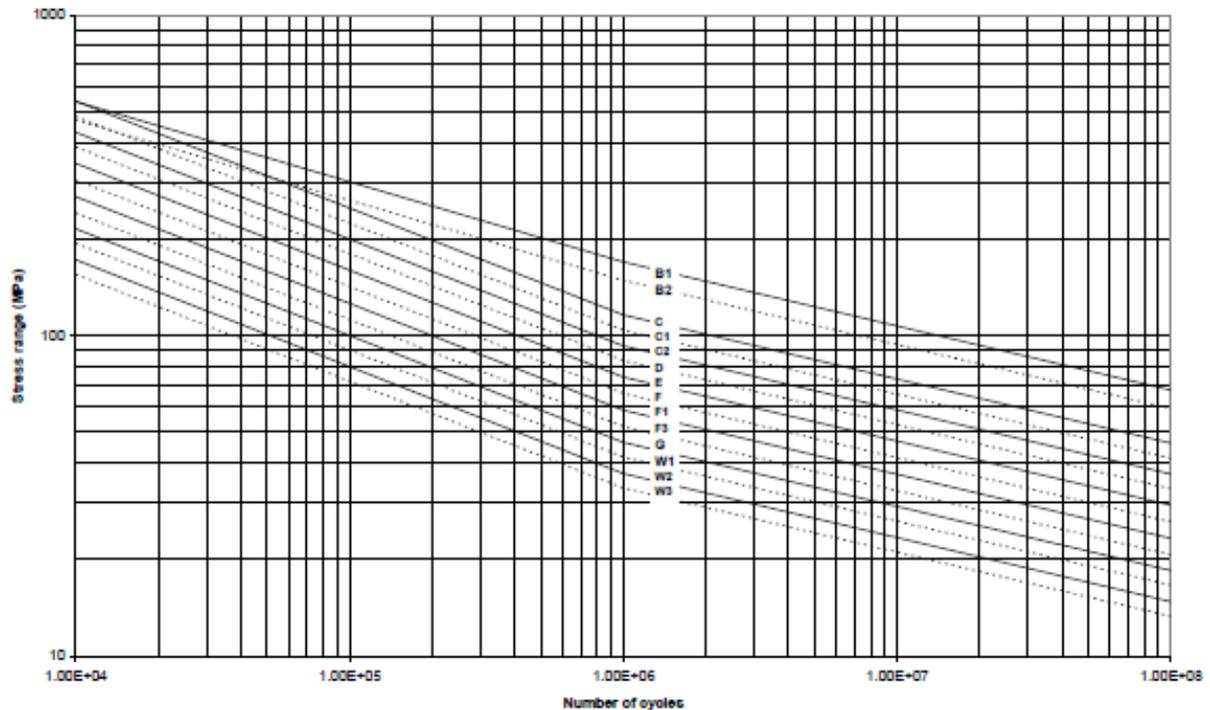


Ilustración 81 Curvas S-N

La curva más usada en estructuras offshore del tipo jacket es la curva *C*. Por tanto es la que se utilizará en el estudio. Sus parámetros son:

m	3
$\log \bar{a}$	0,1632

Función gamma Γ

Como vimos anteriormente, los valores de la función gamma están tabulados a partir de la pendiente de la curva S-N y el factor de forma de la distribución de Weibull.

$$\Gamma = 16,586$$

5. Resultados y conclusiones

Una vez que hemos definido un modelo, una malla, las cargas que actúan sobre la estructura y las condiciones de contorno; el software de cálculo por elementos finitos está listo para resolver.

En éste apartado se recogen y comentan los resultados obtenidos en el cálculo. También se analizará si dichos resultados son coherentes y se “traducirán” los rangos de tensiones obtenidos a años de fatiga que soportará la estructura en base al método simplificado de análisis de fatiga.

Para cada estudio, se realizarán dos condiciones de carga distintas, una con la ola en una dirección, y otra con la ola en dirección contraria. De esta manera, en la primera condición



el nudo que se estudia se verá sometido a la acción de la **cresta** de la ola, y en la segunda condición, del **seno**. Se analizarán las tensiones de Von-Mises por tanto el rango de tensión vendrá dado por:

$$\text{Rango de tensión} = \sigma_{\text{cresta}} + \sigma_{\text{seno}}$$

El primer cálculo será con el diseño original del nudo. Después, se harán los cálculos pertinentes para dos modelos. En el primero variaremos el espesor de la cuerda de los nudos, y en el segundo variaremos la separación entre los injertos de los nudos. Una vez obtenida la ley de varianza de los rangos de tensiones con el espesor de la cuerda y la separación de injertos; se estudiarán cuatro modelos distintos de nudo (variando el espesor y la separación de injertos) hasta llegar a uno que con menos coste de fabricación aguante una cantidad de años de fatiga igual o superior al diseño original.

Resumiendo, cuatro estudios con dos condiciones de carga cada uno.

1. Nudo original.
2. Variación de espesor.
3. Variación de separación.
4. Optimización.

El coste económico de la fabricación de cada uno de los nudos vendrá dado por la siguiente expresión:

5.1. Nudo original

Se trata de estudiar un primer diseño a partir del cual se pueda iniciar una optimización desde el punto de vista de los años a fatiga y el coste. Las características de este diseño original son:

Espesor de la cuerda	63,5 mm
Separación injertos inferiores y superiores	450 mm
Coste	3.712,6 €

Tabla 17 Características nudo inicial

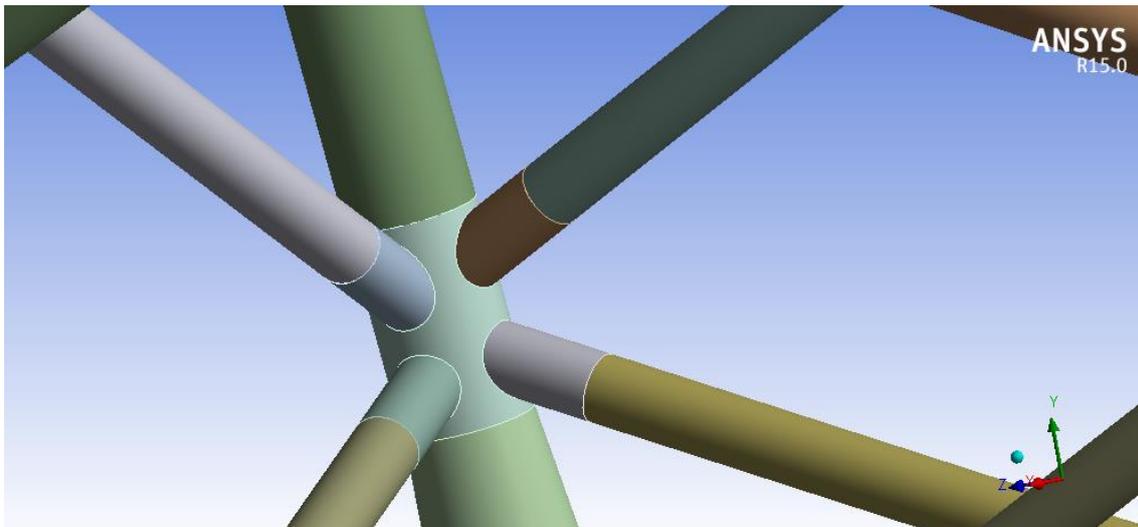


Ilustración 82 Imagen nodo jacket

Haciendo la simulación para las dos condiciones de carga obtendremos la tensión de Von Mises máxima y la mínima a las que se verá sometido el nodo a estudiar. El sumatorio de ambos resultados nos dará el rango de tensiones a partir del cual se calcularán los años de fatiga que aguantará la estructura.

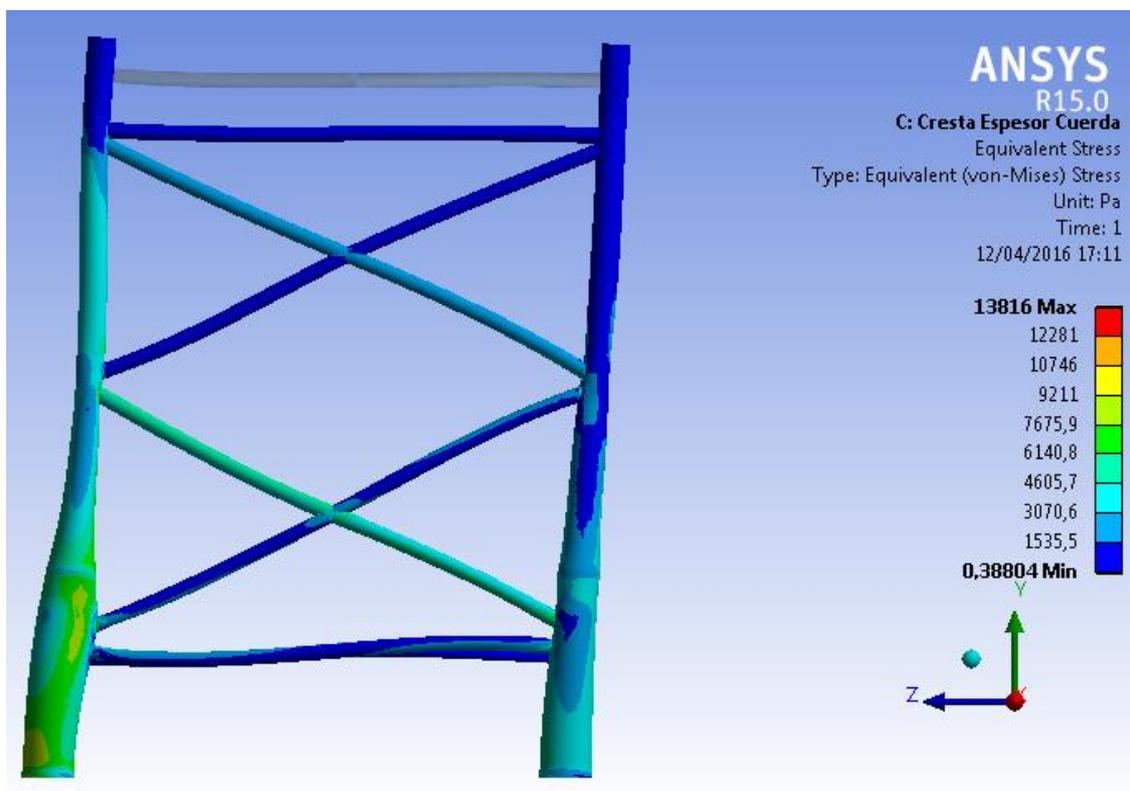


Ilustración 83 Ejemplo condición 1

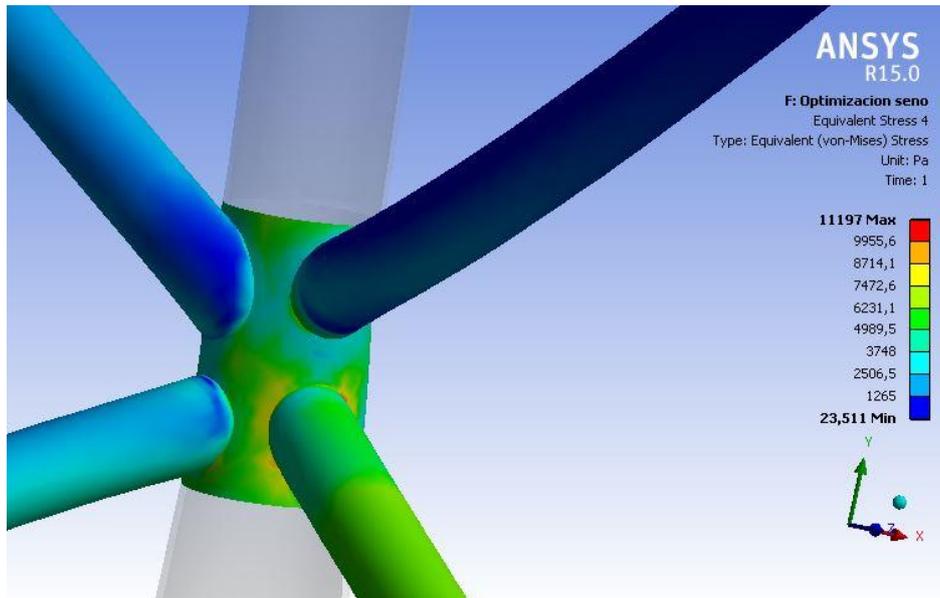


Ilustración 84 Condición 1 nodo original

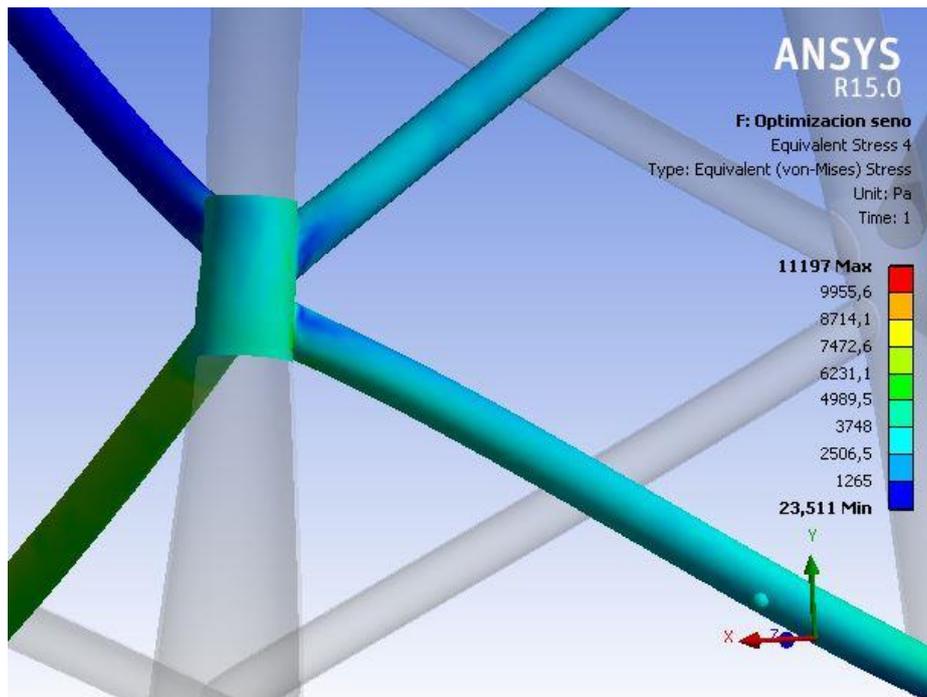


Ilustración 84 Perspectiva nodo original

Una vez obtenido el rango de tensiones, utilizamos el cálculo simplificado de fatiga explicado en el apartado 4 para estimar los años de vida de fatiga del nodo. En la siguiente tabla se recogen los parámetros necesarios para el cálculo del daño que sufre la estructura.

Vida de diseño (T)	630.000.000 segundos
Factor de forma (h)	0,8



Pendiente curva S-N (m)	3
Función gamma (Γ)	16,586
Frecuencia (ν_0)	0,09826
\bar{a}	1,456
Tensión condición 1	8.566 Pa
Tensión condición 2	5.724 Pa
Factor seguridad	75%

Tabla 18 Parámetros estudio nodo inicial

De tal manera que los resultados obtenidos son:

Factor de escala (q)	$3,52 \times 10^{-4}$
Daño acumulado (D)	$3,077 \times 10^{-2}$
Años a fatiga (con factor 75%)	163 años

Tabla 19 Resultados nodo inicial

Por tanto, a partir de estos resultados, nos proponemos estudiar otros cuatro diseños con el fin de llegar a una solución que optimice el tiempo de vida estimada de la estructura así como el coste del nudo. Para ello se estudia la forma en la que varía el daño acumulado en función de dos parámetros:

- Espesor del nodo.
- Separación de los injertos.

Para conocer la ley de varianza, se ensayan 4 diseños con distintos espesores de nodos y otros 4 diseños con distintas separación de injertos, todos ellos sometidos a dos condiciones de carga, de manera similar a lo explicado anteriormente.

Como era de esperar, al ir disminuyendo el espesor de los nodos, el daño por fatiga se va incrementando y, por lo tanto, se reducen los años de vida de fatiga de la estructura.

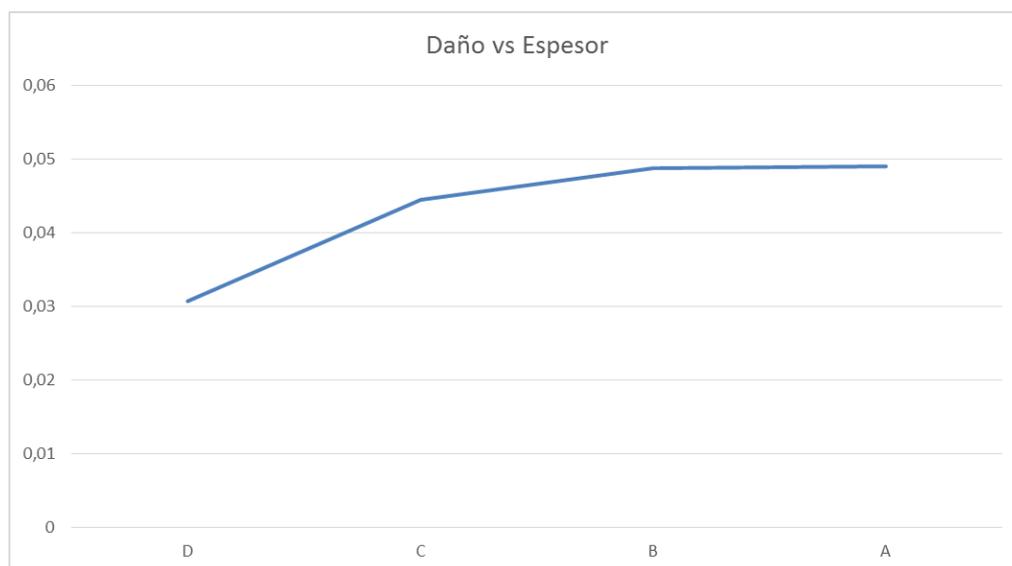


Ilustración 85 Variación del daño con el espesor

Sin embargo, al estudiar la variación con la separación de los injertos, se observa que el daño se reduce a medida que se reduce la separación de injertos. En un primer momento, se pensaba que al disminuir la separación, se aumentaría la concentración de tensiones en el nudo dando lugar a un mayor daño acumulado. Sin embargo, es probable que incrementar de manera excesiva la separación entre injertos dé lugar a momentos flectores en la clara entre injertos, disminuyendo la resistencia a fatiga.

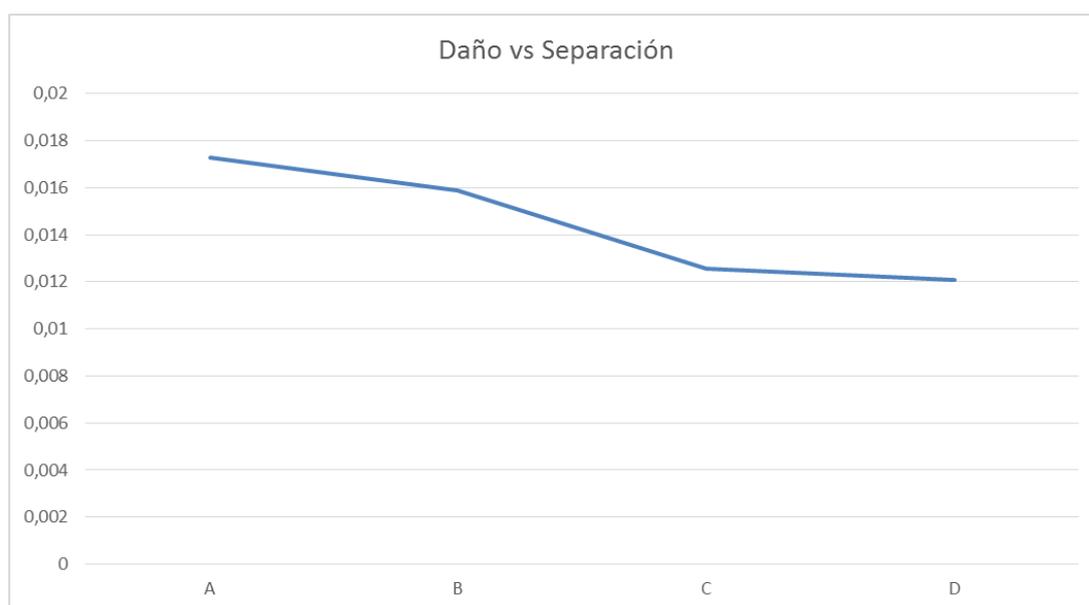


Ilustración 86 Variación del daño con la separación

Éste hecho, nos permite realizar diseños en los cuales se pueda reducir el espesor del nudo abaratando en gran medida su fabricación (a mayor espesor, más metros de soldadura). Se irá reduciendo paulatinamente el espesor de los nudos así como la separación entre injertos con el fin de encontrar un diseño que aguante más años por menos dinero.

5.2. Nudo A

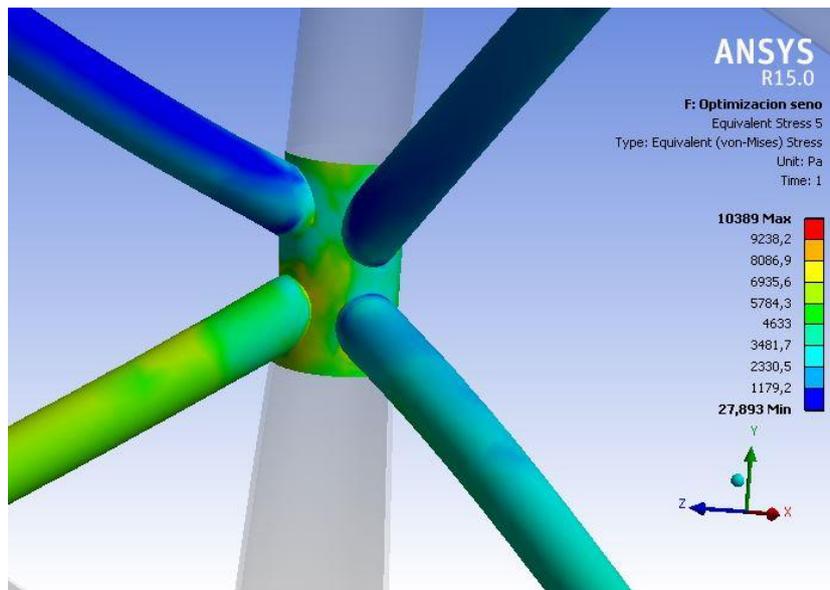


Ilustración 87 Condición 1 nudo A

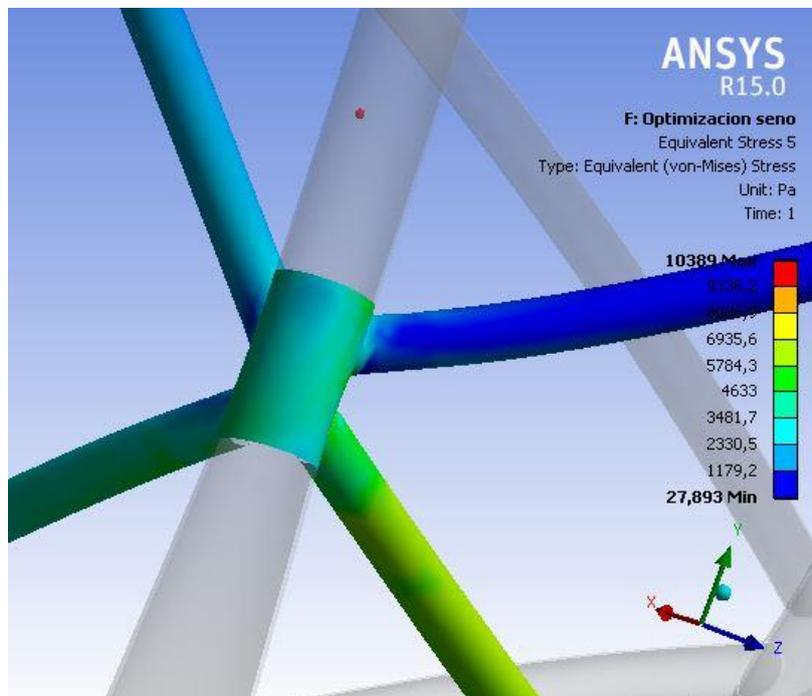


Ilustración 88 Perspectiva nudo A

Las características principales del nodo son:

Espesor de la cuerda	61 milímetros
Separación entre injertos superiores e inferiores	400 milímetros
Coste de fabricación	3.575,27 €

Tabla 20 Características nodo A

Los parámetros del estudio:

Vida de diseño (T)	630.000.000 segundos
Factor de forma (h)	0,8
Pendiente curva S-N (m)	3
Función gamma (Γ)	16,586
Frecuencia (ν_0)	0,09826
\bar{a}	1,456
Tensión condición 1	8.378 Pa
Tensión condición 2	5.562 Pa
Factor seguridad	75%

Tabla 21 Características estudio nodo A

Los resultados:

Factor de escala (q)	$3,44 \times 10^{-4}$
Daño acumulado (D)	$2,857 \times 10^{-2}$
Años a fatiga (con factor 75%)	175 años

Tabla 22 Resultados Nodo A

5.3. Nodo B

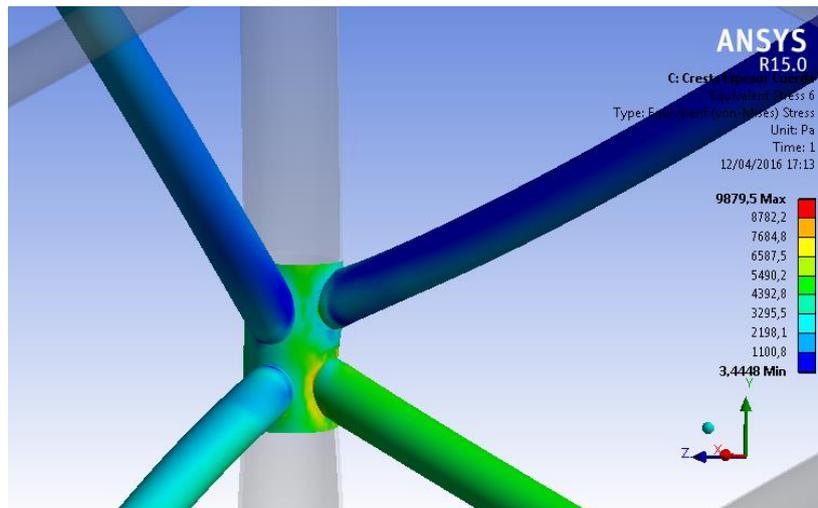


Ilustración 89 Condición 2 nodo B

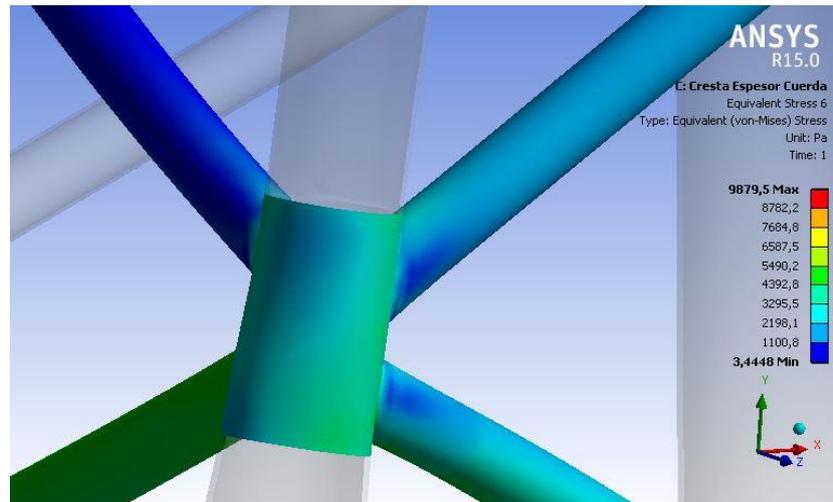


Ilustración 90 Perspectiva nodo B

Las características principales del nodo son:

Espesor de la cuerda	59 milímetros
Separación entre injertos superiores e inferiores	350 milímetros
Coste de fabricación	3.420,32 €

Tabla 23 Características Nodo B

Los parámetros del estudio:

Vida de diseño (T)	630.000.000 segundos
Factor de forma (h)	0,8
Pendiente curva S-N (m)	3
Función gamma (Γ)	16,586
Frecuencia (v_0)	0,09826
\bar{a}	1,456
Tensión condición 1	8.247 Pa
Tensión condición 2	5.428 Pa
Factor seguridad	75%

Tabla 24 Características estudio Nodo B

Los resultados:

Factor de escala (q)	$3,37 \times 10^{-4}$
Daño acumulado (D)	$2,697 \times 10^{-2}$
Años a fatiga (con factor 75%)	185 años

Tabla 25 Resultados Nodo B

5.4. Nodo C

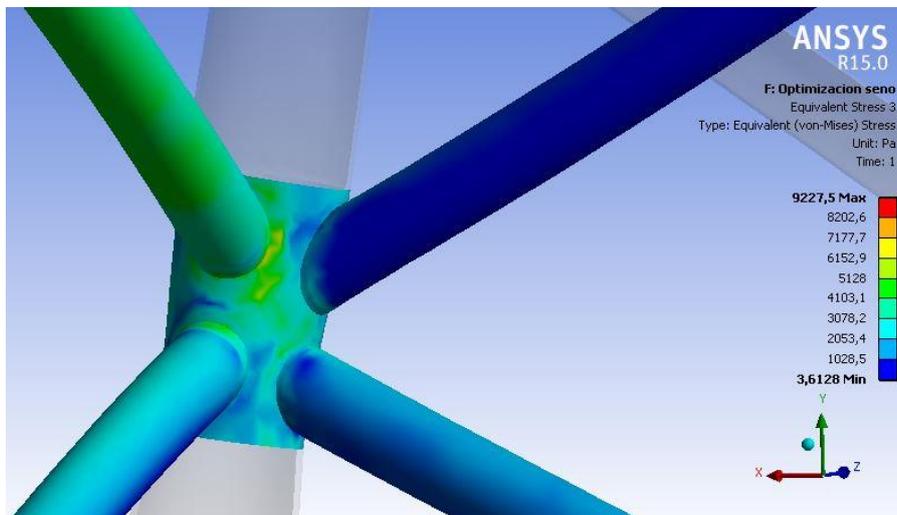


Ilustración 91 Condición 1 nodo C

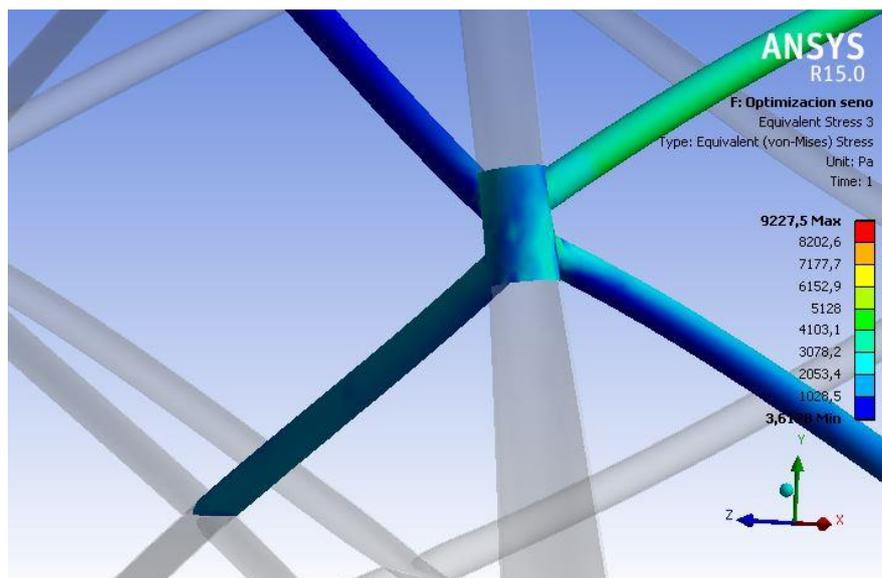


Ilustración 92 Perspectiva nodo C

Las características principales del nodo son:

Espesor de la cuerda	57 milímetros
Separación entre injertos superiores e inferiores	300 milímetros
Coste de fabricación	3.268,75 €

Tabla 26 Características Nodo C

Los parámetros del estudio:

Vida de diseño (T)	630.000.000 <i>segundos</i>
Factor de forma (h)	0,8
Pendiente curva S-N (m)	3
Función gamma (Γ)	16,586
Frecuencia (ν_0)	0,09826
\bar{a}	1,456
Tensión condición 1	8.642 Pa
Tensión condición 2	5.733 Pa
Factor seguridad	75%

Tabla 27 Características estudio Nodo C

Los resultados:

Factor de escala (q)	$3,55 \times 10^{-4}$
Daño acumulado (D)	$3,133 \times 10^{-2}$
Años a fatiga (con factor 75%)	160 años

Tabla 28 Resultados Nodo C

5.5. Nodo D

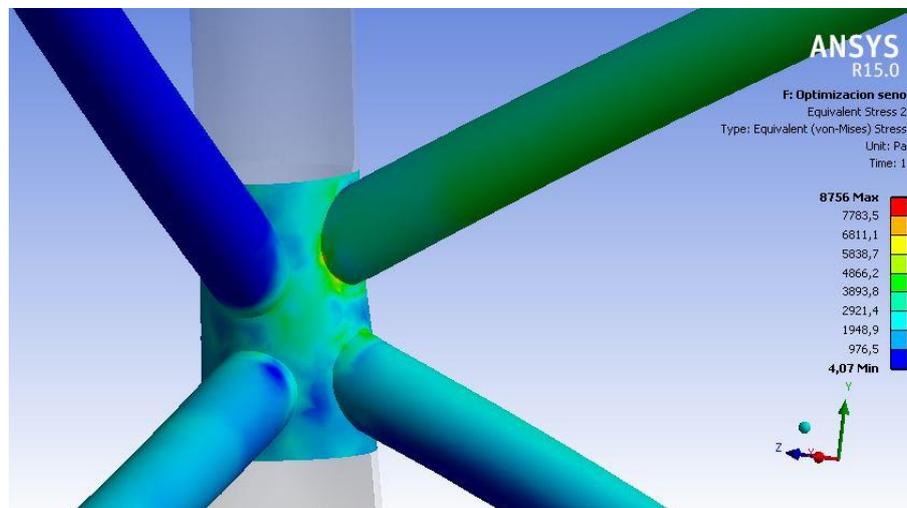


Ilustración 93 Condición 1 nodo D

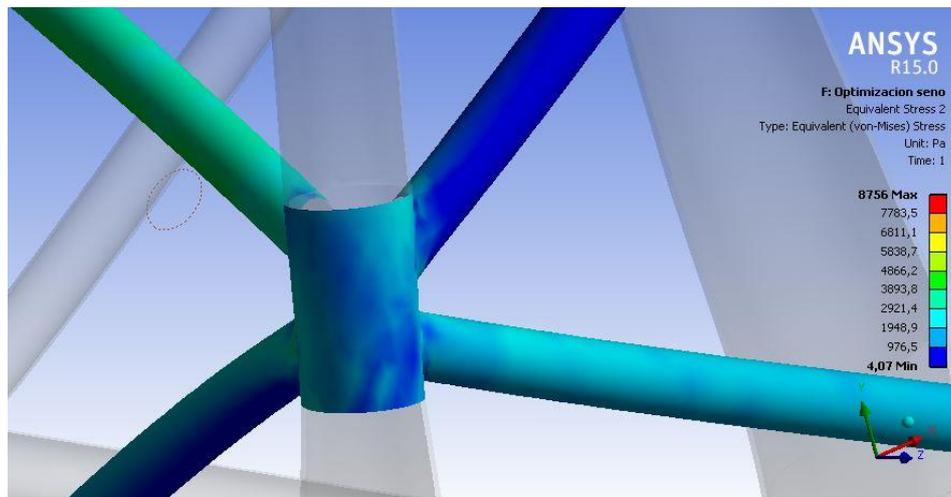


Ilustración 94 Perspectiva nodo D

Las características principales del nodo son:

Espesor de la cuerda	55 milímetros
Separación entre injertos superiores e inferiores	250 milímetros
Coste de fabricación	3.129,41 €

Tabla 29 Características Nodo D

Los parámetros del estudio:

Vida de diseño (T)	630.000.000 segundos
Factor de forma (h)	0,8
Pendiente curva S-N (m)	3
Función gamma (Γ)	16,586
Frecuencia (v_0)	0,09826
\bar{a}	1,456
Tensión condición 1	8.764 Pa
Tensión condición 2	5.899 Pa
Factor seguridad	75%

Tabla 30 Características de estudio Nodo D

Los resultados:

Factor de escala (q)	$3,62 \times 10^{-4}$
Daño acumulado (D)	$3,325 \times 10^{-2}$
Años a fatiga (con factor 75%)	151 años

Tabla 31 Resultados Nodo D



6. Conclusiones y trabajo futuro

Como se ve por los resultados, se consigue reducir el daño acumulado reduciendo la separación entre injertos. Con ello, se pueden conseguir diseños de menor espesor y, por tanto, de menor coste (diseños A y B). Sin embargo, llega un punto en el cual, reducir la separación de injertos comienza a incrementar los valores de daño acumulado, probablemente, por el incremento de concentración de tensiones por unidad de superficie que dará lugar a la formación de grietas con el paso de los años.

	Inicial	A	B	C	D
Espesor (mm)	63	61	59	57	55
Separación (mm)	450	400	350	300	250
Coste	3.712,54 €	3.575,27 €	3.420,32 €	3.268,75 €	3.120,41 €
Daño	0,030779	0,028572	0,026973	0,031331	0,033252
Años	162	175	185	160	150

Tabla 32 Resumen de resultados

El objetivo del éste trabajo de fin de máster era aplicar el método simplificado de análisis de fatiga comúnmente utilizado en la industria a una estructura offshore tipo jacket con el fin de encontrar un diseño que, con el menor coste, presente un valor de daño acumulado menor. Como se puede ver en la tabla 32, el diseño escogido es el del Nodo B

Nodo B

Espesor (mm)	59
Separación (mm)	350
Coste	3.420,32 €
Daño	0,026973
Años	185

Tabla 33 Nodo escogido

Con el presente trabajo de fin de máster se ha pretendido abordar un ámbito del mundo de la ingeniería naval que posee una vital importancia en el diseño de estructuras marinas y que tan solo se trata de forma teórica en el plan docente. Además, se trabaja con un “mundo” que a día de hoy está muy de moda como es la eólica offshore y que posee grandes previsiones de futuro como ya vimos en el primer apartado.

Lo que se pretendía era conseguir un diseño de nodo que, bajo el punto de vista de fatiga y coste, fuese óptimo. Por tanto, escogiendo el nodo B, se consideran cumplidos los objetivos de éste proyecto. Lo siguiente que se podría hacer sería estudiar geometrías alternativas (nombradas en el punto 3.5) con el fin de hacer una comparación de comportamientos a fatiga, o variar la conicidad de los injertos con el fin de conseguir mayor área sobre la que se repartiría la concentración de tensiones pese al encarecimiento del coste de fabricación.



BIBLIOGRAFÍA

- Det Norske Veritas-Germanischer Lloyd RP C-203. "FATIGUE DESIGN OF OFFSHORE STEEL STRUCTURES"
- Owen Hughes. "SHIP STRUCTURAL DESIGN. A RATIONALLY-BASED, COMPUTER-AIDED, OPTIMIZATION APPROACH.">
- Det Norske Veritas - Germanischer Lloyd RP C-205. "ENVIRONMENTAL CONDITIONS AND LOADS."
- Det Norske Veritas - Germanischer Lloyd Classification Notes 30.7. "FATIGUE ASSESSMENT OF SHIP STRUCTURES."
- Edmund Wittbrodt, Marek Szczotka, Andrezj Maczynski, Stanislaw Wojciech. "RIGID FINITE ELEMENT METHOD IN ANALYSIS OF DYNAMICS OF OFFSHORE STRUCTURES."
- X. Chen, Y. Liu. "FINITE ELEMENT MODELING AND SIMULATION WITH ANSYS WORKBENCH."
- Subrata Chakrabarti. "HANDBOOK OF OFFSHORE ENGINEERING (Vol. 1)"
- Subrata Chakrabarti. "HANDBOOK OF OFFSHORE ENGINEERING (Vol. 2)"
- Subrata Chakrabarti. "HYDRODYNAMICS OF OFFSHORE STRUCTURES."
- Raúl Villa Caro, Revista General de Marina, mayo de 2016. "EVOLUCIÓN DEL ACERO NAVAL DESDE LA TÉCNICA DEL REMACHADO HASTA EL AH-36"
- Daniela Aguirre Guerrero. "ESTUDIO DE LA VIDA A LA FATIGA DE UN ACERO HSLA"
- GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL website <http://www.gwec.net/global-figures/global-offshore/>
- <http://www.lorc.dk/>
- American Bureau of Shipping "GUIDE FOR FATIGUE ASSESSMENT OF OFFSHORE STRUCTURES"
- Ben C. Gerwick. "CONSTRUCTION OF MARINE AND OFFSHORE STRUCTURES".
- James F. Wilson. "DYNAMICS OF OFFSHORE STRUCTURES".
- Huei-Huang Lee "FINITE ELEMENT SIMULATIONS WITH ANSYS WORKBENCH"
- <http://www.4coffshore.com/>
- Miguel Villarubia López. "INGENIERÍA DE LA ENERGÍA EÓLICA"
- Equipo INIECO. "OPERACIONES Y PUESTA EN SERVICIO DE INSTALACIONES DE ENERGÍA EÓLICA".