



Escuela Técnica Superior de Ingenieros de
Caminos, Canales y Puertos.
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



PROYECTO BÁSICO DE
PROCEDIMIENTO
CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE
EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

Trabajo realizado por:

Alejandro Domínguez Bargeño

Dirigido:

Francisco Ballester Muñoz

Jokin Rico Arenal

Titulación:

Grado en Ingeniería Civil

Santander, Junio de 2014

TRABAJO FINAL DE GRADO



ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS	4
ÍNDICE DE FIGURAS	4
1. GENERALIDADES.....	5
2. DATOS GENERALES	5
3. TERMINOLOGÍA.....	6
4. INTRODUCCIÓN ENERGÍA EÓLICA	7
4.1 VENTAJAS DE LA ENERGÍA EÓLICA:	8
4.2 DESVENTAJAS:	9
4.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA ONSHORE EN EUROPA:....	10
4.4 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE EN EUROPA:...	12
5. ELECCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN:.....	13
6. PROPUESTA	17
7. ALCANCE DEL PROYECTO	19
8. VERIFICACIONES / OBJETIVOS.....	19
9. REQUERIMIENTOS DEL DISEÑO.....	20
10. MATERIAL.....	23
11. SOFTWARE	24



**PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE**

12.	SOLICITACIONES A CONSIDERAR.....	25
12.1	CÁLCULO DE LA POTENCIA DEL VIENTO	31
12.2	CASOS DE CARGA.....	32
12.3	PROCESO DE CÁLCULO.....	38
12.4	CABLES DE ACERO.....	58
12.5	FUERZAS DE VERTICALES PARA LA ELEVACIÓN DEL CONJUNTO.....	61
12.6	ESTRUCTURA DE TIRO SUPERIOR	67
12.7	ESTUDIO DEL PANDEO LOCAL	71
13.	PROCEDIMIENTO DE MONTAJE.....	75
13.1	MOVIMIENTO DE LOS CONTRAPESOS.....	80
14.	CAPTURAS MODELO 3D	88
15.	NORMATIVA.....	90
16.	BIBLIOGRAFÍA.....	91



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características mecánicas mínimas de los aceros UNE.....	23
Tabla 2. Valor del coeficiente alpha de rugosidad	27
Tabla 3. Estimación del coeficiente aerodinámico.....	28
Tabla 4. Categoría del terreno.....	30
Tabla 5. Coeficientes de seguridad en ELU	41
Tabla 6. Reacciones Peso Propio	61
Tabla 7. Reacciones Carga Útil más contrapesos	61
Tabla 8. Reacciones en ELU	62
Tabla 9. Factor de seguridad para cables de acero	63
Tabla 10. Catálogo de cables de Camesa	65
Tabla 11. Recomendaciones Camesa.....	66
Tabla 12. Curva de pandeo en función de la sección transversal.....	73

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Torre de hormigón.....	20
Figura 2. Nacelle 5 MW Gamesa.....	21
Figura 3. Relación coeficiente C del viento en función de la altura y categoría de terreno.....	30
Figura 4. Curvas de pandeo	74



1. GENERALIDADES

El proyecto tiene como objeto el diseño de un equipo de elevación para aerogeneradores off-shore y su procedimiento constructivo. Se pretende establecer una mejora en el procedimiento de colocación de la nacelle y el rotor sobre la torre. Este sistema trata de solventar la problemática en cuanto a operatividad y seguridad de grúas de gran tamaño con vientos de alta intensidad.

2. DATOS GENERALES

El objetivo de este proyecto es proporcionar una solución alternativa al montaje de los componentes de un aerogenerador con la utilización de grúas.

Se trata de evitar tres de los mayores inconvenientes inherentes a la disposición con grúa:

La reducida operatividad debido al requerimiento de la velocidad del viento;

La sensibilidad de las condiciones de seguridad de la grúa en función, de nuevo, de la velocidad del viento;

El aumento de costes debido a la puesta en obra y los gastos de operatividad de una grúa de grandes dimensiones.



3. TERMINOLOGÍA

Nacelle o góndola: Es el chasis fabricado en fibra de vidrio que cubre y protege los elementos de la turbina.

Torre: Es la estructura que soporta la turbina y el rotor. Generalmente, debido a su gran tamaño, se construye a partir de tramos más pequeños de acero curvado llamados virolas.

Rosa de los vientos: Diagrama que representa la intensidad media de los vientos en diferentes sectores en los que se divide el círculo del horizonte.

Límite de Betz: Máximo coeficiente de potencia con el que puede trabajar un aeromotor ideal. Este valor máximo es de $\frac{16}{27}$ de la potencia total del viento.

Buje: Es una pieza que mantiene las palas fijas en su posición mientras giran, transmitiendo su movimiento al interior de la nacelle a través del eje principal.

Palas: Gracias a su forma y dimensiones transmiten el movimiento longitudinal al buje en forma de giro. Normalmente están compuestas de resina epoxy y fibra de vidrio.

Pitch: Ajusta el grado de apertura de las palas para aprovechar mejor el viento.

Rotor: Nombre que recibe el conjunto de palas, pitch y buje.

Sistema Yaw: Sistema de rotación de la nacelle.

Generador: Convierte la energía mecánica en eléctrica.



4. INTRODUCCIÓN ENERGÍA EÓLICA

El potencial energético estimado de la energía eólica es de unas 10 veces el actual consumo mundial de energía. Esta energía es obtenida a partir del aprovechamiento de la energía cinética del viento, es decir, a partir de las corrientes que se generan en la atmósfera. Diferenciaremos entre dos tipos de vientos, en primer lugar, el viento geoestrófico producido por las diferencias de presión existentes entre dos zonas, produciéndose un movimiento del aire de las zonas de alta presión (anticiclón) hacia las de baja presión (borrasca).

Y en segundo lugar, los llamados vientos locales que han demostrado ser mucho más interesantes para el aprovechamiento energético. Entre ellos se encuentran las brisas marinas que son debidas a la diferencia de temperatura del aire en la costa y el mar. En este último grupo podemos encontrar además los llamados vientos de montaña. El calentamiento del aire en la montaña produce su ascensión debido a la disminución de su densidad haciendo que el viento suba por la ladera o baje en función de si es de día o de noche. Son por tanto los vientos locales los que se buscan para el aprovechamiento del viento como fuente de energía. (1)



4.1 VENTAJAS DE LA ENERGÍA EÓLICA:

Respecto al medioambiente: El viento es un recurso renovable, es decir, es una fuente de energía inagotable. Se trata de una energía limpia, que no emite gases, ni genera desechos considerados contaminantes. Con cada MW eólico instalado se evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente 2.900 toneladas de CO₂. Por tanto, contribuye a frenar el cambio climático.

Respecto a la sociedad: Impulsa la formación de los jóvenes en las áreas donde se localizan, siendo una fuente de creación de empleo hasta 5 veces mayor que las energías convencionales. De esta forma, ofrece una excelente oportunidad de empleo en zonas rurales con pocas alternativas laborales.

Respecto a la economía: Los parques eólicos tienen un periodo de madurez elevado debido a su fuerte inversión inicial y largos plazos de implantación. Sin embargo, con una buena planificación, son una inversión rentable con unos ajustados costes de operación. Su implantación facilita la independencia de otras energías, obteniéndose de forma local y sin la necesidad de ser transportada. Además, equilibra los consumos que produce con la energía generada. (2)



4.2 DESVENTAJAS:

Respecto al medioambiente: Debido a la reducida densidad energética del viento, se requiere de una extensión grande de terreno para generar cantidades significativas de electricidad.

Las localizaciones de las zonas con vientos aprovechables energéticamente a menudo están alejadas de los puntos de consumo. Especialmente cuando hablamos de explotaciones off-shore en mar abierto.

Emisión de sonido por los equipos, este aspecto se ha reducido notablemente con los modelos de aerogeneradores más modernos.

Existe un considerable riesgo de mortandad para las aves cuando se sitúan aerogeneradores en los “pasillos” que estas utilizan en sus migraciones.

Respecto a la sociedad: Efectos estéticos, rompiendo la morfología del terreno natural.

Respecto a la economía: No hay viento de forma constante, esto impide que la producción de energía se adapte a la curva de demanda de energía (horas pico, horas valle). Además, existe un desfase entre las horas de máxima demanda durante el día, y las de máxima generación de energía durante la noche, cuando los vientos son más fuertes. (2)



4.3 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA ONSHORE EN EUROPA:

Desde el año 2000, entorno a un 28% del aumento de la capacidad instalada fue de energía eólica.

En la actualidad, los aerogeneradores onshore instalados en Europa suman una capacidad total de 110,7GW. La capacidad de generación de energía eólica a finales de 2013 produce 257 TWh, suficiente para cubrir el 8% del consumo de electricidad europeo.

El ritmo de crecimiento estas instalaciones se ha mantenido entorno al 10% desde el año 2000, cuando la capacidad instalada era de 3,2GW.

Alemania continúa siendo país con la mayor capacidad instalada, seguida de España, Reino Unido e Italia.

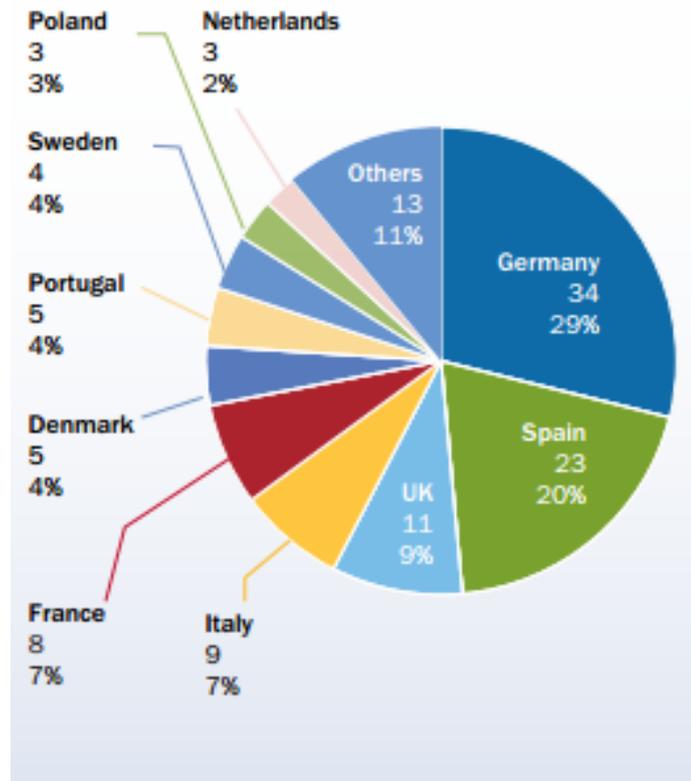


Ilustración 1 Capacidad instalada por países (EWEA)



**PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE**

	Installed 2012	End 2012	Installed 2013	End 2013
EU Capacity (MW)				
Austria	296	1,377	308	1,684
Belgium	297	1,375	276	1,651
Bulgaria	158	674	7.1	681
Croatia	48	180	122	302
Cyprus	13	147	0	147
Czech Republic	44	260	9	269
Denmark	220	4,162	657	4,772
Estonia	86	269	11	280
Finland	89	288	162	448
France	814	7,623	631	8,254
Germany	2,297	30,989	3,238	33,730
Greece	117	1,749	116	1,865
Hungary*	0	329	0	329
Ireland	121	1,749	288	2,037
Italy	1,239	8,118	444	8,551
Latvia	12	60	2	62
Lithuania	60	263	16	279
Luxembourg	14	58	0	58
Malta	0	0	0	0
Netherlands	119	2,391	303	2,693
Poland	880	2,496	894	3,390
Portugal	155	4,529	196	4,724
Romania	923	1,905	695	2,599
Slovakia	0	3	0	3
Slovenia	0	0	2	2
Spain	1,110	22,784	175	22,959
Sweden	846	3,582	724	4,470
United Kingdom	2,064	8,649	1,883	10,531
Total EU-28	12,102	106,454	11,159	117,289
Total EU-15	9,879	99,868	9,402	108,946
Total EU-13	2,224	6,586	1,757	8,343

Ilustración 2 Capacidad instalada en Europa (EWEA)

La reducción de la capacidad instalada en 2013 muestra el impacto negativo de la inestabilidad de los mercados, legislaciones y políticas a lo largo de toda Europa. Los cambios de los marcos legislativos son los principales responsables del descenso de la inversión. (3)

La crisis económica, junto con la incertidumbre legislativa, han provocado que el 46% del total de nueva instalación durante 2013 se haya concentrado en 2 países, Alemania y Reino Unido. Registrándose una bajada en la tasa de instalación del 24% en Francia, 65% en Italia y del 84% en España.



PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA AEROGENERADORES OFFSHORE

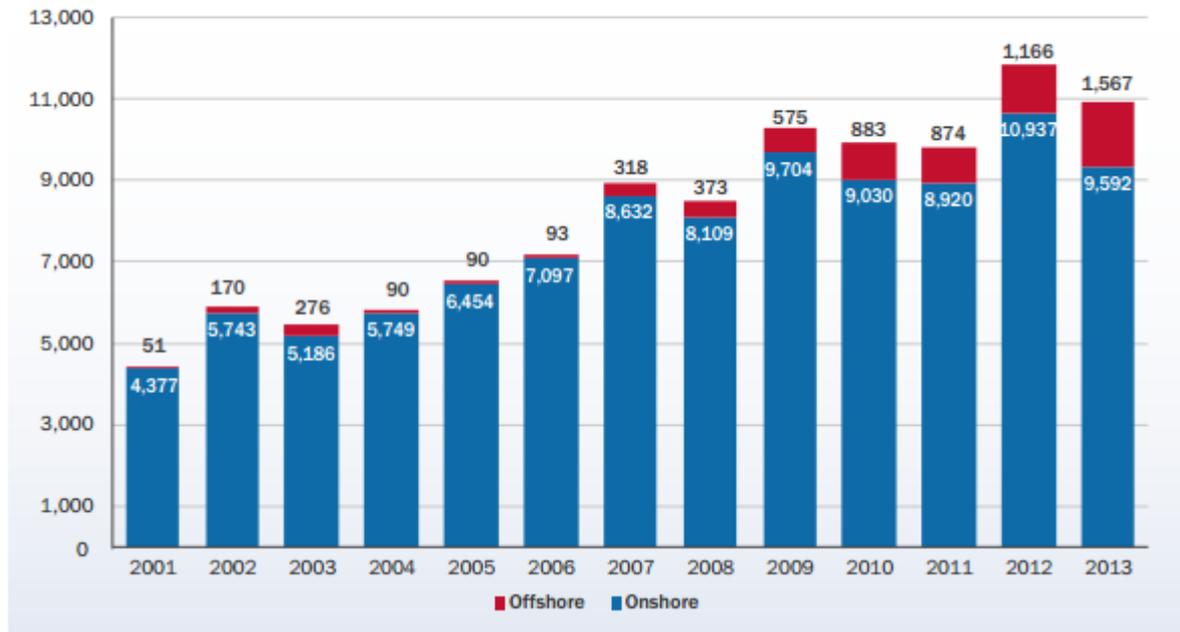


Ilustración 3 Evolución capacidad instalada al año (EWEA) (KW)

4.4 SITUACIÓN ACTUAL DE LA ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE EN EUROPA:

A día de hoy hay 2080 aerogeneradores instalados y conectados a la red eléctrica, repartidos en 69 parques eólicos repartidos por 11 países de Europa. La producción total de energía alcanza los 6562 MW.

La cimentación/subestructura sobre monopilote es la más utilizada, en un 75% de los parques. También se han construido con cimentación por gravedad, 12%, jackets, 5%, trípodes, 5%, y tripilotes, 2%.

En 2013, la potencia media de los aerogeneradores fue de 4MW. Además, aumentó el tamaño medio de los parques eólicos en un 78%, llegando a los 485MW, y con una tendencia clara a seguir en aumento cada año.

El calado medio de las aguas donde se han instalado estos parques ha sido de 20m a una distancia media de 30 km de la costa. (4)



5. ELECCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN:

El proceso de selección de la localización de un parque eólico consta de varios procesos fundamentales para la correcta explotación de la infraestructura. En el estudio previo se estudian los mapas de viento, donde se identifican y comparan las zonas con mejores condiciones de viento para el aprovechamiento energético. Además se pueden disponer de “estaciones de viento virtuales” (series de viento horarias de 10 años a la altura del buje) que son muy útiles para calcular la producción energética de un parque eólico. (5)

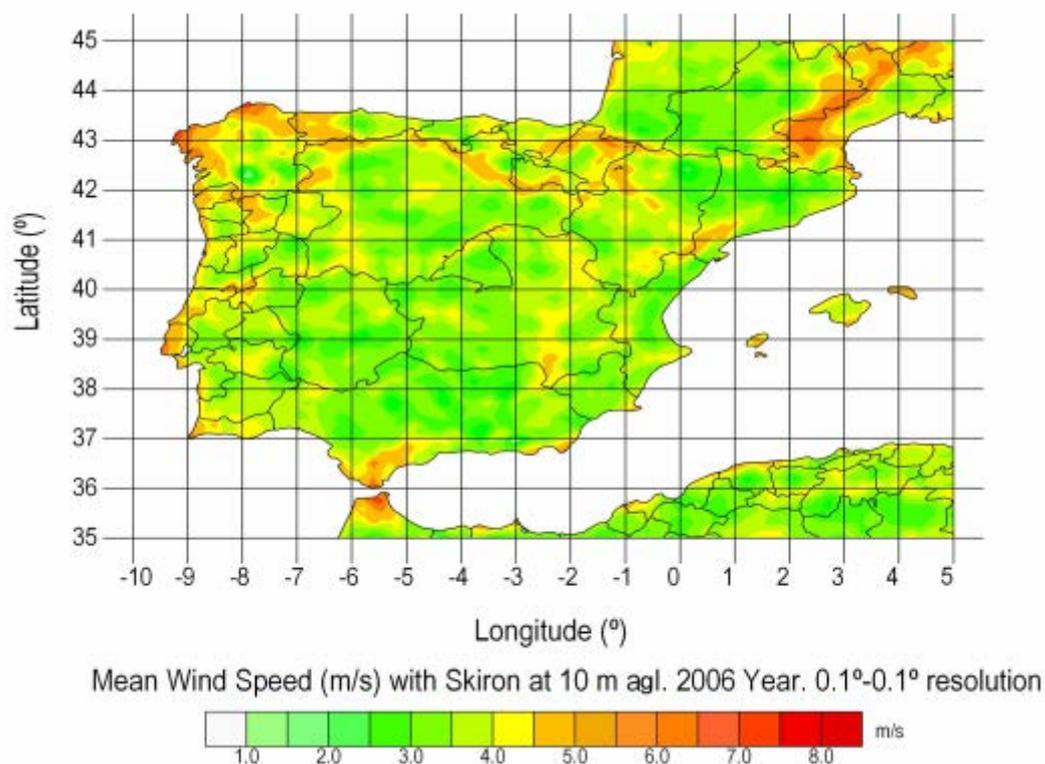


Ilustración 4 Wind Energy Department, National Renewable Energy Center (CENER)

El estudio del viento se lleva a cabo a través de la instalación de veletas y anemómetros. Estos aparatos registran la dirección del viento y su velocidad predominantes durante el periodo de tiempo de estudio, generalmente superior a un año. (5)



PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA AEROGENERADORES OFFSHORE

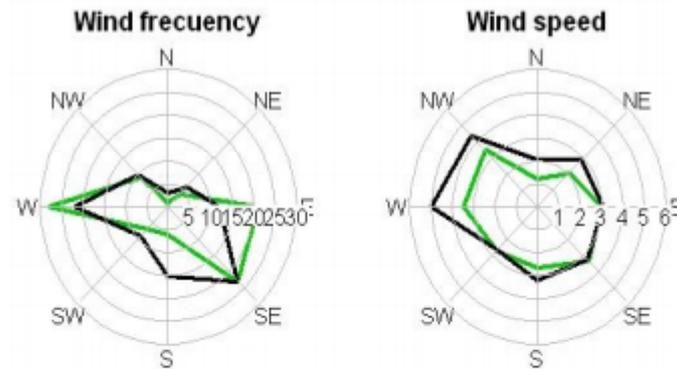


Figure 7: Wind roses plots. Simple terrain case. Skiron values in green, measurements in black.

	Valid data	Average speed	Quartile 25%	Quartile 50%	Quartile 75%	Min speed	Max speed	Standard deviation	Skew	Kurt
Skiron simulations	6741	3.2	2.1	3.1	3.9	0	12.2	1.6	0.9	2
Measured data	6741	3.6	1.9	3.1	4.7	0.6	18.1	2.3	1.5	3.1
Comparison		-0.5	-	-	-	-0.5	-5.8	-0.7		

Ilustración 5 Wind Energy Department, National Renewable Energy Center (CENER)

En términos generales, se buscan localizaciones donde la velocidad a la altura del buje supere los 6 m/s la mayor cantidad de horas al año. Se buscan especialmente llanuras elevadas (gran altitud), cimas de montaña con buena exposición, pasos entre montañas, largos valles descendiendo de cadenas montañosas o emplazamientos con vegetación deformada por la acción de los vientos, entre otros.

Adicionalmente se ha de comprobar si la localización no tiene problemas ambientales, no está demasiado alejada de la Red Eléctrica, es accesible y que las condiciones geotécnicas del terreno donde se pretende construir son suficientes. (6)



PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA AEROGENERADORES OFFSHORE

Para la localización de aerogeneradores offshore el estudio de la cimentación ha de ser muy exhaustivo. En este caso, obviamente, deberemos acceder a los datos de vientos de las zonas costeras con profundidades relativamente pequeñas. A partir de la elección de varias localizaciones, deberemos plantear las posibilidades de cimentación en función del calado.

TIPOS DE CIMENTACIÓN OFFSHORE:

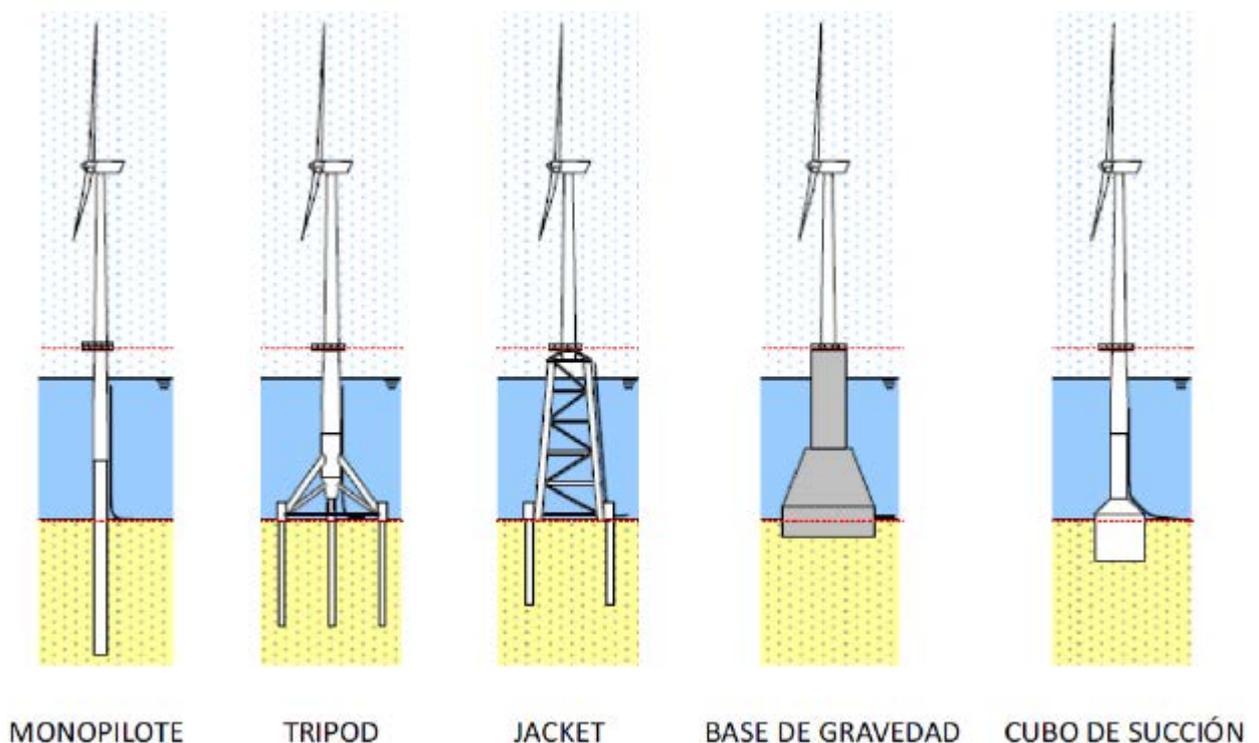


Ilustración 6 Esquemas cimentación offshore

- Los monopilotes son adecuados para calados menores de 30m, teniendo un diseño sencillo además de su fácil conexión con la torre. Por otra parte, se incrementa notablemente su diámetro con la profundidad.
- La cimentación tipo trípode o tri-pilote está desarrollada para profundidades menores a los 40m. Tienen una estabilidad mayor que la de los monopilotes, pero, por otro lado, su instalación es de una complejidad mayor.



**PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE**

- La zapata de gravedad está pensada para profundidades inferiores a 40 m donde no será necesaria perforación. La desventaja de este tipo de cimentación recae en la preparación que requiere el suelo del fondo marino.
- Los tipo jacket son muy y estables y relativamente ligeros, pero al estar formados de grandes cantidades de acero su precio es elevado. Son adecuados para profundidades de hasta 50m.
- Existen varios modelos en desarrollo de cimentaciones flotantes para lugares donde, debido a la gran profundidad (+60m), no es posible una cimentación como las anteriormente mencionadas.



6. PROPUESTA

El propósito principal de este proyecto es el del estudio de una alternativa para el montaje de aerogeneradores offshore sin la utilización de grúas de grandes dimensiones. A día de hoy, todos los aerogeneradores, ya sean onshore u offshore, se instalan gracias a la utilización de una grúa. Sin embargo, el aumento progresivo de la altura de la torre y potencia de los generadores no ha ido acompañado de una mejora sustancial del proceso constructivo.

En la actualidad existen dos tipos de sistemas de montaje del conjunto nacelle-rotor necesario en un aerogenerador.

Por un lado, los barcos-grúa diseñados expresamente para la colocación de virolas metálicas, nacelle y/o rotor. La necesidad de precisión en las tareas de montaje hace necesario que estén dotados de spuds, pilonos de anclaje que absorben los esfuerzos horizontales y, en ocasiones, los verticales. Además, al ser barcos, han de cumplir los requisitos navales correspondientes restringiendo las dimensiones de su eslora, de su calado y especialmente de su manga, dimensión importante a la hora de transportar varios equipos.

Otra posibilidad consiste en el uso de plataformas de gran tamaño no autopropulsadas que cuentan con todas las instalaciones necesarias para el montaje. En este caso, el uso de los spuds cobra especial importancia debido a su sensibilidad al oleaje.

En ambos casos, los spuds condicionan totalmente las condiciones y localización del montaje, ya que la longitud del spud dependerá directamente del calado cerca del aerogenerador. Es lógico pensar que el desarrollo de la energía eólica offshore evolucionará buscando el máximo aprovechamiento energético de los vientos, que, en muchas ocasiones, se encontrarán en aguas profundas. En consecuencia, los sistemas



**PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE**

basados en la utilización de spuds no son suficientemente versátiles. Asimismo, la grúa montada sobre estos medios limitará la altura de la torre.

Otra debilidad que encontramos en la instalación con grúa es la sensibilidad a la velocidad del viento. La operatividad de una grúa de grandes dimensiones se reduce a los espacios de tiempo en los que el viento es inferior a $40 \frac{Km}{h}$. A partir de esta velocidad se considera inseguro el izado de elementos pesados a gran altura.

Por lo tanto, en la búsqueda de alternativas, se deberá tener en cuenta la flexibilidad en cuanto a la altura de la torre, la independencia del calado de las aguas, y la mayor operatividad en lo que a velocidad del viento se refiere.



7. ALCANCE DEL PROYECTO

En el presente proyecto se abordará la problemática del montaje de la nacelle y el rotor de un aerogenerador, abarcando tanto el diseño del elemento estructural de montaje, como el proceso constructivo. El diseño de la estructura constará de un análisis geométrico para que sea funcional, y un análisis estructural propiamente dicho, donde se comprobarán las exigencias de tensiones máximas en Estado Límite Último y las exigencias en cuanto a las deformaciones en Estado Límite de Servicio.

Por otro lado, el proceso constructivo se estudia desde que los componentes del aerogenerador y el sistema de montaje se ponen en obra, hasta que el aerogenerador queda montado, a excepción de una de sus tres palas. El izado de la tercera pala queda fuera del alcance de este proyecto.

Igualmente, quedan excluidos los estudios de acciones dinámicas, como son las aceleraciones y deceleraciones debidas al movimiento y paradas del sistema de elevación, las acciones debidas a sismos y a la nieve.

8. VERIFICACIONES / OBJETIVOS

Tipos de verificación

Se requieren dos tipos de verificaciones de acuerdo a DB SE 3.2, las relativas a:

- a) La estabilidad y la resistencia (estados límite últimos).
- b) La aptitud para el servicio (estados límite de servicio).

Igualmente, se requiere la comprobación de la compresibilidad de las barras (pandeo local) de acuerdo a DB SE A.



9. REQUERIMIENTOS DEL DISEÑO

- Capacidad de carga. El diseño debe ser capaz de elevar 400 T.
- Altura de montaje. La nacelle se situará en una torre de 140 m.

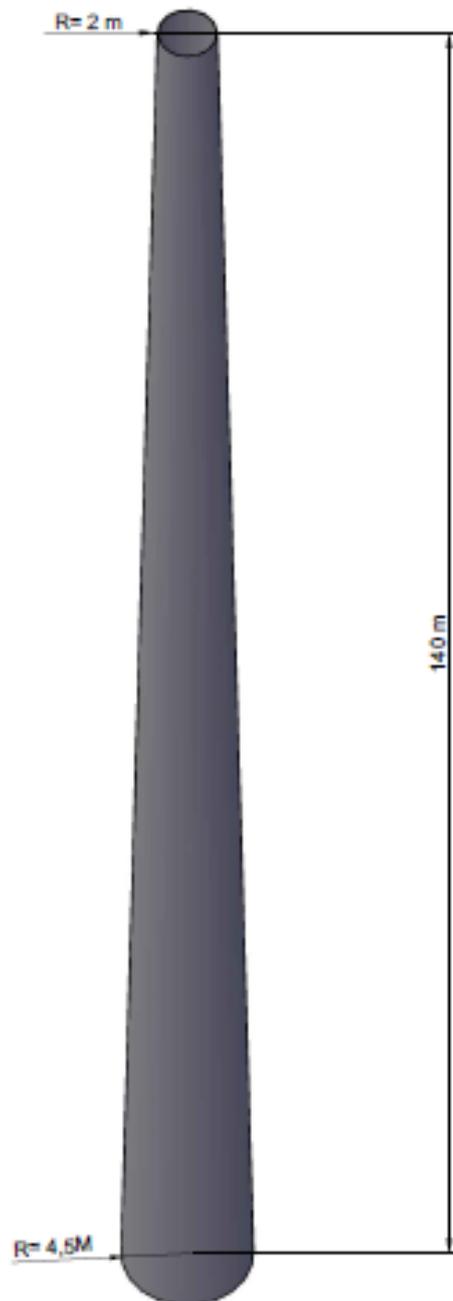


Figura 1. Torre de hormigón



PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

- Nacelle. El cuerpo de la góndola está formado básicamente por un prisma de 11,90 x 4,50 x 4,23 m.

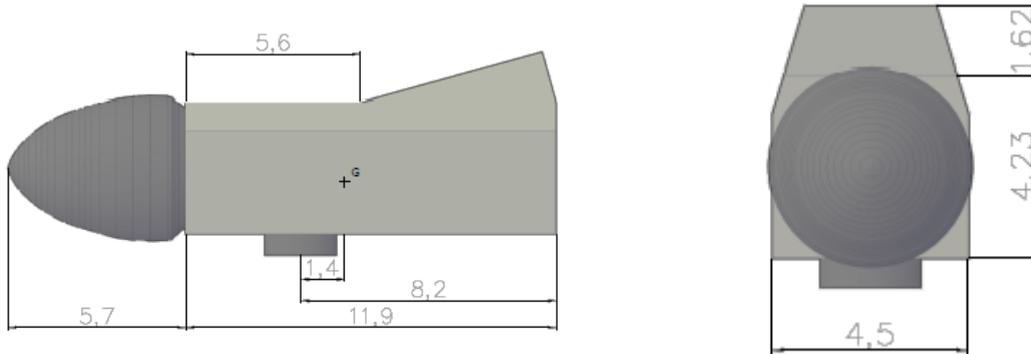


Figura 2. Nacelle 5 GW Gamesa

- Rotor. Constituido por 3 palas de 64,5 m y un diámetro de 132 m. El buje tiene un diámetro de 5,45 m y una longitud de 5,7 m.
- Torre. Forma troncocónica con bases de 3,92 y 8,5 m de diámetro. Además constará en su base superior de un cilindro de acero de 2,3 m de diámetro y 2,3 m de altura.
- Anclajes. Los anclajes a la torre de hormigón deberán colocarse en la base superior. Además, en el caso de realizar agujeros o huecos en el hormigón estos no podrán ser de una profundidad mayor a 25 cm.
- Movimiento vertical y traslacional. El equipo estará formado por un sistema de cables y polipastos que permitan su perfecto funcionamiento. El cabrestante de elevación estará anclado a la cimentación. Además contará con un sistema de traslación de un carro tipo grúa pórtico, que permita recoger la nacelle del aerogenerador, elevarlo sin comprometer su estructura y una vez en la parte superior, posicionarlo mediante un movimiento traslacional del pórtico a lo largo de la propia estructura. Para ello, se diseñarán los caminos de rodadura acorde a la



**PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE**

normativa vigente (UNE 76201:1988), así como los cables necesarios para su funcionamiento.

- Seguridad. Al igual que en las grúas convencionales, el sistema cumplirá todos los estándares de seguridad, y contará con sistemas especiales para su fase de montaje y operación.
- Esfuerzos ambientales. La menor exposición superficial al viento del equipo posibilitará un mayor tiempo de trabajo.
- Montaje. La estructura debe ser de ser montada en partes de como máximo 18T.



10. MATERIAL

De los aceros considerados en el DB SE-A, establecidos en la norma UNE EN 10025 (Productos laminados en caliente de acero no aleado, para construcciones metálicas de uso general), utilizaremos el S355J0.

Tabla 1. Características mecánicas mínimas de los aceros UNE

DESIGNACIÓN	Espesor nominal t (mm)				Temperatura del ensayo Charpy °C
	Tensión de límite elástico f_y (N/mm ²)			Tensión de rotura f_u (N/mm ²)	
	t ≤ 16	16 < t ≤ 40	40 < t ≤ 63	3 ≤ t ≤ 100	
S235JR					20
S235J0	235	225	215	360	0
S235J2					-20
S275JR					20
S275J0	275	265	255	410	0
S275J2					-20
S355JR					20
S355J0	355	345	335	470	0
S355J2					-20
S355K2					-20 ⁽¹⁾
S450J0	450	430	410	550	0

⁽¹⁾ Se le exige una energía mínima de 40J.

De características:

- Módulo de Elasticidad: $E = 210.000 \text{ N/mm}^2$
- Módulo de Rigidez: $G = 81.000 \text{ N/mm}^2$
- Coeficiente de Poisson: $\nu = 0,3$
- Coeficiente de dilatación térmica: $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} (\text{°C})^{-1}$
- Densidad: $\rho = 7.850 \text{ kg/m}^3$ (7)



11. SOFTWARE

Para el estudio y comprobación de las características estructurales del sistema de elevación utilizaremos el software Robot Structural Analysis de Autodesk.



Ilustración 7 Logo Robot Structural Analysis

Para construir el modelo 3D del análisis geométrico y proceso de montaje, se ha utilizado el software SketchUp Pro de Google.



Ilustración 8 Logo SketchUp



12. SOLICITACIONES A CONSIDERAR

- Carga de servicio: Carga útil + elementos complementarios.
- Peso propio: peso de los elementos del sistema de elevación sin incluir la carga útil.
- ~~Las debidas al levantamiento de la nacelle.~~
- ~~Aceleraciones o deceleraciones en el movimiento de elevación.~~
- Nieve, viento.
- ~~Impactos verticales sobre la estructura o sobre la carga suspendida.~~

Acciones debidas a la carga útil:

$$400 \text{ tn} = 400 * 10^3 \text{ kg} = 400 * 10^3 * 10 \text{ N} = 4000000 \text{ N} = 4000 \text{ KN}$$

El peso de la nacelle lo suponemos de 260 tn = 2600KN, y el del rotor igual a 140 tn = 1400 KN. Para el equilibrio de la estructura, tanto en la elevación como en la translación, haremos uso de contrapesos de 1600KN.

Acciones debidas al peso propio:

El peso propio depende fundamentalmente de la geometría, por tanto lo estudiaremos en la alternativa elegida.

Acciones debidas al viento:

Para considerar el efecto del viento sobre nuestra estructura en el caso más desfavorable compararemos la normativa española (UNE 58113), con la normativa europea (Eurocódigo):



PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

- Según la UNE 58113,

La acción debida al viento F se da en kilonewtons por la fórmula:

$$F = A p C_f$$

En la que,

A= es la superficie neta, en metros cuadrados, del elemento considerado; es decir, la proyección de superficie sólida sobre un plano perpendicular a la dirección del viento.

p= es la presión del viento en kilonewtons por metro cuadrado, que corresponde a la condición de cálculo considerado.

C_f= es el coeficiente de forma, en la dirección del viento, para el elemento considerado.

Presión debida al viento:

La presión dinámica debido al viento p está dada por la fórmula:

$$p = K v_s^2$$

K= es un coeficiente dependiente de la densidad del aire, y que, a efectos de cálculo, se supone constante.

v_s = la velocidad de viento de cálculo.

En el sistema de unidades internacional (Kilopascales, m/s) la fórmula anterior será de la siguiente forma:

$$p = 0.613 \cdot 10^{-3} v_s^2$$



PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

El aumento de la velocidad del viento en función de la altura puede evaluarse mediante la ley exponencial de HELLMANN:

$$V(h) = V_0 * (h/h_0)^\alpha$$

$V(h)$ = velocidad del viento que se desea estimar a una altura h del suelo.

V_0 = Velocidad del viento conocida a una altura h_0

h = altura a la que se quiere estimar la velocidad del viento

h_0 = altura de referencia

α = valor que depende de la rugosidad existente en el emplazamiento (8)

Tabla 2. Valor del coeficiente alpha de rugosidad

Estimación del valor α para los distintos terrenos	
Tipo de terreno	α
Liso (mar, arena, nieve)	0.10-0.13
Rugosidad moderada (hierba, cultivos)	0.13-0.20
Rugoso (bosques, edificaciones)	0.20-0.27
Muy rugoso (ciudades)	0.27-0.40

En este caso particular, partiremos de la hipótesis de que tengamos vientos de 80 km/h en superficie, es decir, 23 m/s (medido a una altura de 10m). El coeficiente de rugosidad para aerogeneradores offshore lo estimamos en 0,11. La altura del buje es de 140m.

$$V(h) = V_0 * (h/h_0)^\alpha = 23 * (140/10)^{0.11} = 31 \text{ m/s}$$

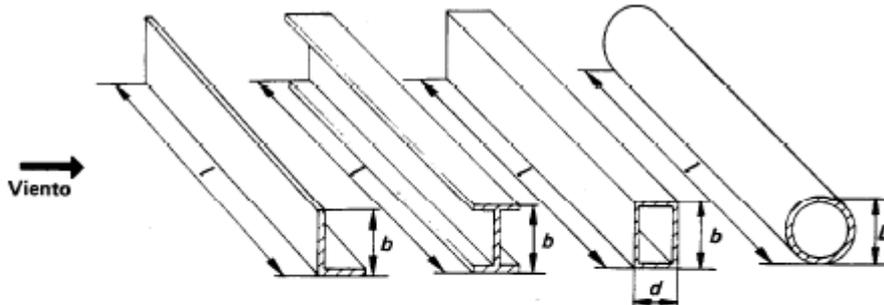
Por lo tanto,

$$p = 0,613 \cdot 10^{-3} v_s^2 = 0.613 \cdot 10^{-3} * 31^2 = 0,589 \text{ KPa}$$



PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA AEROGENERADORES OFFSHORE

Coeficiente de forma C_f :



$$\text{Coeficiente aerodinámico} = \frac{\text{longitud del elemento}}{\text{altura de la sección cara al viento}} = \frac{l}{b} \text{ ó } \frac{l}{D}$$

$$\text{Proporción de sección (Perfiles cuadrados)} = \frac{\text{altura de la sección cara al viento}}{\text{ancho de la sección, paralela al viento}} = \frac{b}{d}$$

Coeficiente aerodinámico, $\frac{l}{b} = \frac{1}{0,25} = 4$

Proporción de sección, $\frac{b}{d} = 1,25$

Tabla 3. Estimación del coeficiente aerodinámico

Tipo	Descripción	Coeficiente aerodinámico l/b ó l/D					
		5	10	20	30	40	50
Elementos simples	Perfiles laminados en L, en U y chapas planas	1,3	1,35	1,6	1,65	1,7	1,9
	Perfiles redondos, en los que $D v_s < 6 \text{ m}^2/\text{s}$ en los que $D v_s \geq 6 \text{ m}^2/\text{s}$	0,75 0,80	0,80 0,85	0,90 0,70	0,95 0,70	1,0 0,75	1,1 0,8
	Perfiles cuadrados de más de 350 mm de lado y rectangulares de más de 250 mm X 450 mm	$b/d \geq 2$ 1 0,5 0,25	1,55 1,40 1,0 0,8	1,75 1,55 1,2 0,9	1,95 1,75 1,3 0,9	2,1 1,85 1,35 1,0	2,2 1,9 1,4 1,0
Marcos simples de celosía	Perfiles de caras planas	1,7					
	Perfiles redondos en los que $D v_s < 6 \text{ m}^2/\text{s}$ en los que $D v_s \geq 6 \text{ m}^2/\text{s}$	1,2 0,8					
Casetas de máquinas, etc.	Estructuras rectangulares llenas, sobre el suelo o sobre fundación maciza (el aire no puede circular bajo la estructura)	1,1					



PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

Coeficiente de forma $C_f = 1,4$

$$F = A * p * C_f = 0,25 \frac{m^2}{ml} * 0,589 \frac{KN}{m^2} * 1,4 = 0,206 \frac{KN}{ml}$$

- Según el Eurocódigo 1- Acciones sobre la estructura – Acciones del viento:

$$q_p(z) = [1 + 7 * I_V(z)] * \frac{1}{2} * \rho * v_m^2(z) = c_e(z) * q_b$$

$$q_b = \frac{1}{2} * \rho * v_b^2$$

Siendo:

c_e = Factor de exposición.

ρ = Densidad del aire. Cuyo valor recomendado es de $1,25 \frac{Kg}{m^3}$.

V_b = Velocidad básica del viento, función de la dirección del viento y el tiempo a 10 m sobre un suelo de categoría II (Zona con vegetación baja y obstáculos aislados).

V_m = Velocidad media del viento. La velocidad media del viento a una altura z depende de la rugosidad y orografía del terreno y de la velocidad básica.

$$v_m(z) = c_r(z) \cdot c_o(z) \cdot v_b$$



**PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE**

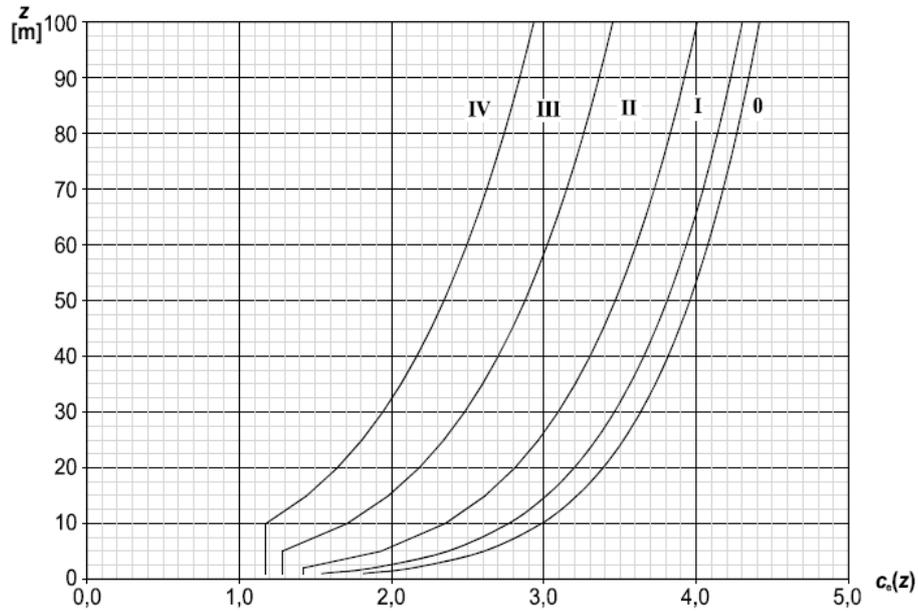


Figura 3. Relación coeficiente C del viento en función de la altura y categoría de terreno

Tabla 4. Categoría del terreno

Terrain category		z_0 m	z_{min} m
0	Sea or coastal area exposed to the open sea	0,003	1
I	Lakes or flat and horizontal area with negligible vegetation and without obstacles	0,01	1
II	Area with low vegetation such as grass and isolated obstacles (trees, buildings) with separations of at least 20 obstacle heights	0,05	2
III	Area with regular cover of vegetation or buildings or with isolated obstacles with separations of maximum 20 obstacle heights (such as villages, suburban terrain, permanent forest)	0,3	5
IV	Area in which at least 15 % of the surface is covered with buildings and their average height exceeds 15 m	1,0	10
The terrain categories are illustrated in Annex A.1.			



$$W_e = q_p * c_{pe}$$

$$q_p(140m) = \left[1 + \frac{7}{\ln\left(\frac{140}{0,003}\right)} \right] * \frac{1}{2} * 1,25 * 23^2 * \left[0,19 * \left(\frac{0,003}{0,05}\right)^{0,07} * \right. \\ \left. \ln\left(\frac{140}{0,003}\right) \right]^2 * 10^{-3} = 1.5361 \frac{KN}{m^2}$$

$$F \left(\frac{KN}{ml} \right) = 1.5361 \frac{KN}{m^2} * 0.25 \frac{m^2}{ml} = 0,384 \frac{KN}{ml}$$

12.1 CÁLCULO DE LA POTENCIA DEL VIENTO

La potencia del viento depende principalmente de 3 factores:

1. Área por donde pasa el viento (rotor)
2. Densidad del aire
3. Velocidad del viento

Para calcular la fórmula de potencia del viento se debe considerar el flujo másico del viento que va dado por:

ρ : Densidad del viento

A : Área por donde pasa el viento

V : Velocidad del viento

Entonces el flujo másico viene dado por la siguiente expresión:

$$M = \rho AV$$

Entonces la potencia debido a la energía cinética está dada por:

$$P = \frac{1}{2} \rho AV^3$$

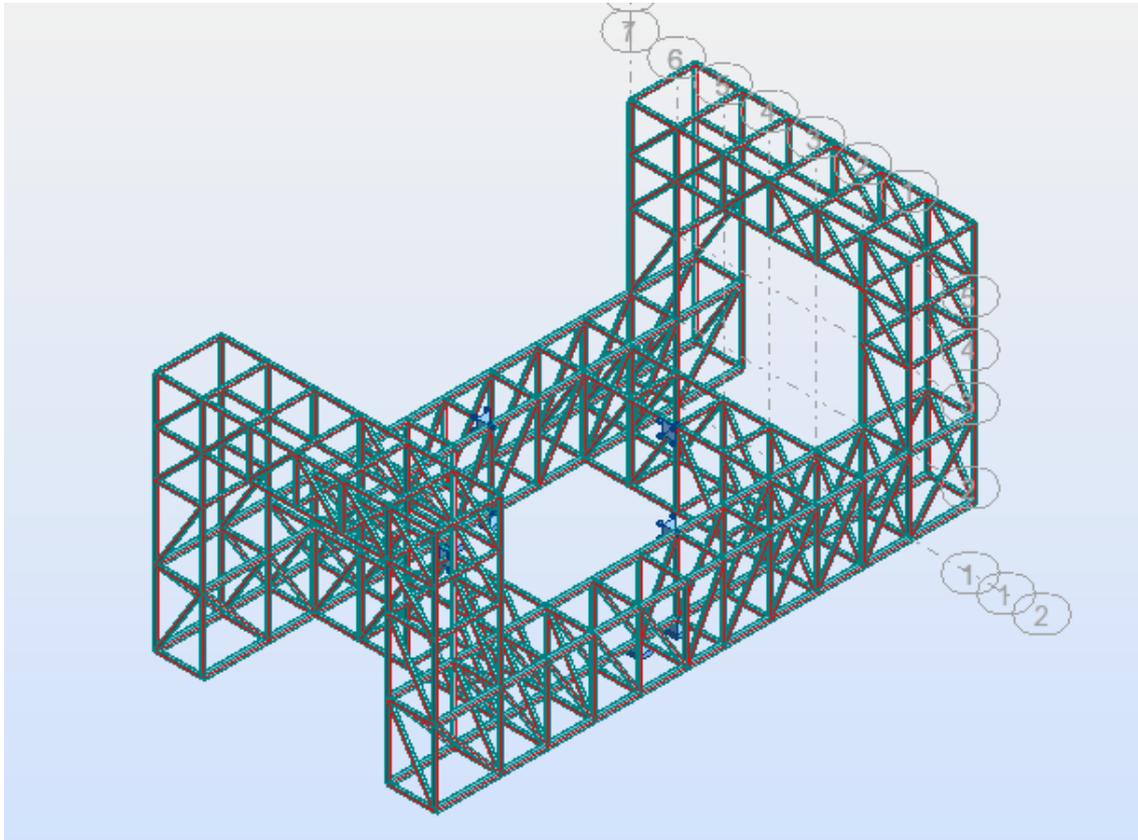


12.2 CASOS DE CARGA

De las acciones a considerar del apartado anterior establecemos los siguientes casos de carga:

Tipo permanente: PERM1

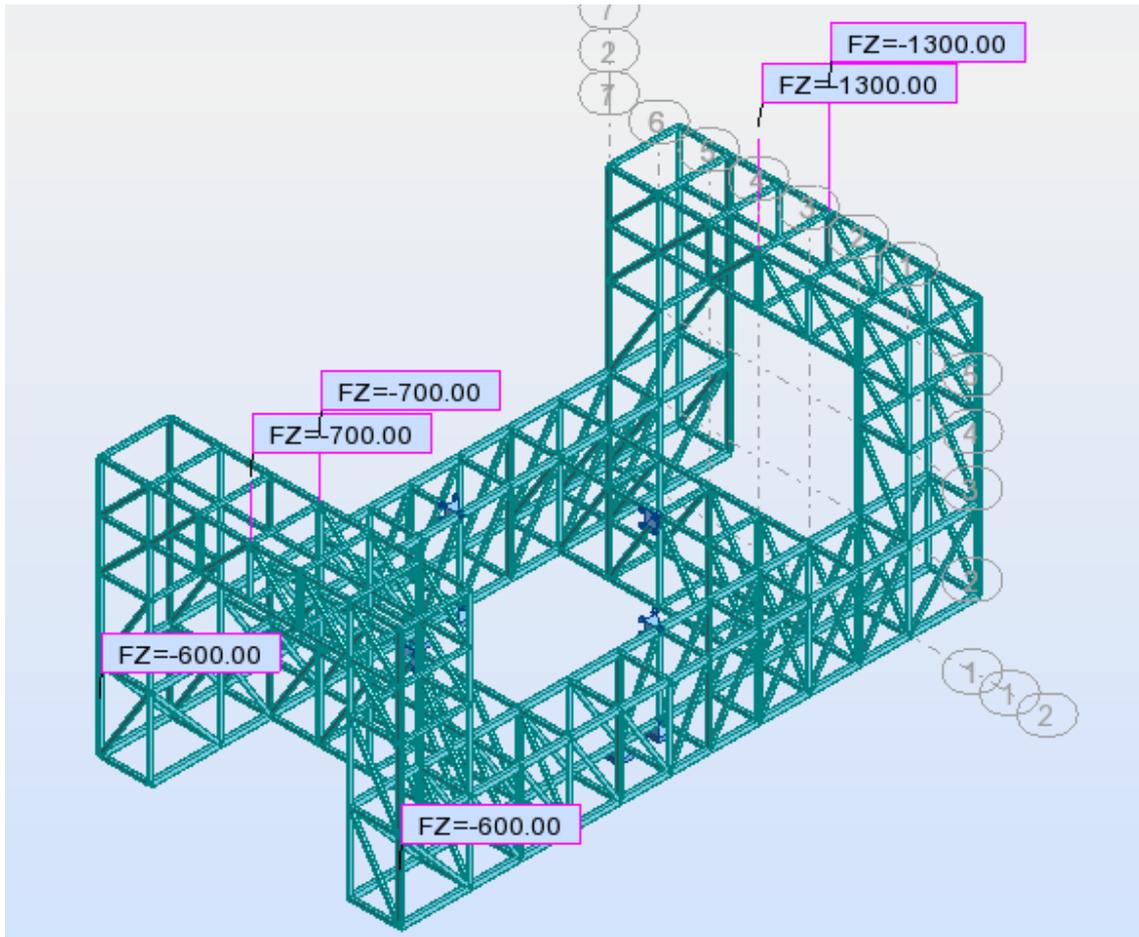
El software utilizado (Robot) introduce directamente el peso propio como un caso de carga en función de la geometría de la estructura. Es decir, hace un sumatorio de todas las barras con sus respectivas secciones y materiales utilizados y los introduce como carga en el sistema.





Tipo explotación: EXPL1

En este caso de carga se incluyen todas las cargas útiles de nuestra estructura. Fundamentalmente tendremos en cuenta la carga de 4000KN además de los contrapesos necesarios para equilibrar la estructura.



Carga de 1400KN del rotor repartida en los dos nudos en mitad del vano del pórtico 1.

Carga de 1200KN de contrapeso en el lado del rotor para compensar el desequilibrio debido a la diferencia de peso entre cada uno de los lados.

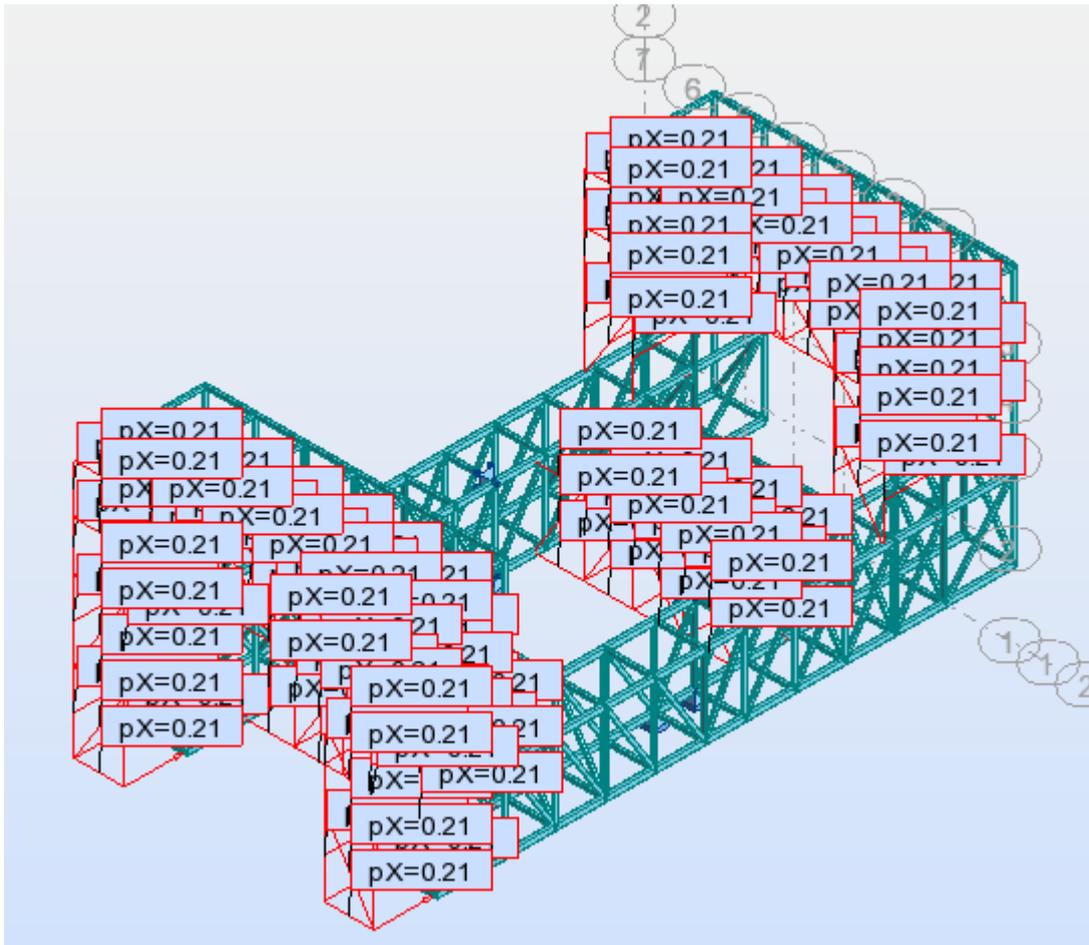
Carga de 2600KN de la nacelle, de igual manera que el rotor, se reparte en dos nudos del pórtico 2.



Tipo viento: VIENTO1

En este caso de carga se incluye la acción del viento en el eje X.

$$F = A * p * C_f = 0,25 \frac{m^2}{ml} * 0,589 \frac{KN}{m^2} * 1,4 = 0,206 \frac{KN}{ml}$$



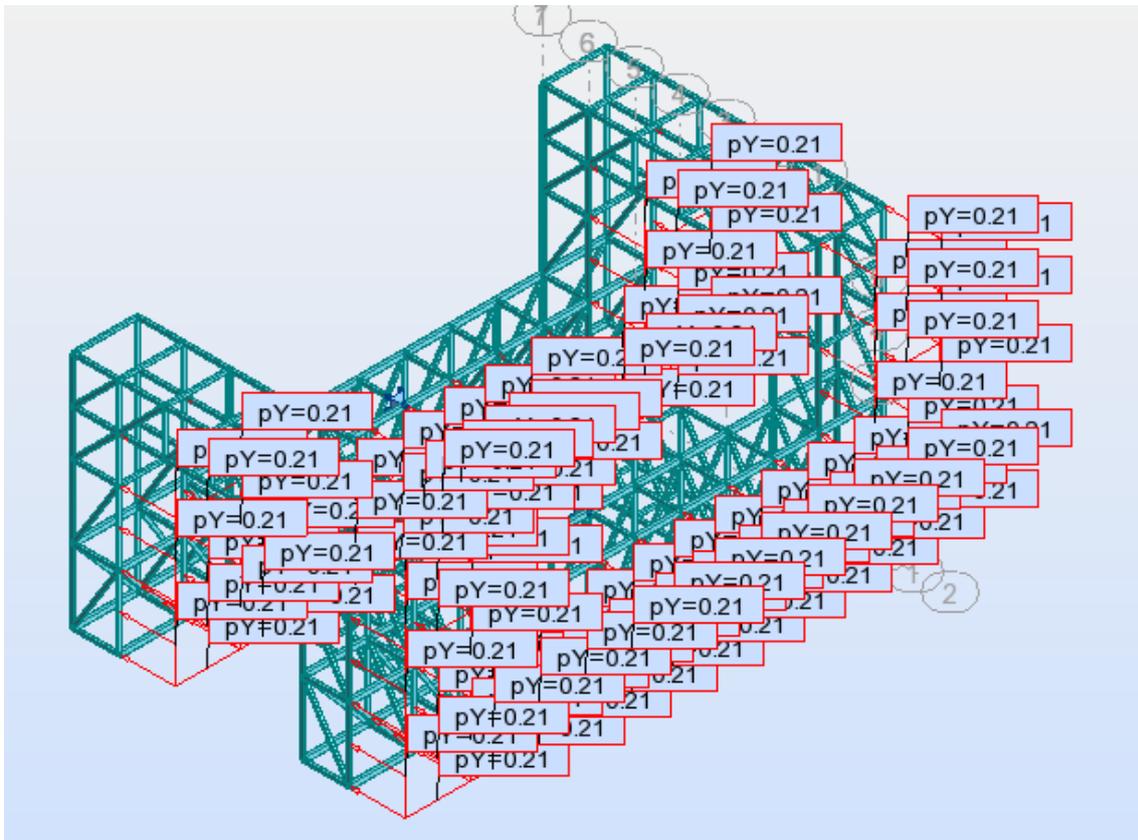


PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

Tipo viento: VIENTO2

En este caso de carga se incluye la acción del viento en el eje Y.

$$F = A * p * C_f = 0,25 \frac{m^2}{ml} * 0,589 \frac{KN}{m^2} * 1,4 = 0,206 \frac{KN}{ml}$$

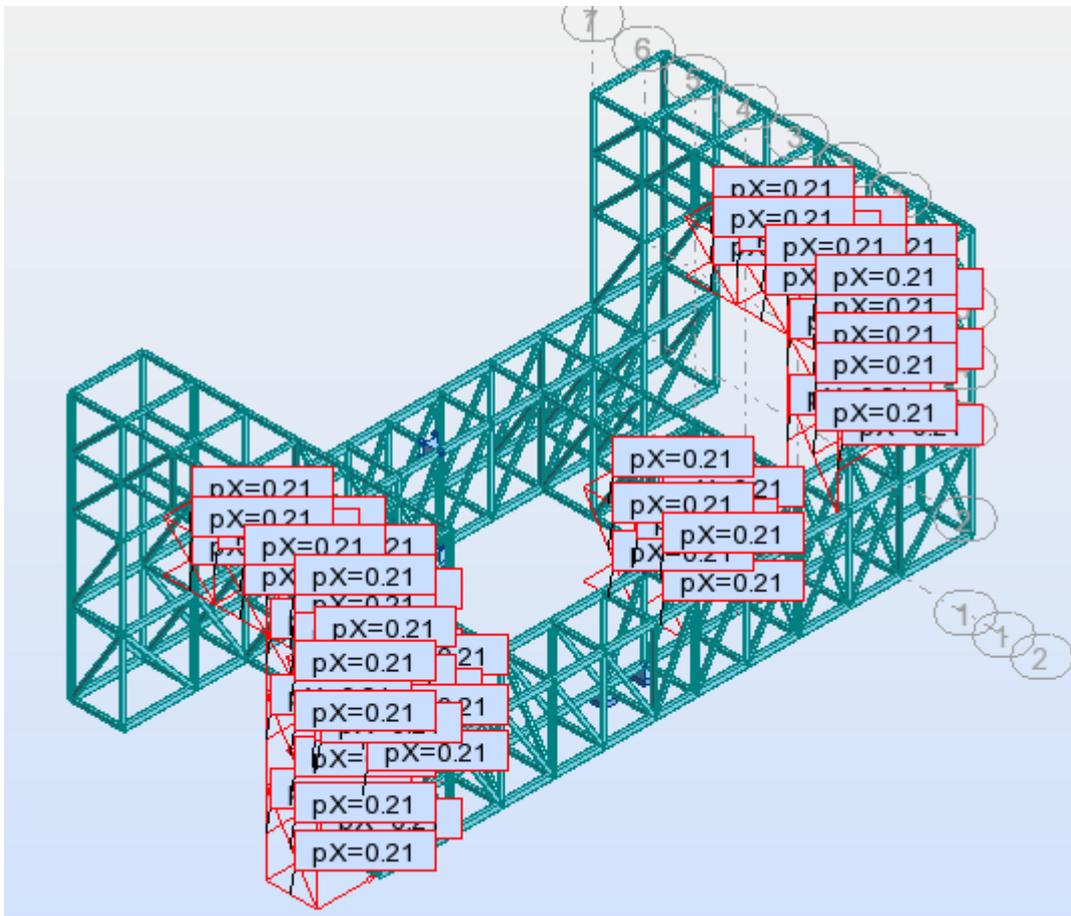




Tipo viento: VIENTO3

En este caso de carga se incluye la acción del viento en el eje X, pero sólo actuando en una de las mitades de la estructura con respecto a su eje. De este modo, establecemos una situación desfavorable que intenta hacer girar la estructura.

$$F = A * p * C_f = 0,25 \frac{m^2}{ml} * 0,589 \frac{KN}{m^2} * 1,4 = 0,206 \frac{KN}{ml}$$

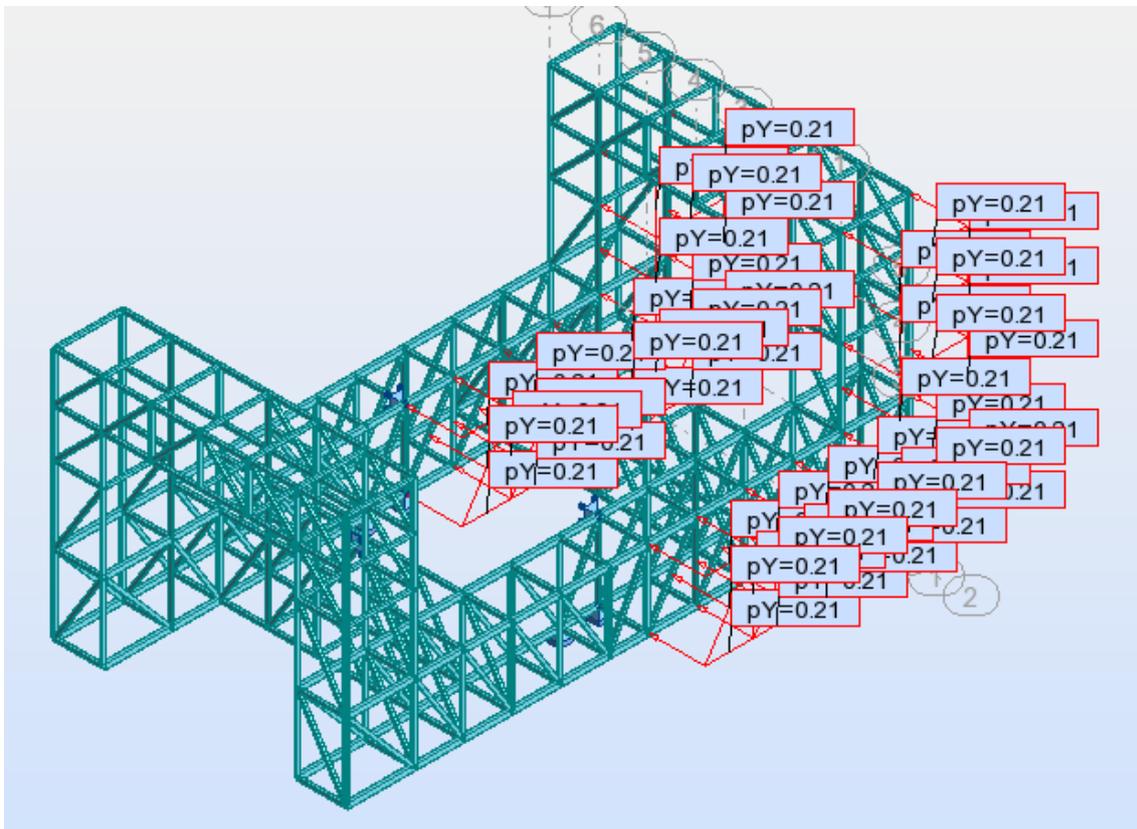




Tipo viento: VIENTO4

En este caso de carga se incluye la acción del viento en el eje Y, pero sólo actuando en una de las mitades de la estructura con respecto a su eje. De este modo, establecemos una situación desfavorable que intenta hacer girar la estructura.

$$F = A * p * C_f = 0,25 \frac{m^2}{ml} * 0,589 \frac{KN}{m^2} * 1,4 = 0,206 \frac{KN}{ml}$$





12.3 PROCESO DE CÁLCULO

En un principio para el diseño de la estructura elegimos utilizar dos tipos de barras en función de su sección.

Sección principal:

Nombre: SecPrin

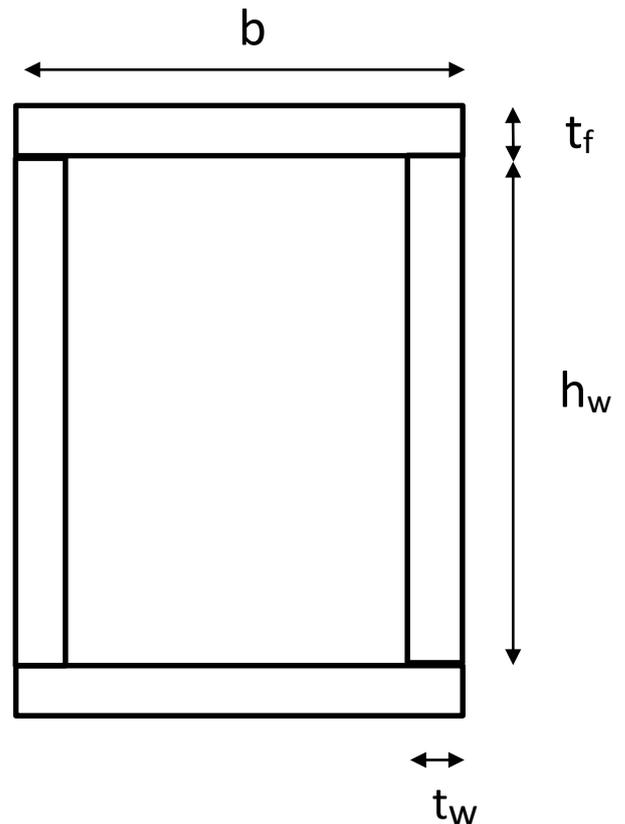
Dimensiones (cm):

$$b = 15$$

$$h_w = 15$$

$$t_w = 1,5$$

$$t_f = 1,5$$



Las barras tendrán esta sección por defecto.



Sección de refuerzo:

Nombre: SecRef

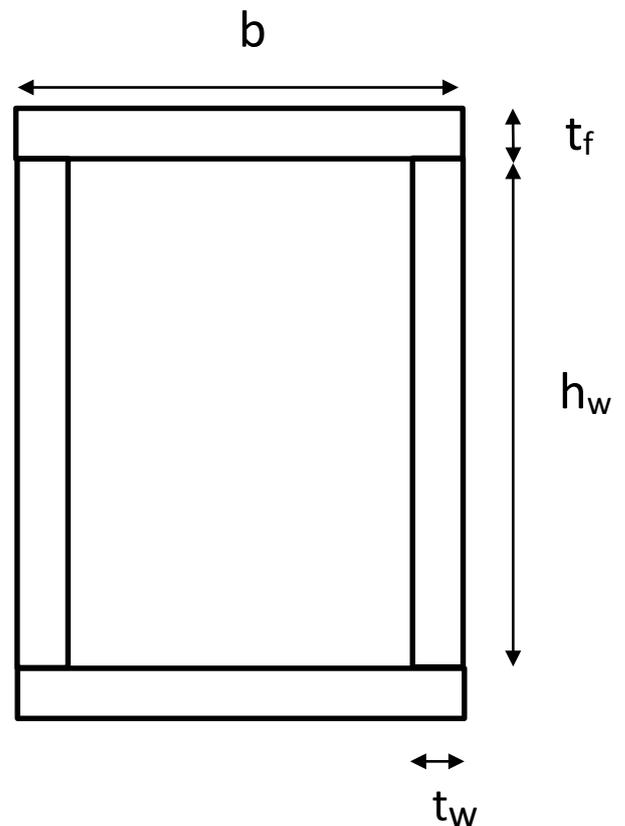
Dimensiones (cm):

$$b = 20$$

$$h_w = 25$$

$$t_w = 1,5$$

$$t_f = 1,5$$

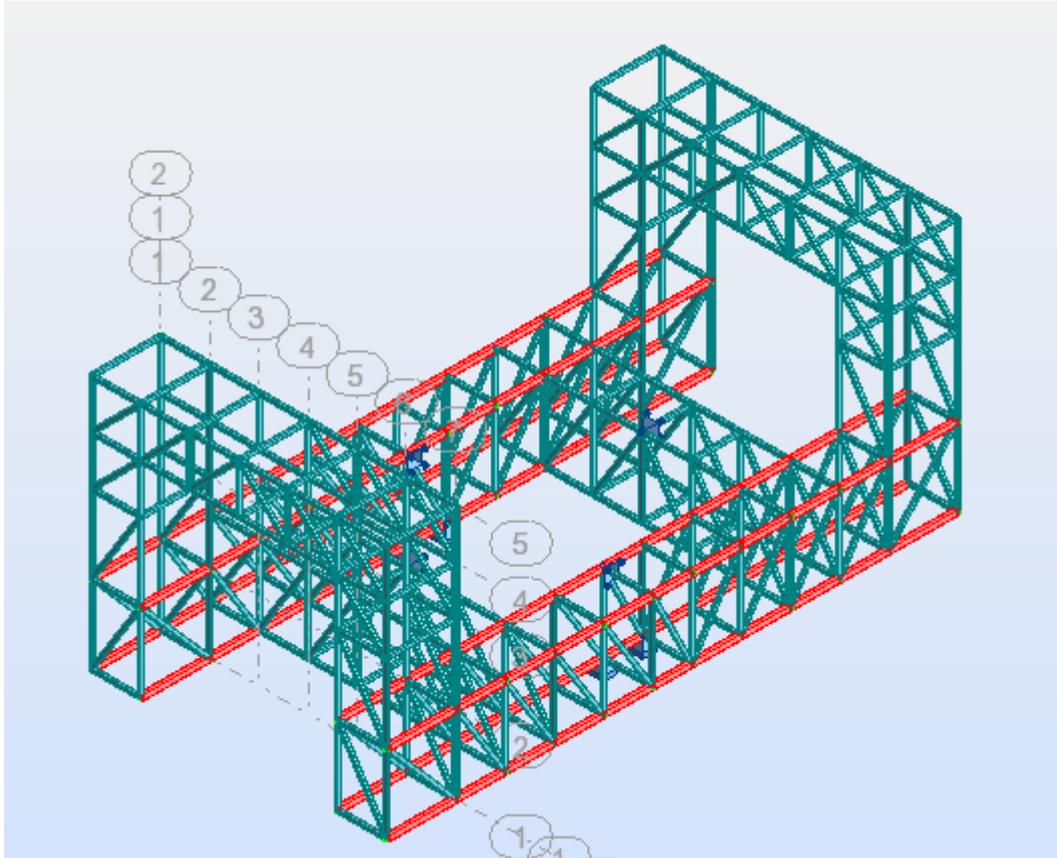


Esta sección, al ser mayor que la principal, será la que utilizemos en las secciones donde previsiblemente vayamos a tener mayores tensiones. Al tener mayor sección, la carga se repartirá en más área, permitiendo mayores cargas y evitando la necesidad de añadir más barras.



**PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE**

En la siguiente figura se señalan las barras que en un principio tendrán la sección de refuerzo.





ELU = Estado Límite Último.

a) La estabilidad y la resistencia (estados límite últimos).

Para las distintas situaciones de proyecto, las combinaciones de acciones se definirán de acuerdo con los siguientes criterios:

Con coeficientes de combinación

$$\sum_{j \geq 1} \gamma_{Gj} G_{kj} + \gamma_{Q1} \Psi_{p1} Q_{k1} + \sum_{i > 1} \gamma_{Qi} \Psi_{ai} Q_{ki}$$

Sin coeficientes de combinación

$$\sum_{j \geq 1} \gamma_{Gj} G_{kj} + \sum_{i \geq 1} \gamma_{Qi} Q_{ki}$$

Para cada situación de proyecto y estado límite los coeficientes a utilizar serán:

E.L.U. de rotura. Acero laminado: CTE DB SE-A

Tabla 5. Coeficientes de seguridad en ELU

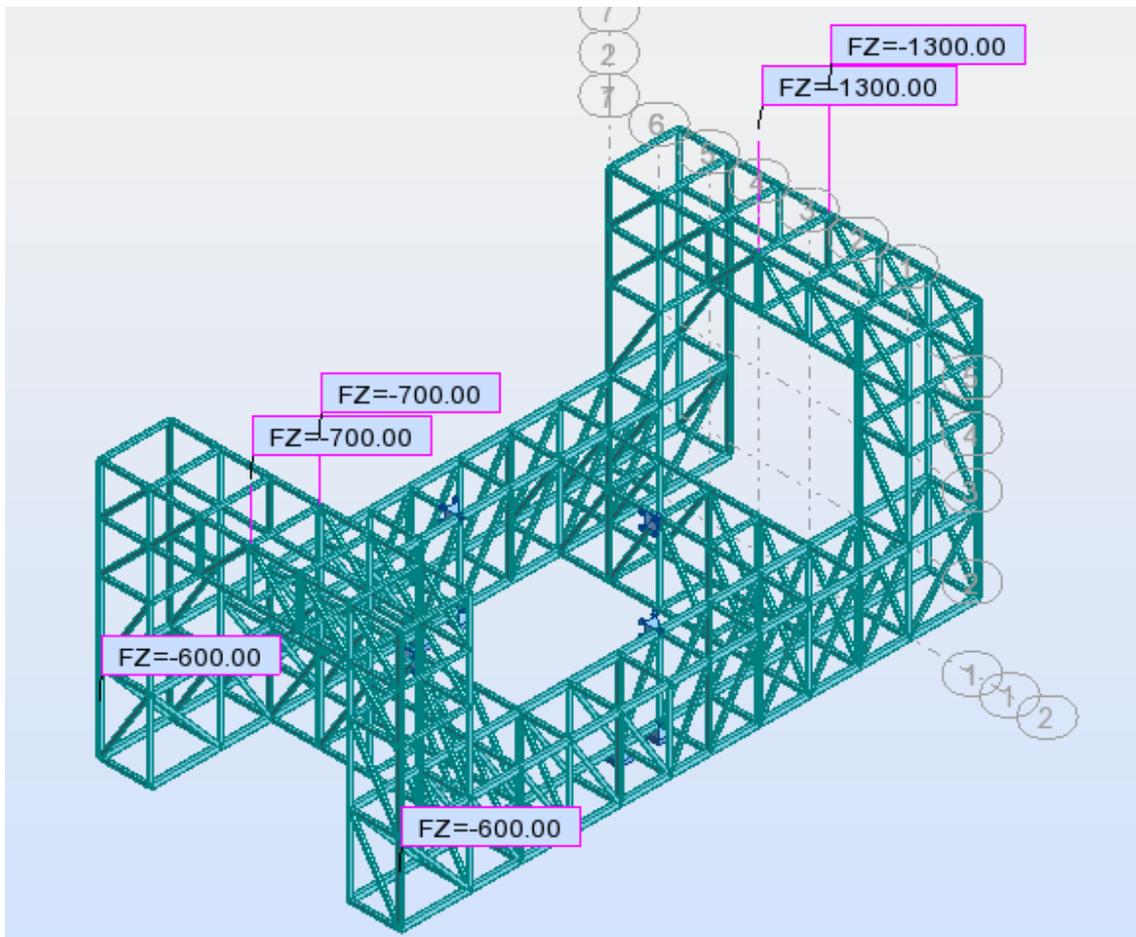
Persistente o transitoria				
	Coeficientes parciales de seguridad (g)		Coeficientes de combinación (y)	
	Favorable	Desfavorable	Principal (y _p)	Acompañamiento (y _a)
Carga permanente (G)	0.800	1.350	-	-
Sobrecarga (Q)	0.000	1.500	1.000	0.700
Viento (Q)	0.000	1.500	1.000	0.600

El software que se utiliza para el cálculo de la resistencia de la estructura, Robot Structural Analysis, realiza automáticamente la combinación de cargas aplicando los coeficientes de la tabla anterior directamente.



PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

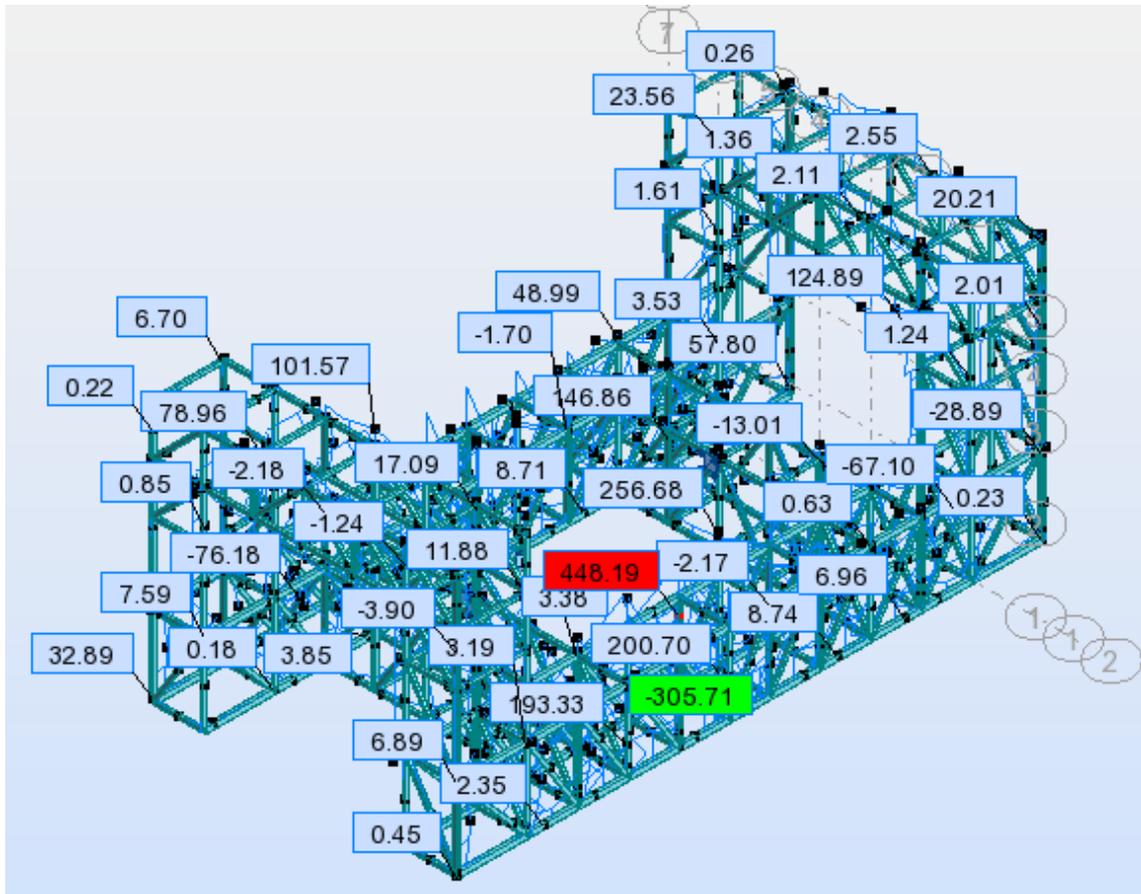
Según la disposición de cargas inicial observamos que en un primer cálculo las tensiones a compresión alcanzan un valor máximo de $\sigma = 448,19 \text{MPa} = 448,19 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$.



Muy por encima del máximo admisible en el rango elástico para el material con el que estamos trabajando. Al utilizar láminas de acero S355J0 de 15 mm, la tensión del límite elástico será de $\sigma = 355 \text{MPa}$.



PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE



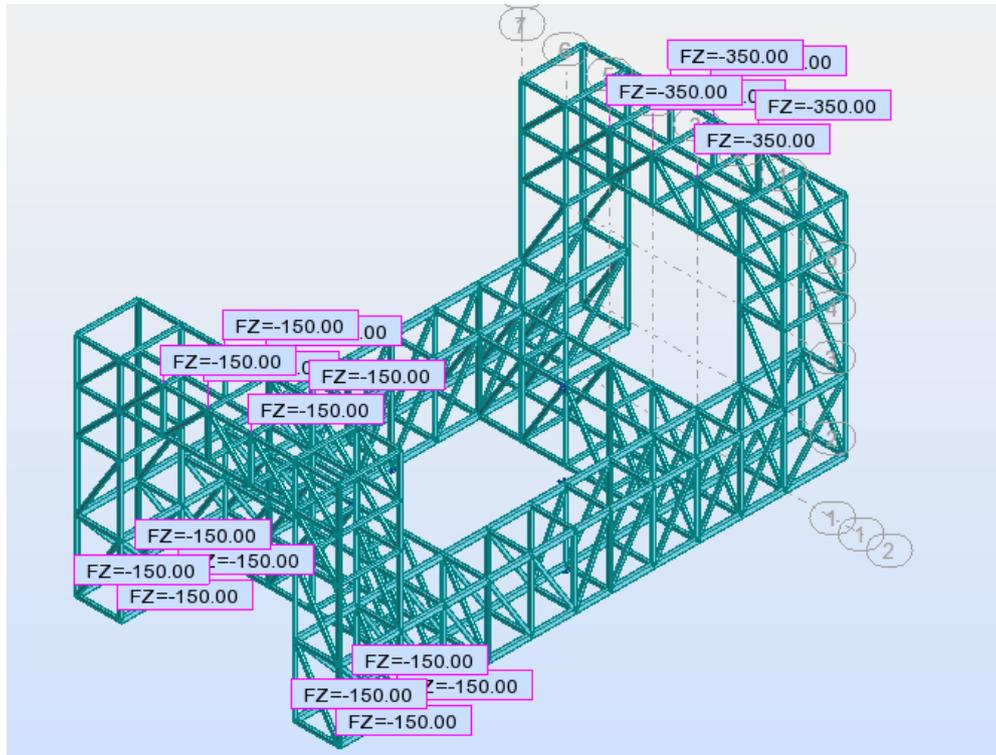
Por lo tanto, hemos de buscar alternativas que sí que cumplan este primer requisito resistente.

En busca de acercarnos a un modelo real, haremos un reparto de la carga útil sobre los pórticos y de la disposición de los contrapesos en la parte inferior.

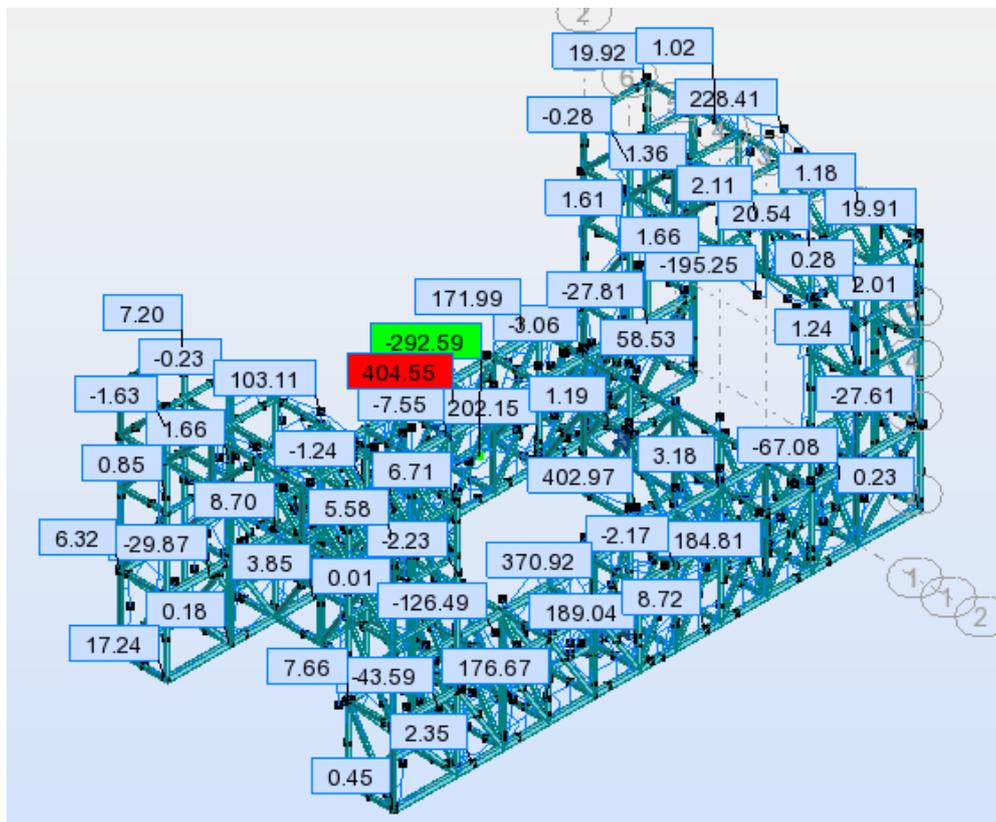


PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA AEROGENERADORES OFFSHORE

Quedando el reparto de esta forma:



Con unas tensiones:

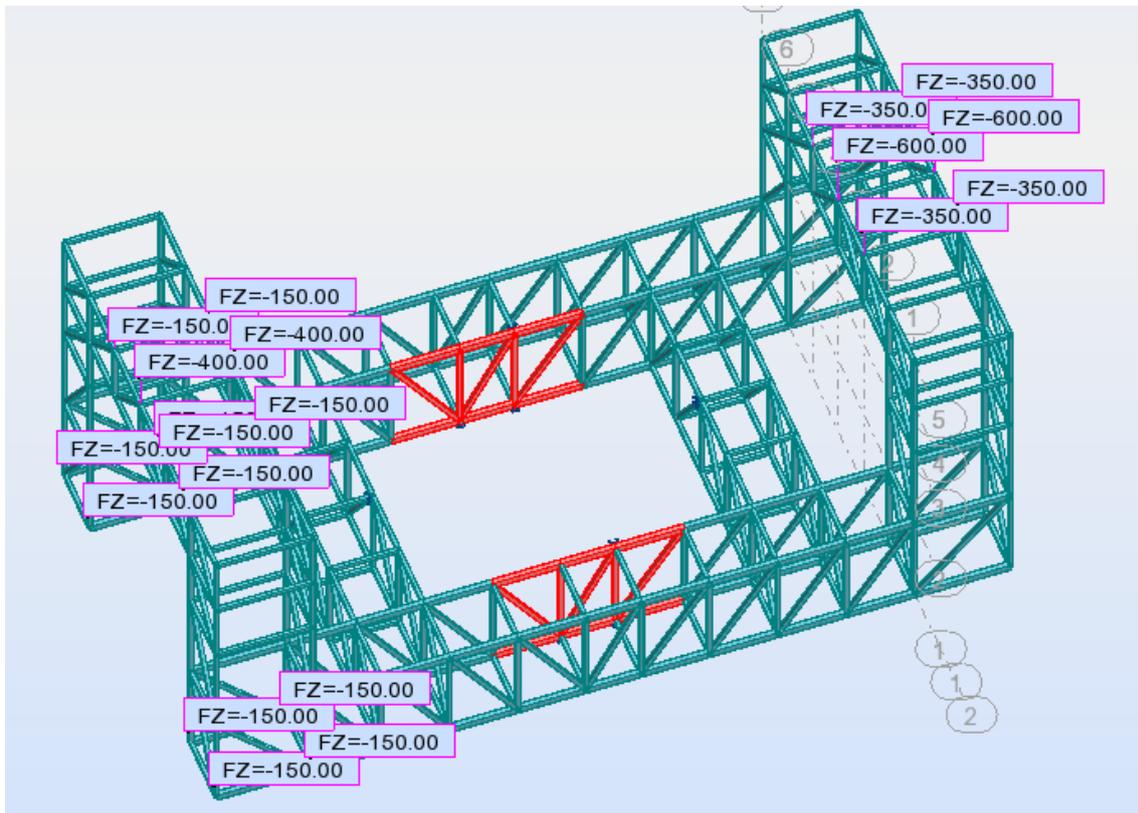




PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

La tensión máxima es entonces de $\sigma = 404,55 \text{MPa} = 404,55 \frac{\text{N}}{\text{mm}^2}$. Observamos entonces una sensibilidad del 10% a la disposición de las carga entre colocarla concentrada o repartida.

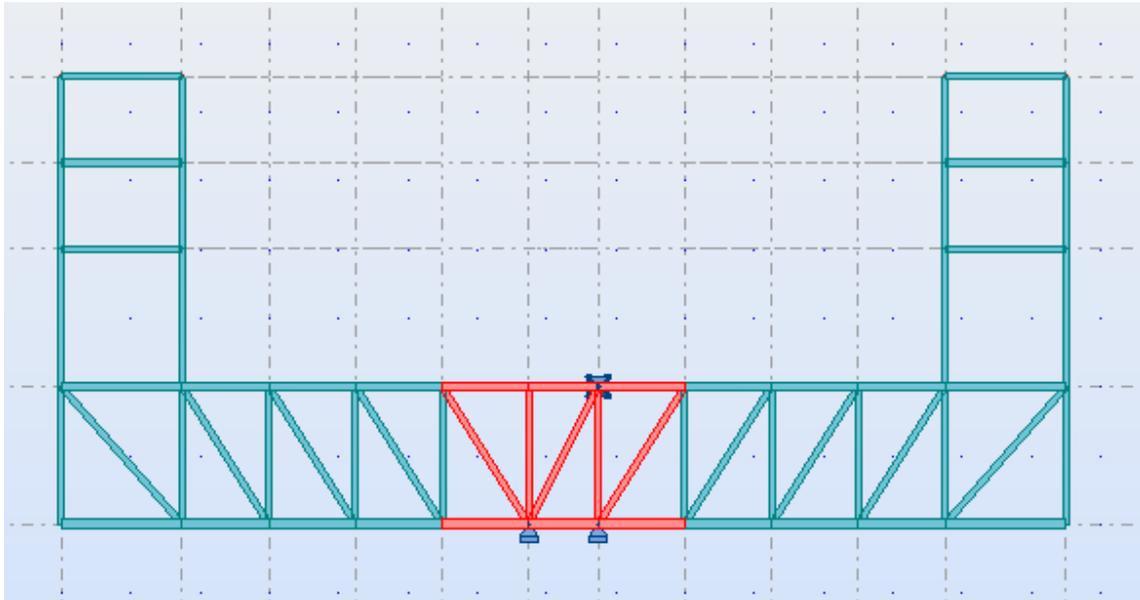
Como la mayor concentración de tensiones se localizan lógicamente en los puntos de anclaje de los cables de tiro, optamos por cambiar la sección de las barras de esa zona. Al ampliar la sección, las fuerzas se reparten entre un área mayor, reduciendo el valor de la tensión.



Las barras indicadas en color rojo son las barras a las cuales aplicaremos un cambio de sección descrito a continuación.



PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA AEROGENERADORES OFFSHORE



Añadiremos un nuevo tipo de sección para esta zona determinada:

Sección auxiliar:

Nombre: SecAux

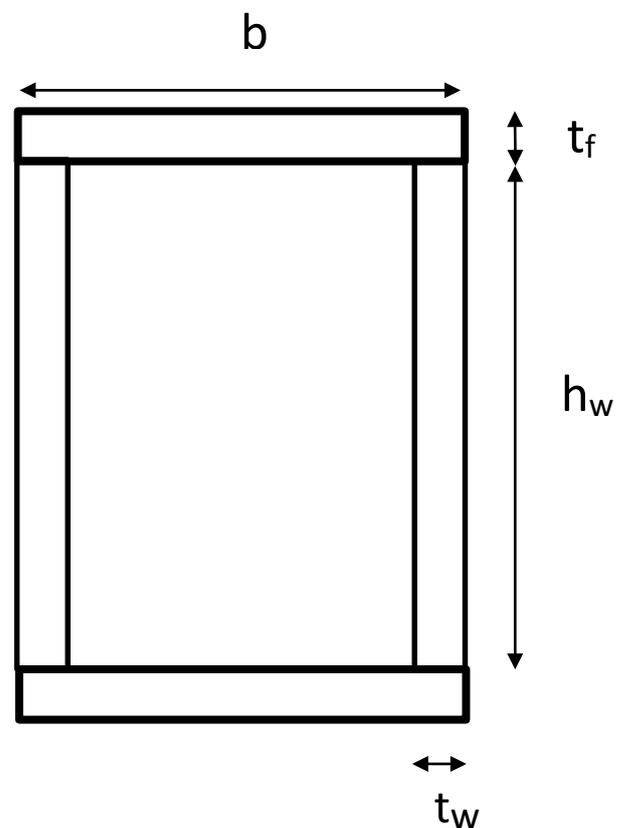
Dimensiones (cm):

$$b = 20$$

$$h_w = 25$$

$$t_w = 2$$

$$t_f = 2$$

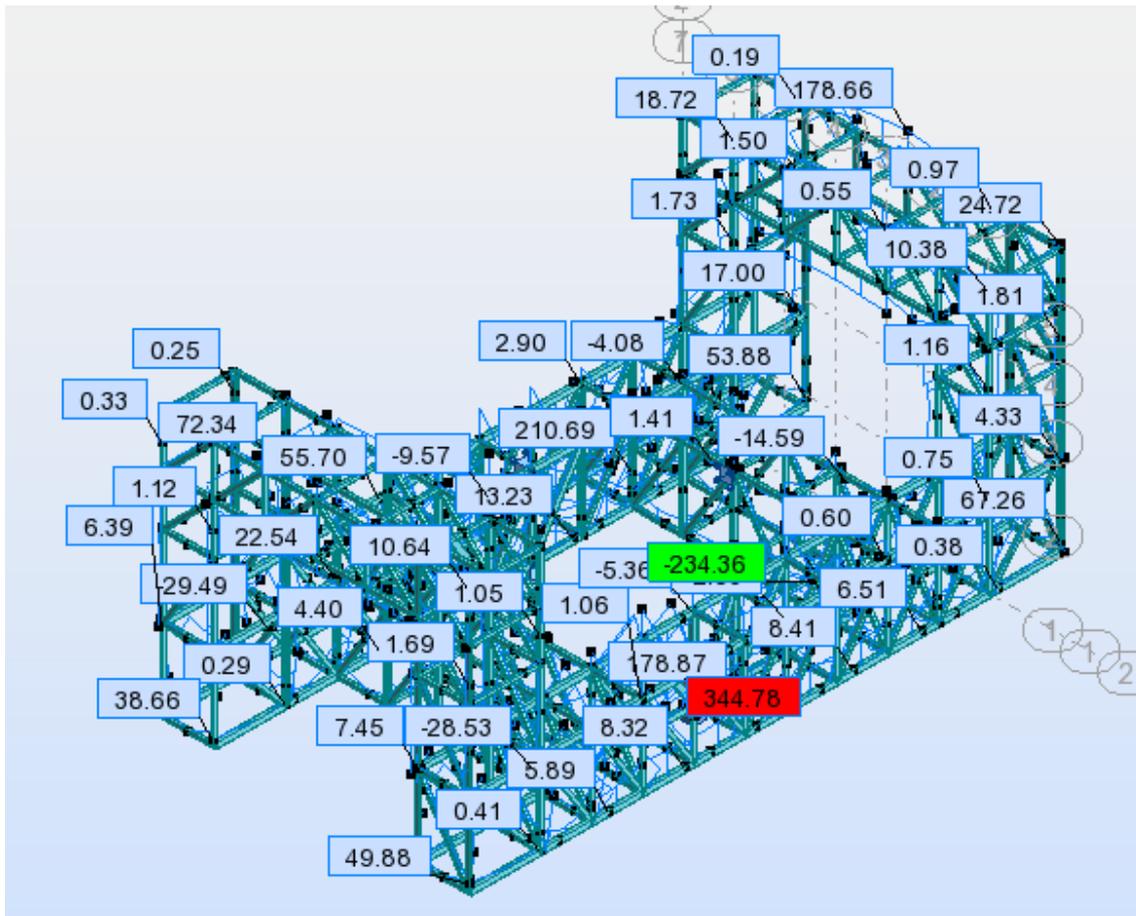




PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

Al aumentar el espesor del acero, superando este los 16mm, debemos tener en cuenta que las características del material según la norma DB SE-A nos indica que a partir de 16mm el límite elástico se rebaja a $345 \frac{N}{mm^2}$.

Por lo tanto, comprobamos si cumple con las características tensionales.



En base a estos resultados, obtenemos que la máxima tensión en ELU es de de

$$\sigma = 344,78 \text{MPa} = 344,78 \frac{N}{mm^2}.$$



ELS = ESTADO LÍMITE DE SERVICIO

Los estados límite de servicio son los que, de ser superados, afectan al confort y al bienestar de los usuarios o de terceras personas, al correcto funcionamiento de del edificio o a la apariencia de la construcción.

Los estados límite de servicio pueden ser reversibles e irreversibles. La reversibilidad se refiere a las consecuencias que excedan los límites especificados como admisibles, una vez desaparecidas las acciones que las han producido.

Como estados límite de servicio deben considerarse los relativos a:

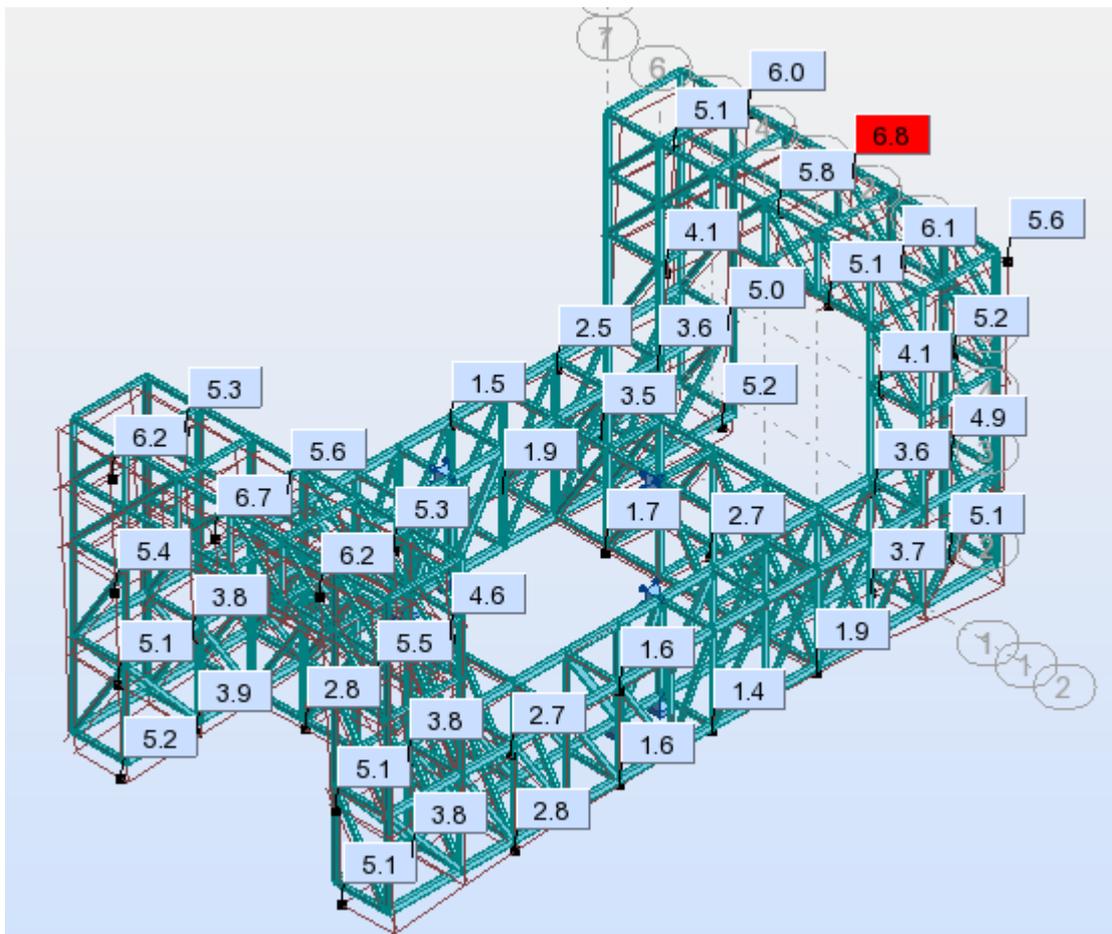
1. Las deformaciones (flechas, asientos o desplomes) que afecten a la apariencia de la obra, al confort de los usuarios, o al funcionamiento de equipos e instalaciones;
2. Las vibraciones que causen una falta de confort de las personas, o que afecten a la funcionalidad de la obra;
3. Los daños o el deterioro que pueden afectar desfavorablemente a la apariencia, a la durabilidad o a la funcionalidad de la obra. (7)



PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

Para cumplir con los requisitos de flechas que afecten a la operatividad del sistema de elevación intentaremos reducir la deformación máxima para que se encuentre en un rango razonable.

Para las características geométricas y cargas consideradas en el último modelo del Estado Límite Último, obtenemos una deformación máxima de 6,8cm.

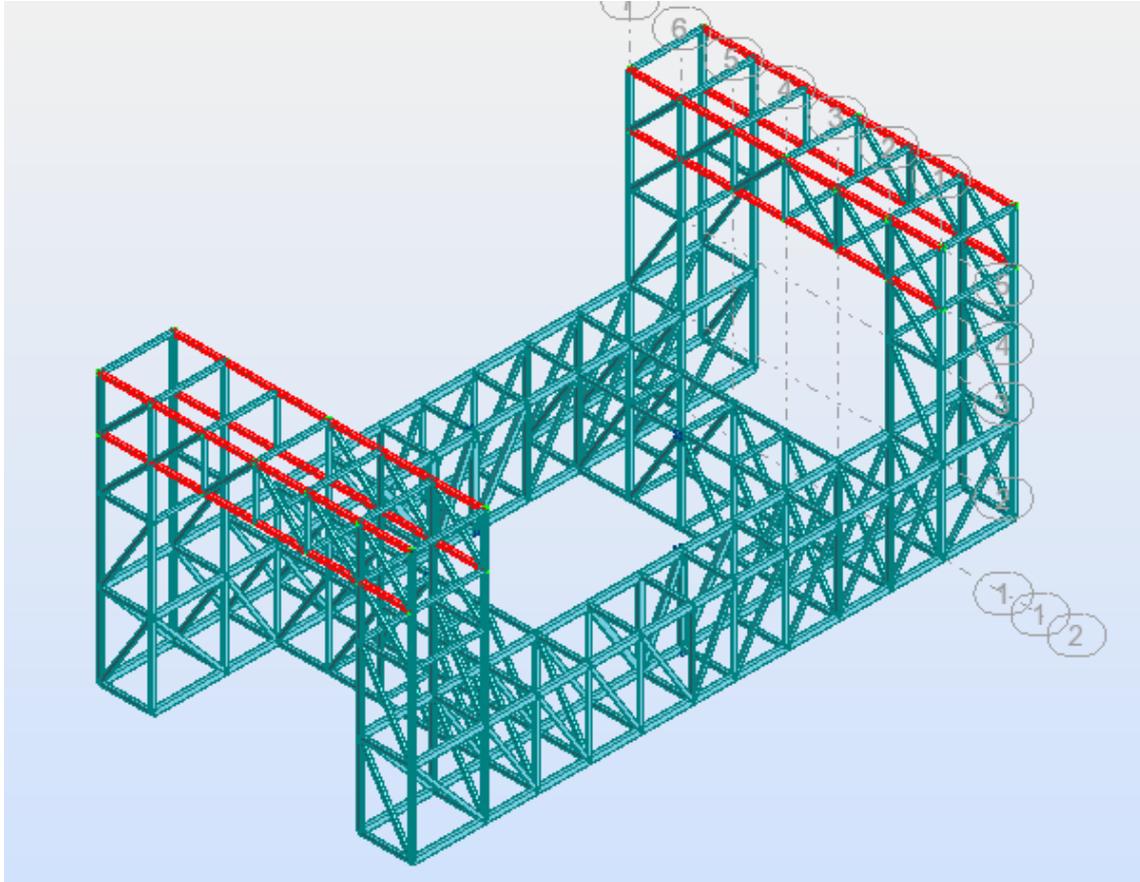


Con el objetivo de no superar los 6,5cm de flecha, se proponen las siguientes modificaciones.

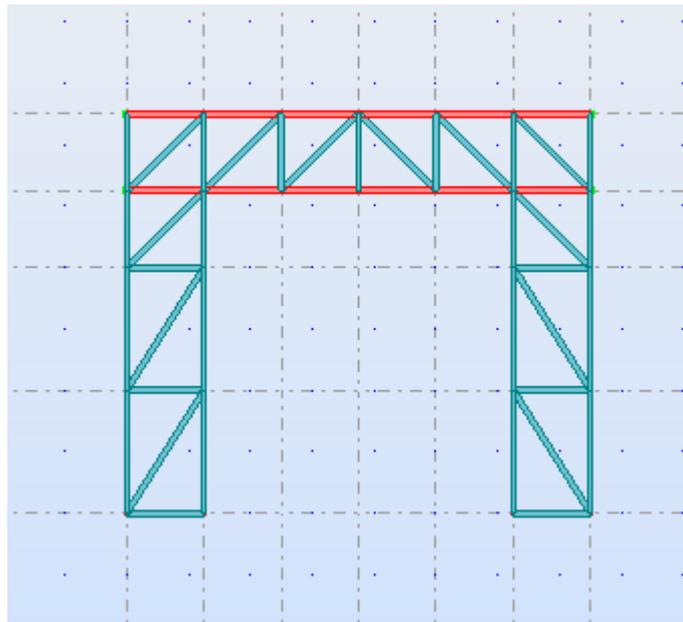


PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

Aumentar la sección de las barras longitudinales de los pórticos.



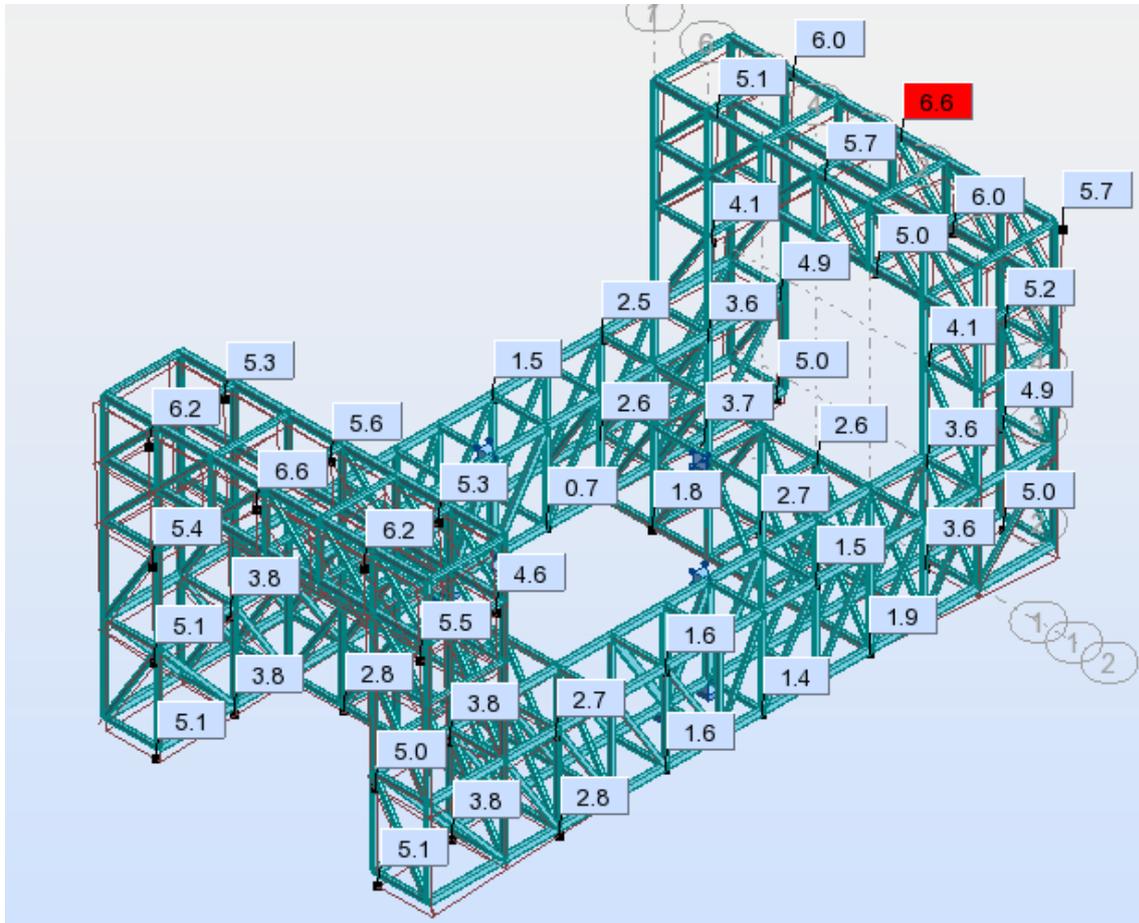
Se modifica la sección de las barras indicadas en rojo de SecPrin a SecRef.





PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

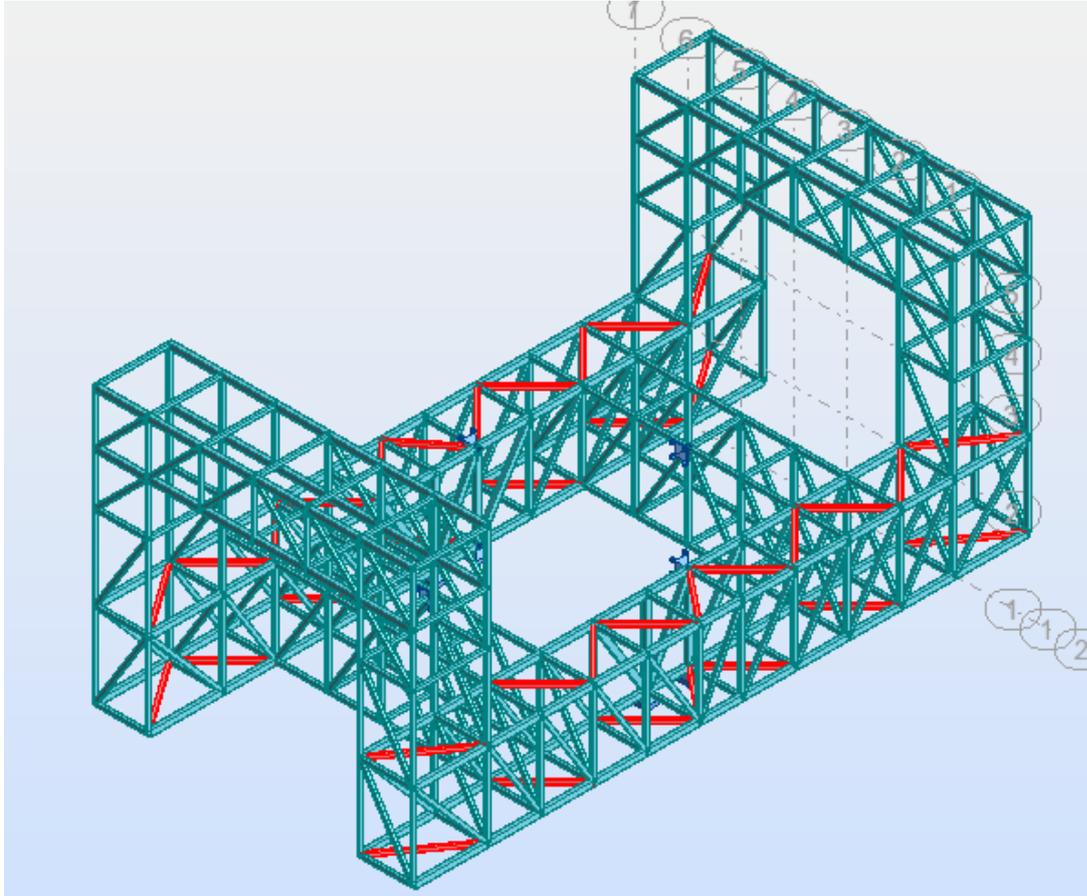
Se observa una ligera disminución de la flecha en los resultados de la deformación.





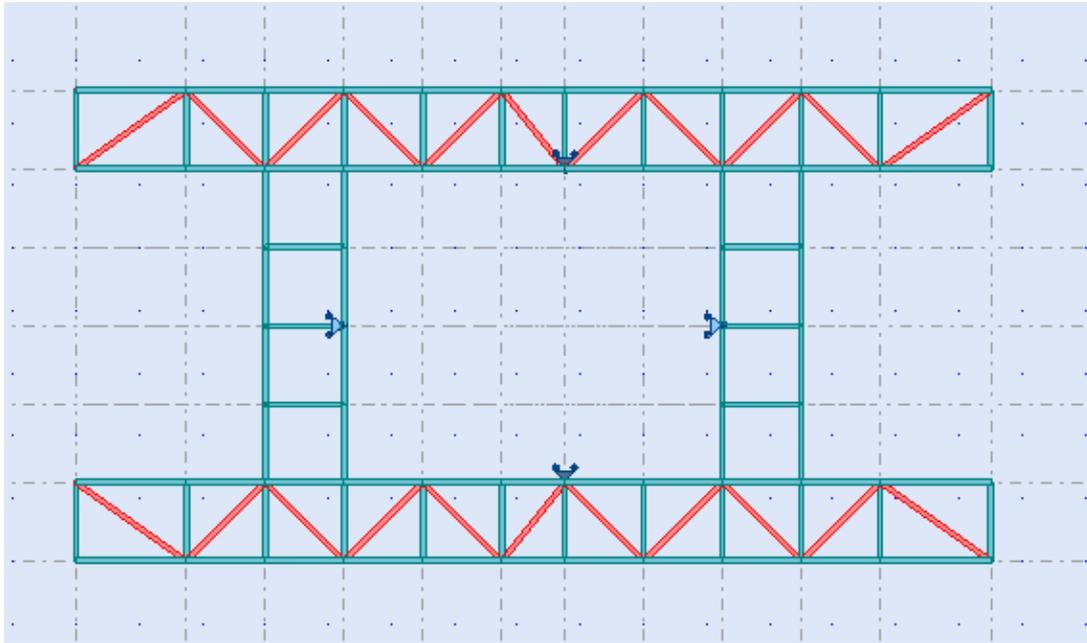
**PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE**

Continuando con el objetivo de reducir la flecha y paralelamente para arriostrar la estructura ante acciones horizontales, se colocan barras en celosía en el plano horizontal de la parte baja de la estructura, como se indica en el dibujo.

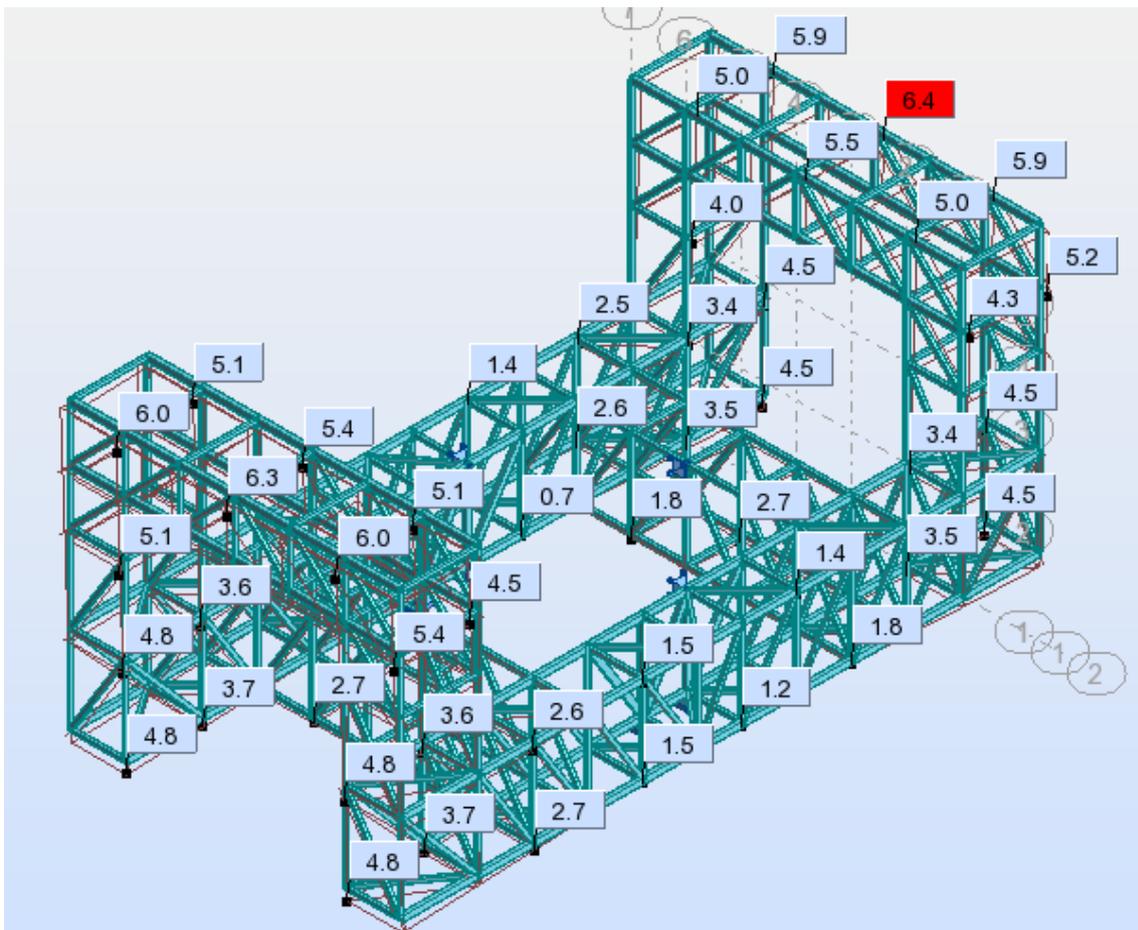




PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE



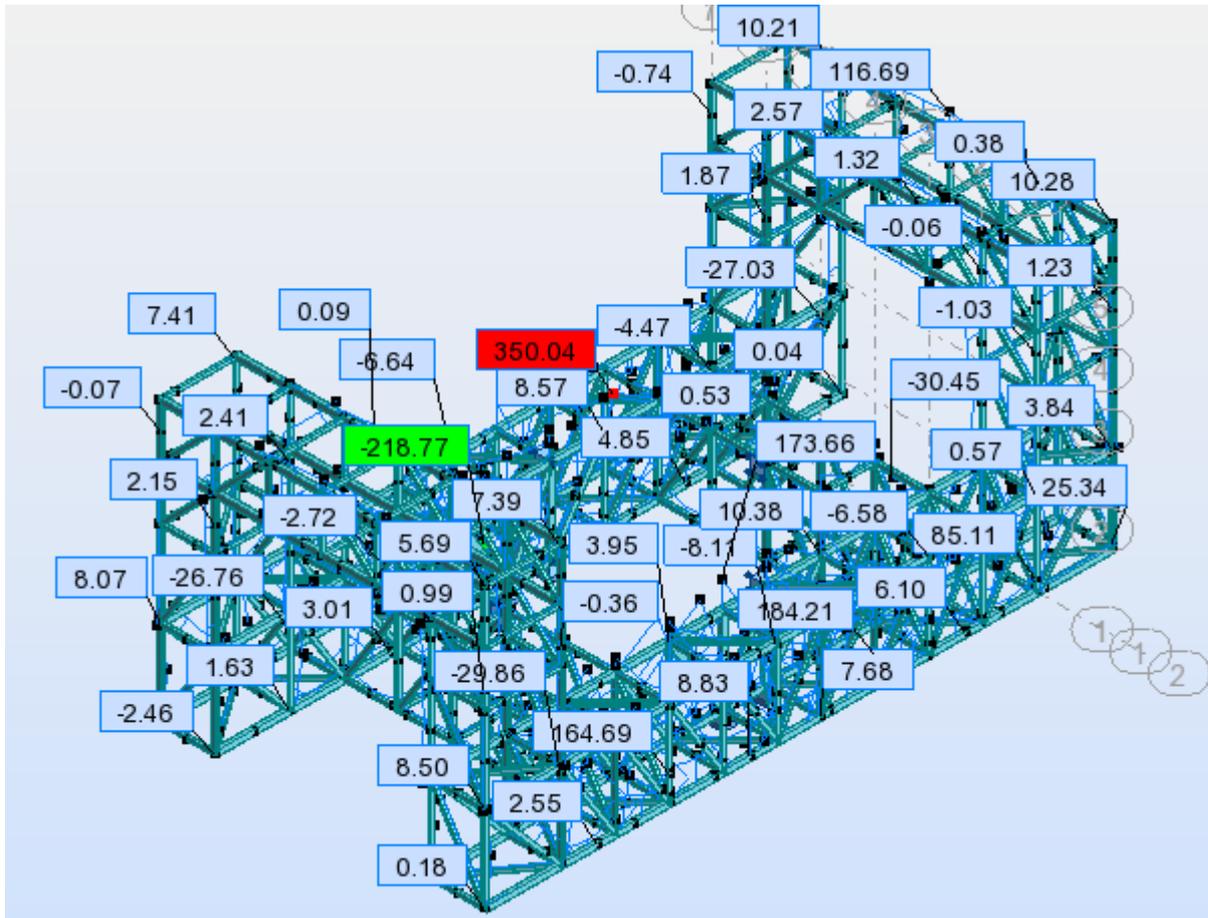
De nuevo se reduce la flecha en el centro del vano del pórtico.





PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

Una vez comprobado que la estructura cumple los requisitos de operatividad, al haber modificado el número de barras y la sección de algunas de ellas, comprobamos de nuevo que se cumplen las exigencias tensionales en Estado Límite Último.

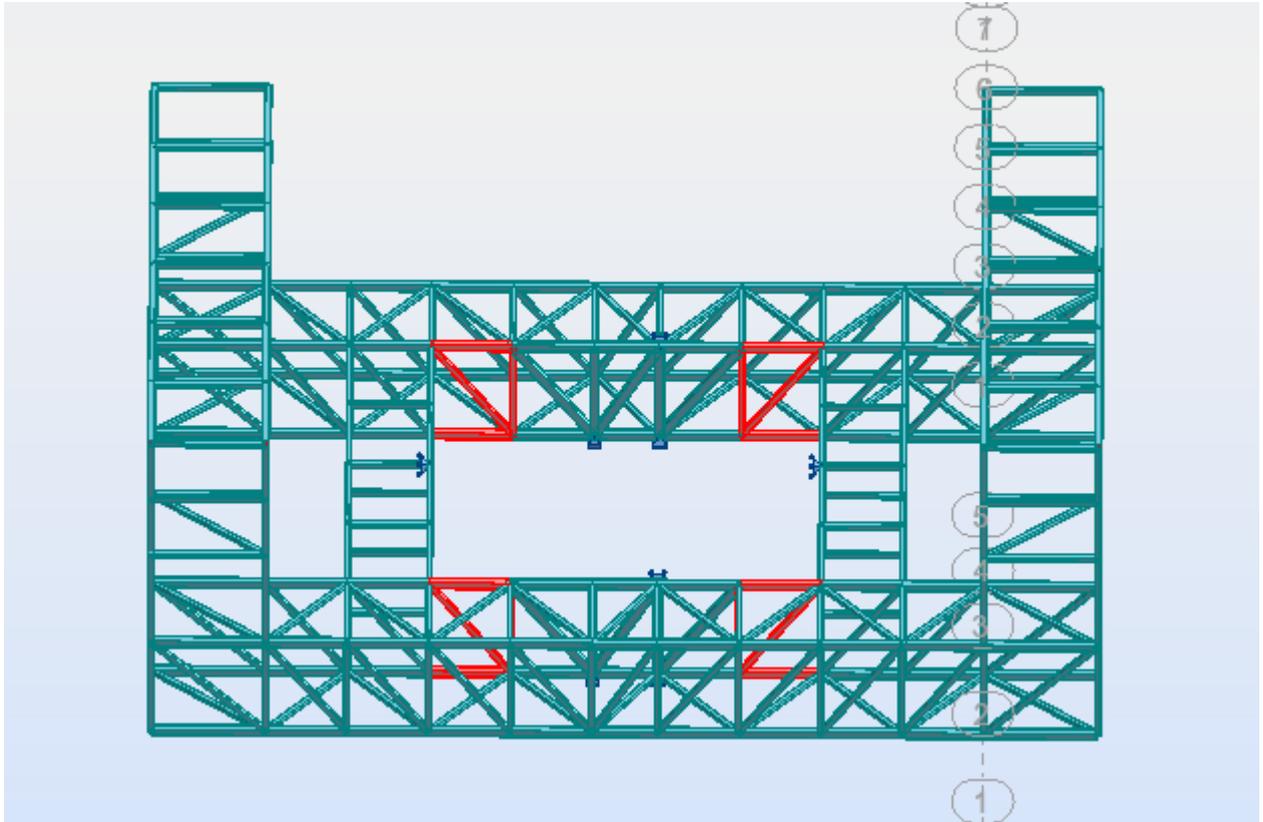


La estructura ha dejado de cumplir con los requerimientos en ELU. Se propone modificar la sección de la zona interior, donde se cuelga la estructura, porque es donde se concentran las mayores tensiones.

Como se hizo anteriormente, cambiaremos la sección de esas barras a SecAux.



PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE



Gracias a este cambio final, la estructura cumple con los requisitos en el Estado Límite Último y en el Estado Límite de Servicio.

ELU:

Tensión máxima = $\sigma = 333,58\text{MP}$

ELS:

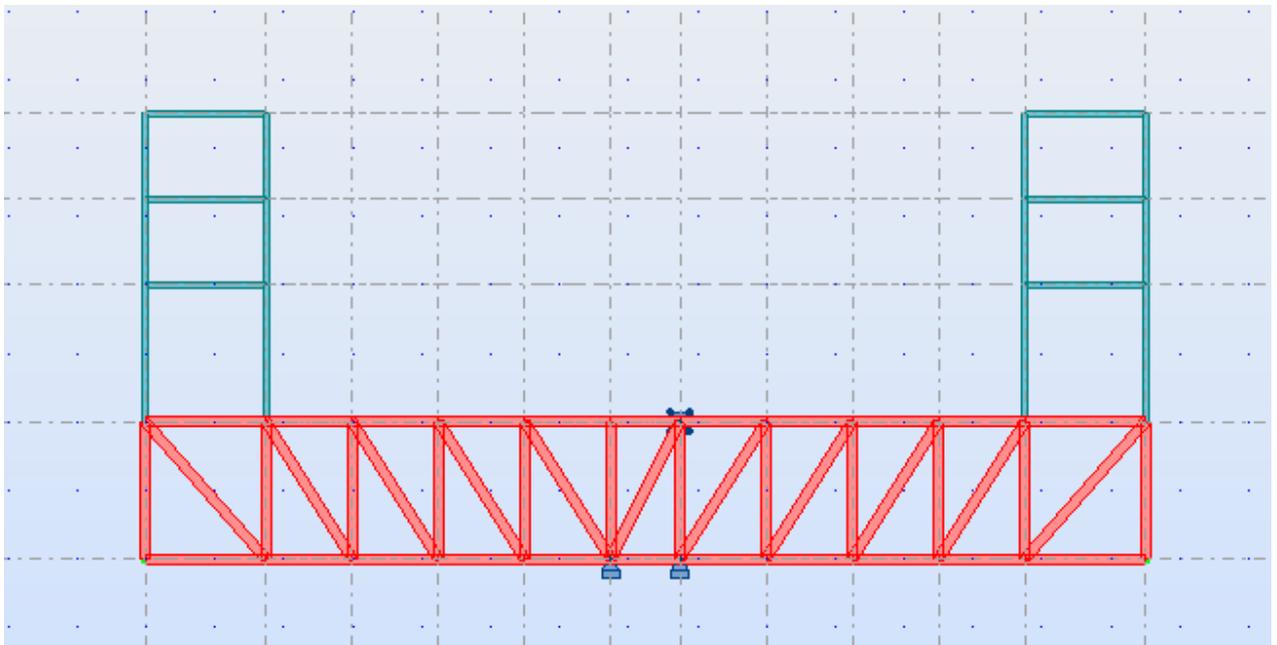
Deformación máxima = 6 cm



PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

A la vista de los resultados, se observa cómo la estructura, sus tensiones y deformaciones máximas, es más sensible a la modificación de las celosías longitudinales inferiores. Se entiende que esto es así debido a que son la base estructural de la estructura y cargan todo el peso de los componentes a los cables de tiro.

Siendo conscientes de esta sensibilidad se propone una modificación general de la sección de la estructura con el fin de ofrecer una solución mejor.



Finalmente, se cambia la sección de las celosías longitudinales interiores. Sólo de las dos interiores, más cercanas a la torre.



12.4 CABLES DE ACERO

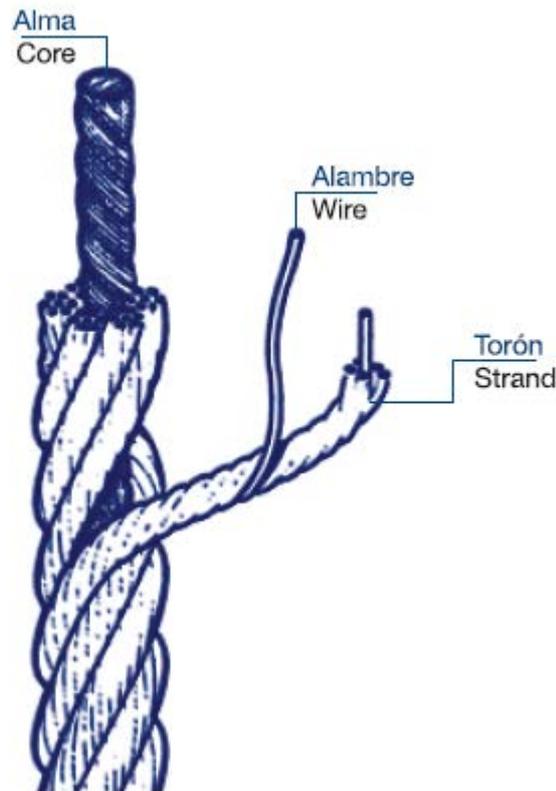


Ilustración 9 Esquema cable de acero CAMESA

Alambres

El alambre es obtenido por estiramiento haciéndolo pasar por dados o matrices mediante la aplicación de una fuerza axial reduciendo el diámetro del alambroón inicial.

Torones

Están formados por alambres que pueden ser todos del mismo o de diferentes diámetros, trenzados helicoidalmente sobre un alma central.

Alma

El alma o núcleo es el eje central de un cable, alrededor del cual van enrollados los torones. Se utiliza alma de acero, fibra natural o sintética.

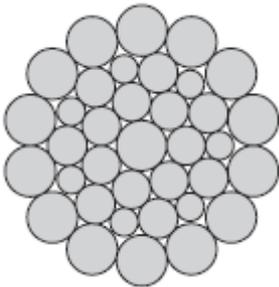
Cable

Conjunto de torones trenzados helicoidalmente alrededor del alma o núcleo.



TIPOS DE TORÓN:

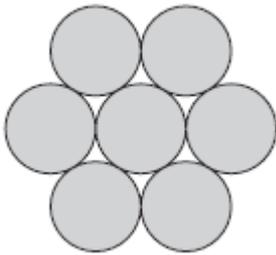
Los cables se clasifican según su diámetro, número de torones, número de alambres, tipo de alma o núcleo y construcción.



1. Torón común de capa simple:

El ejemplo más común de construcción de capa simple es el torón de siete alambres. Tiene un alambre central y seis alambres del mismo diámetro que lo rodean.

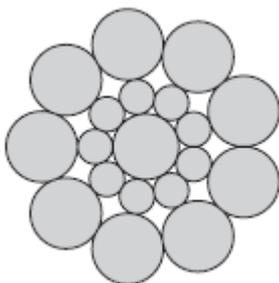
La composición más común es $1+6= 7$.



2. Torón Seale

Construcción que en la última capa tiene los alambres de mayor diámetro que la capa interior, dándole al Torón mayor resistencia a la abrasión.

La composición más común es $1+9+9= 19$.



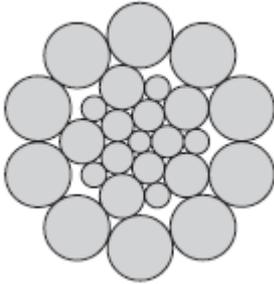
3. Torón Filler

Se distingue por tener entre dos capas de alambres, otros hilos más finos que rellenan los espacios existentes entre las mismas. Este tipo de torón se utiliza cuando se requieren cables de mayor sección metálica y con buena resistencia al aplastamiento.

La composición más común es $1+6/6+12= 25$.



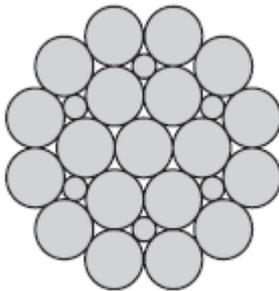
PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE



4. Torón Warrington

Se caracteriza por tener una capa exterior formada por alambres de dos diámetros diferentes, alternando su posición dentro de la corona.

El tipo de torón más usado es $1+6+6/6= 19$.



5. Torón Warrington Seale

Es una combinación de las mencionadas anteriormente y conjuga las mejores características de ambas: la conjunción de alambres finos interiores aporta flexibilidad, mientras que la última capa de alambres relativamente gruesos, aportan resistencia a la abrasión.

La construcción más usual es $1+7+7/7+14 = 36$.



12.5 FUERZAS DE VERTICALES PARA LA ELEVACIÓN DEL CONJUNTO

Para el dimensionamiento de los cables de tiro que permiten la elevación del sistema de elevación junto a todos los componentes del aerogenerador, se necesita calcular la carga que este le supone.

Para ello, a través de los resultados de las reacciones que nos generará el software de cálculo se dispondrán los siguientes valores:

En el caso 1, se obtiene el peso propio de la estructura. 1419,48KN de peso, o, lo que es lo mismo, 142tn.

Tabla 6. Reacciones Peso Propio

Nudo/Caso	FX (kN)	FY (kN)	FZ (kN)	MX (kNm)	MY (kNm)	MZ (kNm)
Caso 1	PERM1					
Suma final	-0,00	0,00	1419,48	-0,00	-0,00	-0,00
Suma de reacci	-0,00	0,00	1419,48	10646,13	-20582,51	0,00
Suma de esfuer	0,00	-0,00	-1419,48	-10646,13	20582,51	-0,00
Verificación	-0,00	0,00	-0,00	-0,00	0,00	0,00
Precisión:	5,03686e-014	5,01475e-029				

En el caso 2, se puede verificar que la suma de las cargas útiles más los contrapesos suman 5200KN, 520tn.

Tabla 7. Reacciones Carga Útil más contrapesos

Nudo/Caso	FX (kN)	FY (kN)	FZ (kN)	MX (kNm)	MY (kNm)	MZ (kNm)
Caso 2	EXPL1					
Suma final	-0,00	0,00	5200,00	-0,00	-0,00	-0,00
Suma de reacci	-0,00	0,00	5200,00	39000,00	-75400,00	0,00
Suma de esfuer	0,0	0,0	-5200,00	-39000,00	75400,00	0,0
Verificación	-0,00	0,00	-0,00	-0,00	0,00	0,00
Precisión:	7,98041e-015	1,33104e-028				

Por último, en esta última tabla, se calcula el valor total mayorado de las cargas que, en el caso más desfavorable, pueden afectar a la estructura, 9934,65KN. Por lo tanto, será el valor que utilizaremos en el dimensionamiento de los cables.



**PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE**

Tabla 8. Reacciones en ELU

Nudo/Caso	FX (kN)	FY (kN)	FZ (kN)	MX (kNm)	MY (kNm)	MZ (kNm)
Caso ULS+	ULS+					
Suma final	9182,34	350,51	9934,65	0,00	0,00	0,00
Suma de reacci	-0,00	-52,18	1135,59	8714,34	-16466,01	-1241,62
Suma de esfuer	0,00	52,18	-1135,59	-8714,34	16466,01	1241,62
Verificación	-0,00	-0,00	-0,00	0,00	0,00	-0,00
Precisión:	3,67745e-013	4,37031e-025				

ESFUERZO DE TRACCIÓN EN EL CABLE

Carga máxima

Se estima que se utilizarán 8 cables desde cada lado de la torre, 4 desde cada voladizo superior. La carga máxima se dará en el punto más alto del ramal que baja al tambor. El cable en esta sección deberá soportar la carga útil, el peso de la estructura metálica y el peso del propio cable:

$$P_{max} = \left[\left(\frac{993465}{8 * 2} + 140 \cdot 3,48 \right) \cdot \frac{9,81}{1000} \right] = 613,89 \text{ kN}$$



PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

Carga de rotura

Tabla 9. Factor de seguridad para cables de acero

Aplicación	Factor de seguridad
Tirantes de cable o torones (trabajo estático)	3 a 4
Cables principales para puentes colgantes	3 a 3.5
Cables de suspensión (péndulo para puentes colgantes)	3.5 a 4
Cables de tracción para teleféricos y andariveles	5 a 6
Cada cable de operación de una grúa almeja	4 a 5
Palas mecánicas - excavadoras	5
Cable de arrastre en minas	4 a 5
Cables de izaje en minas (vertical e inclinado)	7 a 8
Grúas tecles y polipastos industriales	6 (mínimo)
Ascensores - elevadores - para personal	12 a 15
Ascensores - elevadores - para material y equipos	7 a 10
Grúas con crisoles calientes de fundición	8 (mínimo)

$$F_{rot} = P_{max} \cdot C_S = 613,89 \cdot 4 = 2455,59 \text{ kN}$$



CALCULO DEL DIÁMETRO

Cálculo de la sección.

Norma UNE

$$F_{rot} = \frac{k' \cdot d^2 \cdot \sigma}{1000}$$

Frot – carga de rotura mínima por tracción en kN.

k' – coeficiente empírico para la carga de rotura mínima, para un cable de composición determinada. En nuestro caso, siendo un cable con alma de acero:

$$k' = 0,3563$$

d – diámetro nominal del cable en milímetros.

σ – resistencia de los alambres en N/mm².

$$2455,59 = \frac{0,3563 \cdot d^2 \cdot 1765,80}{1000} \rightarrow d = 62,4 \text{ mm}$$



**PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE**

Entrando en el catálogo de la empresa “Camesa” obtenemos el tipo de sección.

Usaremos un cable no antigiratorio, con alma de cable y de 6 a 8 cordones en el que haya muchos alambres finos por cordón. Obtendremos así una mayor flexibilidad en el cable pudiendo reducir el diámetro de poleas y tambor. La identificación del cable propuesto es:

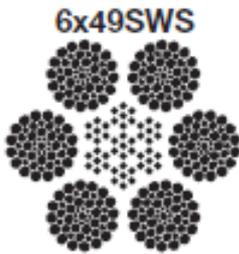


Tabla 10. Catálogo de cables de Camesa

Diámetro		Peso Aproximado		Resistencia a la Ruptura					
Diameter		Approximate Weight		Minimum Breaking Force					
Pulgadas Inch	Milímetros mm	lb / ft	kg / m	Arado Mejorado / IPS lb Ton*		Arado Extra Mejorado / EIP lb Ton*		Arado Extra Extra Mejorado / EEIP lb Ton*	
1/4	6.35	0.12	0.18	5,890	2.7	6,790	3.1	-	-
5/16	7.94	0.18	0.27	9,150	4.1	10,540	4.8	-	-
3/8	9.53	0.26	0.39	13,120	6.0	15,100	6.9	16,590	7.5
7/16	11.1	0.35	0.52	17,780	8.1	20,380	9.2	22,380	10.2
1/2	13	0.46	0.68	23,000	10.4	26,600	12.1	29,200	13.2
9/16	14.5	0.59	0.88	29,000	13.2	33,600	15.2	37,000	16.8
5/8	16	0.72	1.07	35,800	16.2	41,200	18.7	45,400	20.6
3/4	19	1.04	1.55	51,200	23.2	58,800	26.7	64,800	29.4
7/8	22	1.42	2.11	69,200	31.4	79,600	36.1	87,600	39.7
1	26	1.85	2.75	89,800	40.7	103,400	46.9	113,800	51.6
1-1/8	29	2.34	3.48	113,000	51.3	130,000	59.0	143,000	64.9
1-1/4	32	2.89	4.30	138,800	63.0	159,800	72.5	175,800	79.8
1-3/8	35	3.50	5.21	167,000	75.7	192,000	87.1	212,000	96.2
1-1/2	38	4.16	6.19	197,800	89.7	228,000	103.0	250,000	113.0
1-5/8	42	4.88	7.26	230,000	104.0	264,000	120.0	292,000	132.0
1-3/4	45	5.67	8.44	266,000	121.0	306,000	139.0	338,000	153.0
1-7/8	48	6.50	9.67	304,000	138.0	348,000	158.0	384,000	174.0
2	52	7.39	11.0	344,000	156.0	396,000	180.0	434,000	197.0
2-1/8	54	8.35	12.40	384,000	174.0	442,000	200.0	488,000	221.0
2-1/4	58	9.36	13.90	430,000	195.0	494,000	224.0	544,000	247.0
2-3/8	60	10.40	15.50	478,000	217.0	548,000	249.0	604,000	274.0
2-1/2	64	11.60	17.30	524,000	238.0	604,000	274.0	664,000	301.0
2-5/8	67	12.80	19.00	576,000	261.0	658,000	299.0	728,000	330.0
2-3/4	71	14.00	20.80	628,000	285.0	736,000	333.0	794,000	360.0
2-7/8	74	15.30	22.80	682,000	309.0	796,000	361.0	864,000	392.0
3	77	16.60	24.70	740,000	336.0	856,000	389.0	936,000	425.0
3-1/8	80	18.00	26.80	798,000	362.0	920,000	417.0	1,010,000	458.0
3-1/4	83	19.50	29.00	858,000	389.0	984,000	447.0	1,086,000	493.0
3-3/8	87	21.00	31.30	918,000	416.0	1,074,000	487.0	1,164,000	528.0
3-1/2	90	22.70	33.80	982,000	445.0	1,144,000	519.0	1,242,000	563.0
3-3/4	96	26.00	38.70	1,114,000	505.0	1,290,000	585.0	1,410,000	640.0
4	103	29.60	44.00	1,254,000	569.0	1,466,000	665.0	-	-



PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

Utilizaremos, por lo tanto, cables de 64mm de diámetro, densidad de $3,48 \frac{Kg}{m}$ y de tipo de grado= Arado Extra Mejorado EIP.

RESISTENCIA A LA FATIGA:

Los cables de acero normalmente se deterioran por efectos de fatiga por doblez cuando están sujetos a flexiones continuas en una polea o tambor. Para reducir este efecto, el fabricante recomienda una relación entre el diámetro de poleas y tambores y el del cable. Esta relación influye directamente en la vida útil del cable

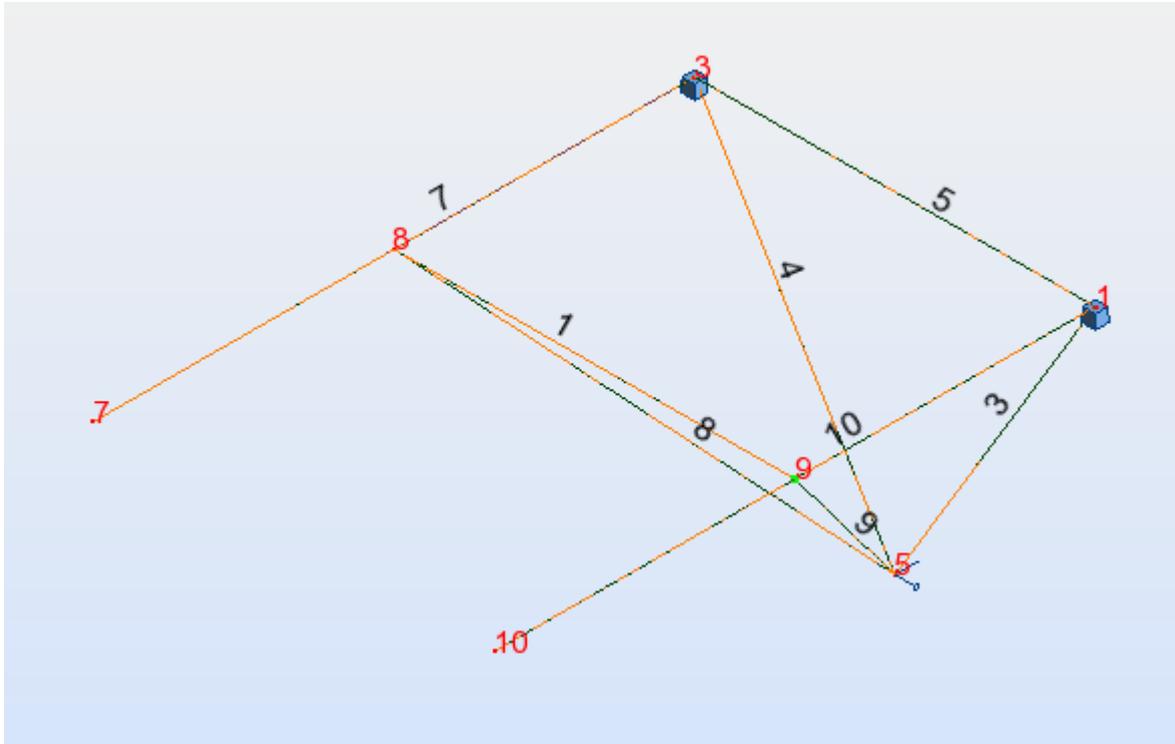
Tabla 11. Recomendaciones Camesa

Construcción del cable Wire rope construction	Relación mínima recomendada Suggested minimum ratio D/d
6x7	42
6x19S	34
6x21F	30
6x25F	26
6x26WS	30
6x31WS	26
6x36WS	23
6x41WS	20
6x41F	20
6x43SF	22
6x49SWS	20
8x19S	26
8x25F	20
8x36WS	18
18x7 & 19x7	34
35x7	20

El diámetro mínimo de poleas y tambores será de $20 * 64 = 1280\text{mm}$



12.6 ESTRUCTURA DE TIRO SUPERIOR



Cargas que actúan sobre la estructura de tiro:

Peso de la nacelle, del rotor y de los contrapesos. Suman 520tn = 5101,2KN

Peso de la estructura de elevación. Con un peso total de 142tn = 1393 KN

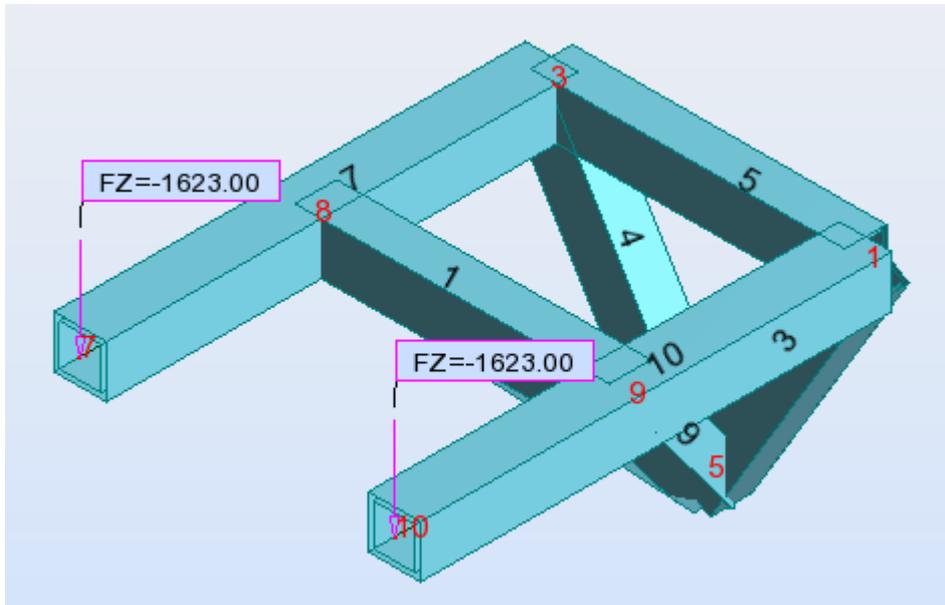
(El peso del cable lo consideramos despreciable.)

Como tiramos desde cuatro puntos distintos, cada uno de los cuatro brazos carga

$$\text{con } \frac{5101,2+1393}{4} = 1623,55KN$$



Disposición de las cargas:



Secciones utilizadas:

Sección 1:

Nombre: Sec1

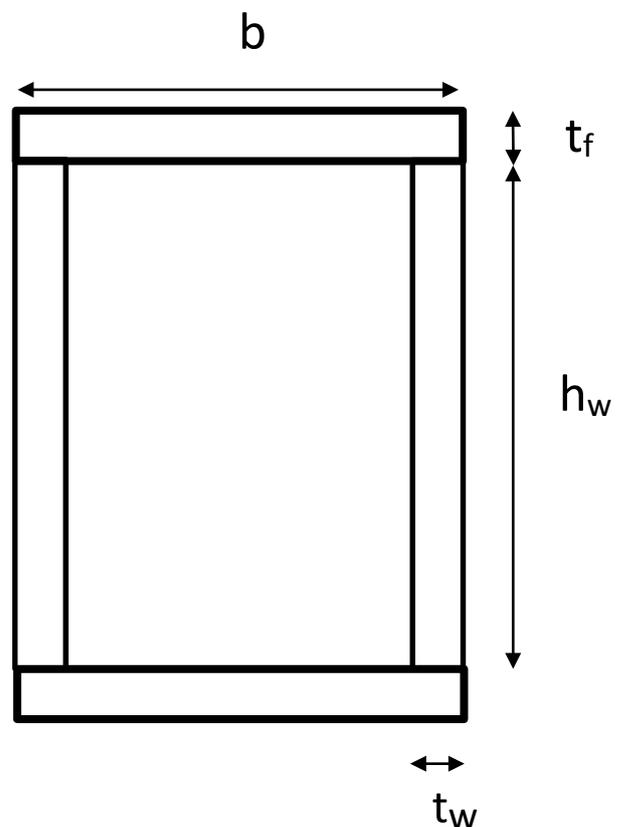
Dimensiones (cm):

$$b = 50$$

$$h_w = 50$$

$$t_w = 5$$

$$t_f = 5$$



Esta sección es la mayor y se instala sólo en los brazos horizontales.



Sección 2:

Nombre: Sec2

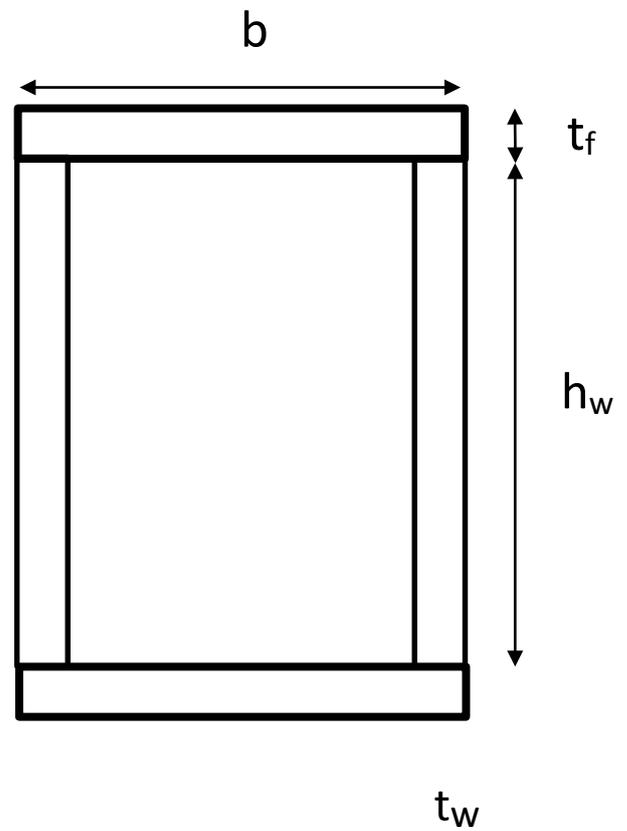
Dimensiones (cm):

$$b = 40$$

$$h_w = 40$$

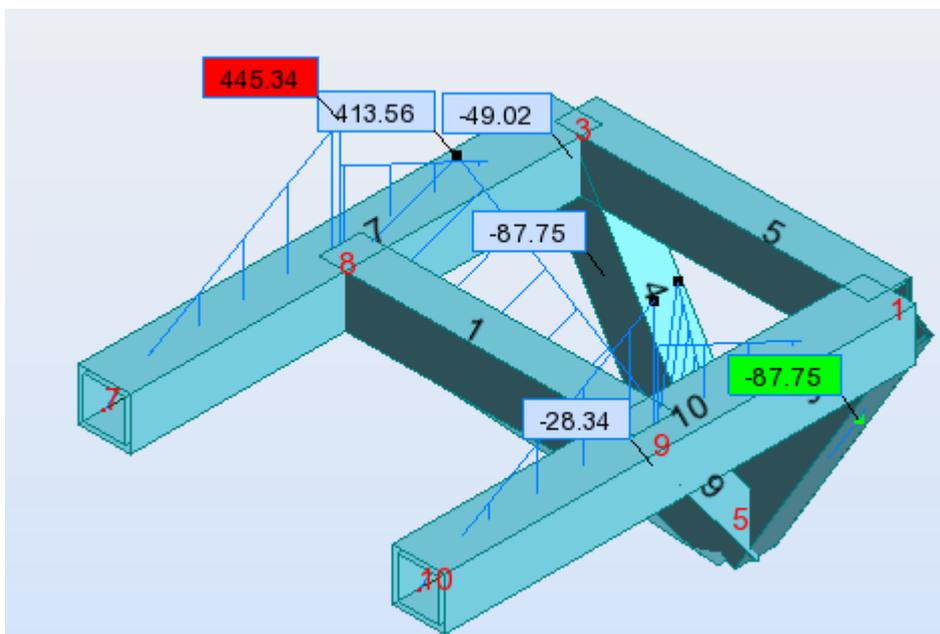
$$t_w = 3$$

$$t_f = 3$$



Debido a la gran exigencia tensional se recurre a acero S450.

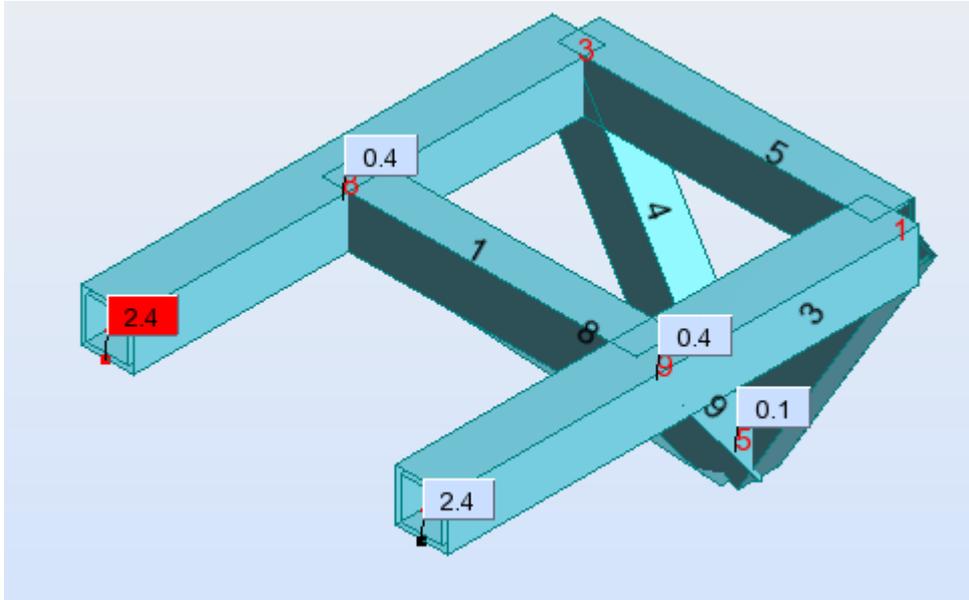
Obteniendo las siguientes tensiones máximas:





PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

La flecha en el extremo del voladizo:



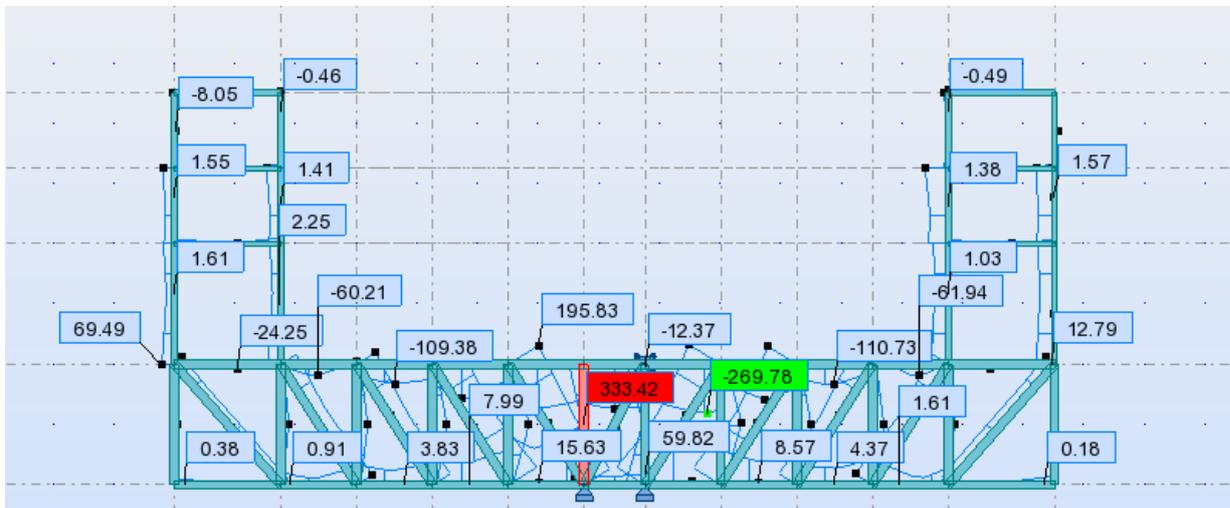


12.7 ESTUDIO DEL PANDEO LOCAL

Con el fin de evitar que alguna de las barras a compresión pandee, estudiaremos el axil crítico para comprobar que no es superado.

$$\lambda = \sqrt{\frac{A * f_y}{N_{cr}}}$$

$$N_{cr} = \left(\frac{\pi}{L_k}\right)^2 * E * I$$



Barra más solicitada a compresión. Tensión de $\sigma = 333,42 \text{MPa} = 333,42 \frac{N}{\text{mm}^2}$.

$$E = 210.000 \frac{N}{\text{mm}^2}$$

$$A = (200 * 20 + 250 * 20) * 2 = 18000 \text{mm}^2$$

$$\sigma = \frac{N}{A}; N = \sigma * A = 333,42 * 18000 = 6001560 \text{N} = 6001,56 \text{KN}$$



PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

$$I_X = \frac{1}{12} * b * h^3 + A * d^2$$

$$I_X = 2 * \left(\frac{1}{12} * 200 * 20^3 \right) + 2 * \left(\frac{1}{12} * 20 * 250^3 + 250 * 20 * 90^2 \right) \\ = 133350000 \text{mm}^4$$

$$I_Y = 2 * \left(\frac{1}{12} * 250 * 20^3 \right) + 2 * \left(\frac{1}{12} * 20 * 200^3 + 200 * 20 * 115^2 \right) \\ = 132800000 \text{mm}^4$$

$$N_{cr} = \left(\frac{\pi}{L_k} \right)^2 * E * I = \left(\frac{3,14}{4000} \right)^2 * 210000 * 132800000 \\ = 17185282,8 \text{N} = 17185,28 \text{KN}$$

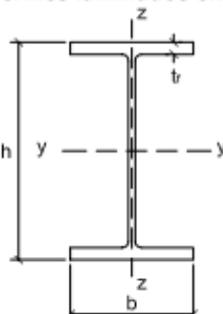
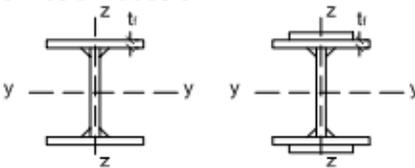
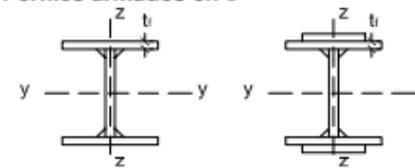
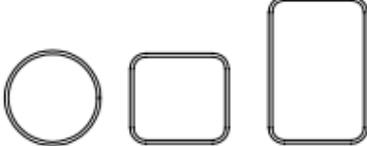
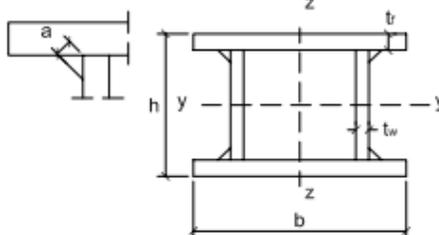
Calculamos el coeficiente de reducción por pandeo, χ , a través de las curvas de pandeo.

$$\lambda = \sqrt{\frac{A * f_y}{N_{cr}}} = \sqrt{\frac{18000 * 345}{17185258}} = 0,601$$



**PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE**

Tabla 12. Curva de pandeo en función de la sección transversal

Tipo de sección	Tipo de acero Eje de pandeo ⁽¹⁾	S235 a S355		S450		
		y	z	y	z	
Perfiles laminados en I 	$h/b > 1,2$	$t \leq 40$ mm	a	b	a_0	a_0
		40 mm $< t \leq 100$ mm	b	c	a	a
	$h/b \leq 1,2$	$t \leq 100$ mm	b	c	a	a
		$t > 100$ mm	d	d	c	c
Perfiles armados en I 		$t \leq 40$ mm	b	c	b	c
		$t > 40$ mm	c	d	c	d
Perfiles armados en I 		$t \leq 40$ mm	b	c	b	c
		$t > 40$ mm	c	d	c	d
Agrupación de perfiles laminados soldados 			c	c	c	c
Tubos de chapa simples o agrupados 		laminados en caliente	a	a	a_0	a_0
		conformados en frío	c	c	c	c
Perfiles armados en cajón ⁽²⁾ 		soldadura gruesa: $a/t > 0,5$ $b/t < 30$ $h/t_w < 30$	c	c	c	c
		en otro caso	b	b	b	b



PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

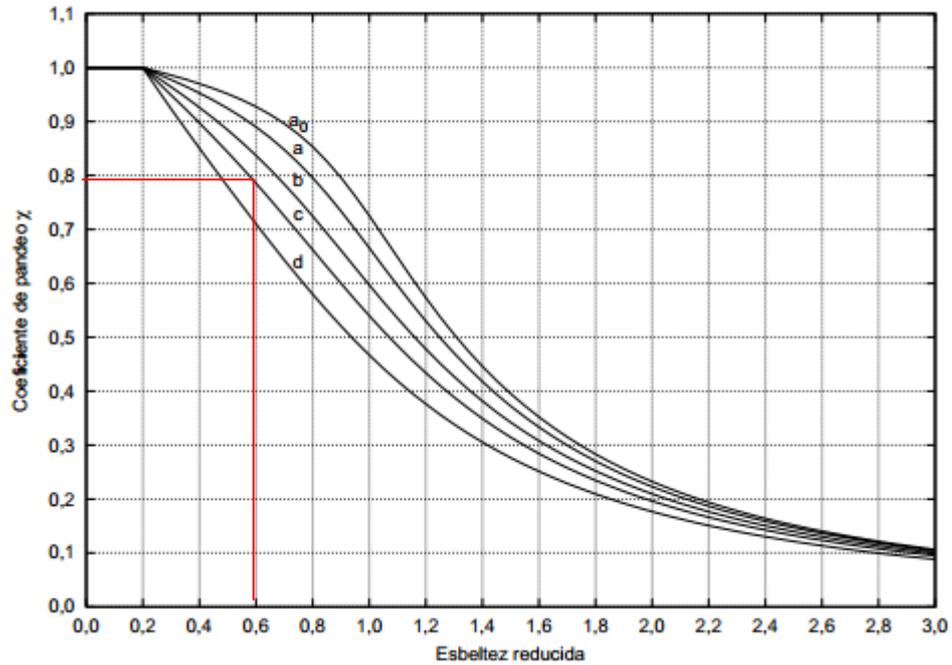


Figura 4. Curvas de pandeo

$$N_{cr} = 0,8 * 17185,28 = 13748,22KN > N_{max} = 6001,56KN$$

De esta manera comprobamos que, en el caso más desfavorable, ninguna barra a compresión padea.



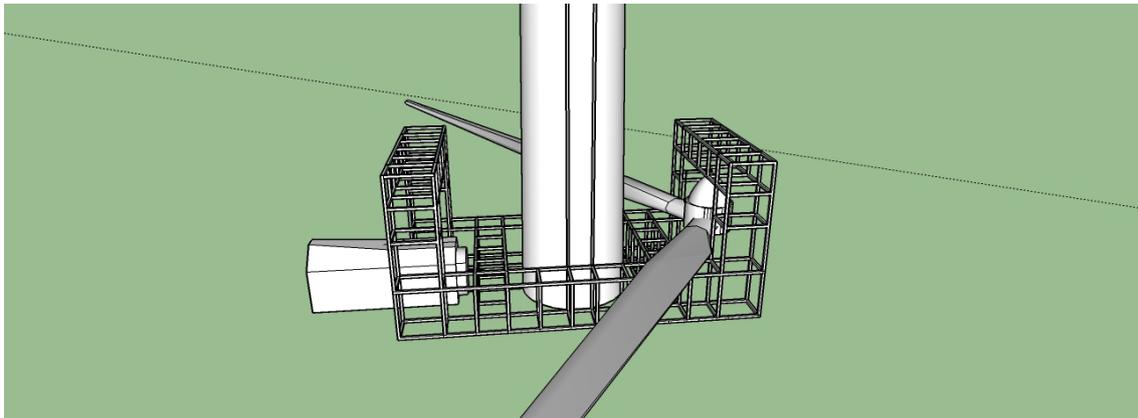
13. PROCESAMIENTO DE MONTAJE

A continuación se procederá a la descripción del montaje de un aerogenerador offshore tipo con el sistema de elevación estudiado.

El procedimiento de elevación se divide en las siguientes fases:

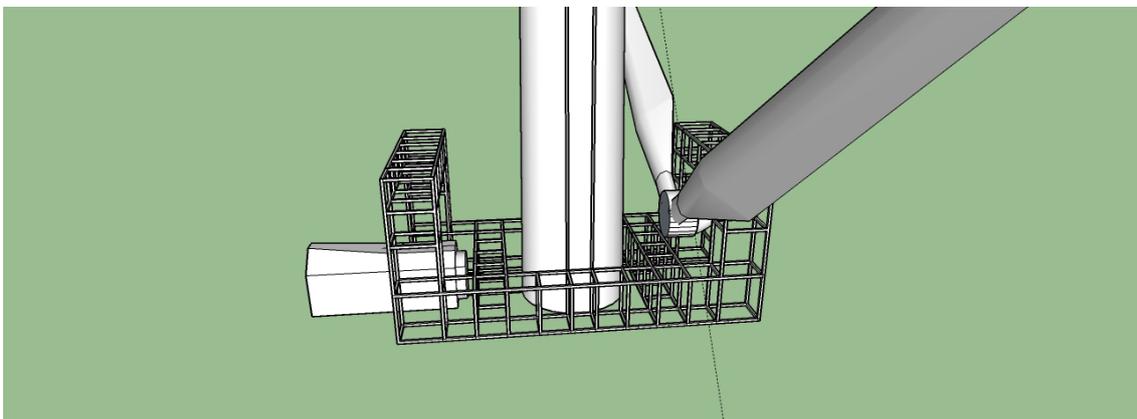
Fase 1: Montaje de la estructura de elevación y colocación de la nacelle y el rotor en los anclajes de los pórticos.

Nota: Hasta la fase 4 no aparecen representados los contrapesos necesarios para el izado. Si bien estos se colocan desde el inicio.



Fase 2: Giro de 90° del rotor para colocar las palas en su orientación final.

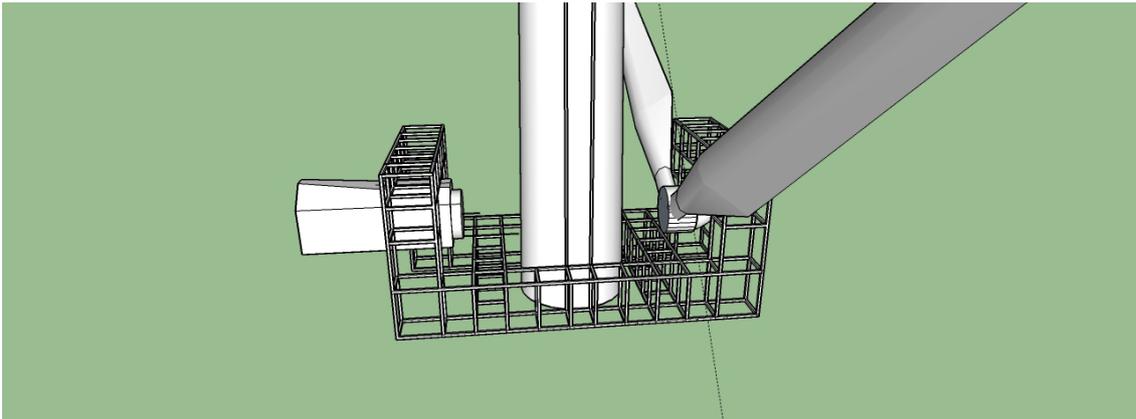
Gracias a las eslingas que sujetan el rotor desde el buje en la zona entre palas se rota el conjunto con el tiro desde el pórtico.





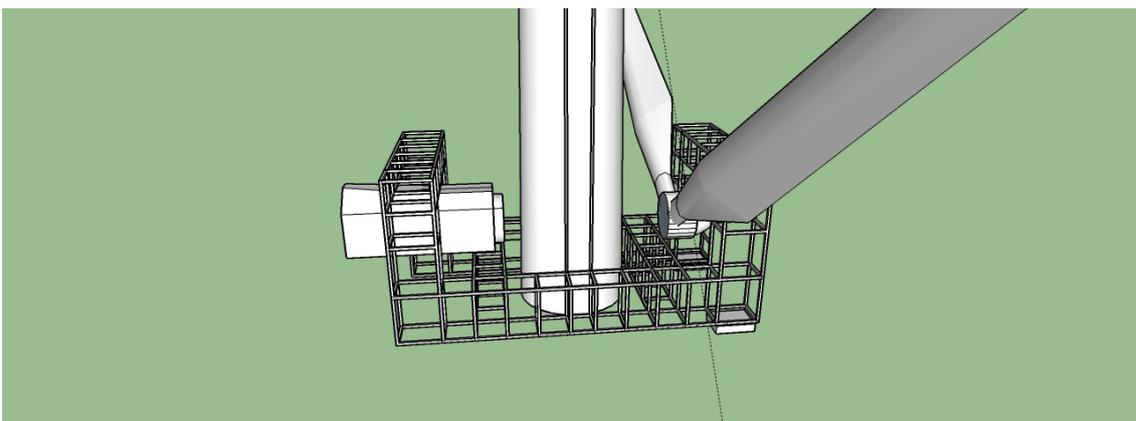
Fase 3: Elevación de la nacelle.

El otro pórtico carga la nacelle sobre la estructura. Previamente se han de colocar los contrapesos que facilitarán la estabilidad longitudinal del sistema. (En la captura del elemento 3D que se muestra a continuación no aparecen representados).



Fase 4: Colocación de la nacelle en su posición de subida.

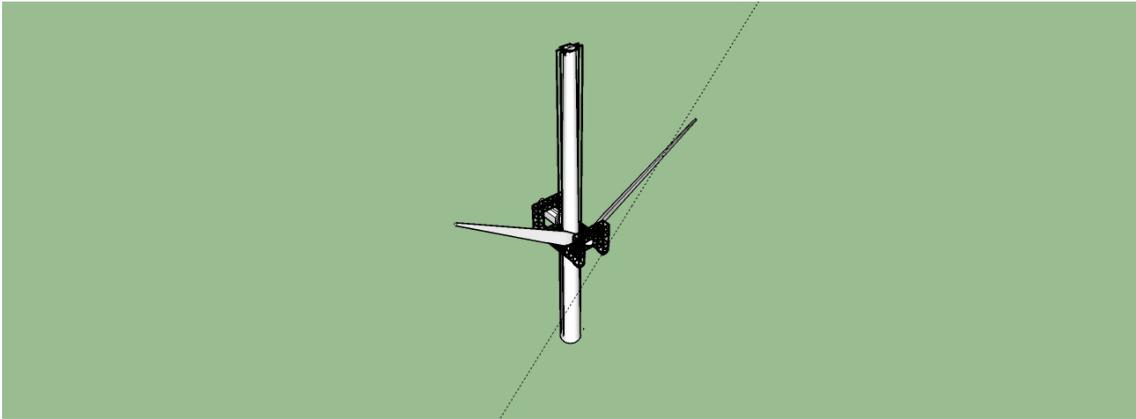
Para que la diferencia de pesos entre la nacelle y el rotor quede equilibrada en la mayor medida posible, además de colocar unos contrapesos, se coloca la nacelle lo más cerca posible de la torre.



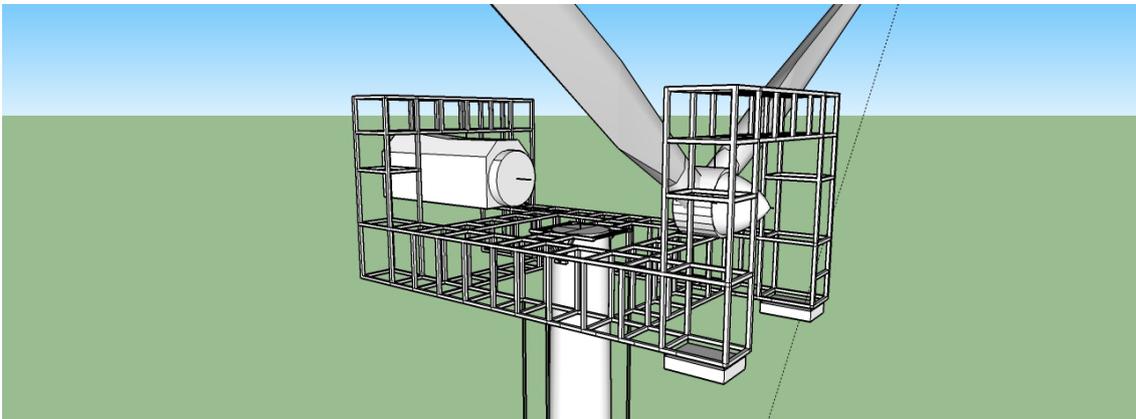


Fase 5: Elevación propiamente dicha.

Los cables anclados a la estructura superior de la torre elevan el conjunto.



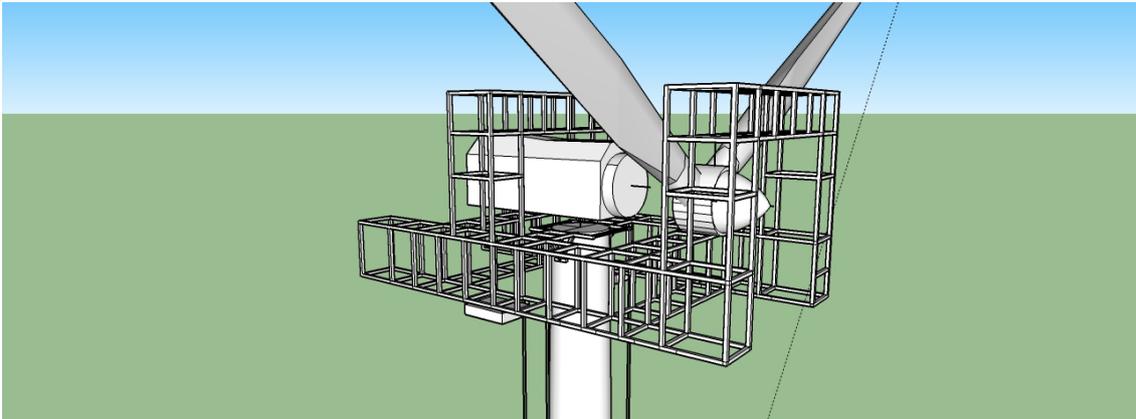
Cuando el conjunto alcanza la cota de coronación de la torre, el sistema se bloquea quedando apoyado en la torre directamente.





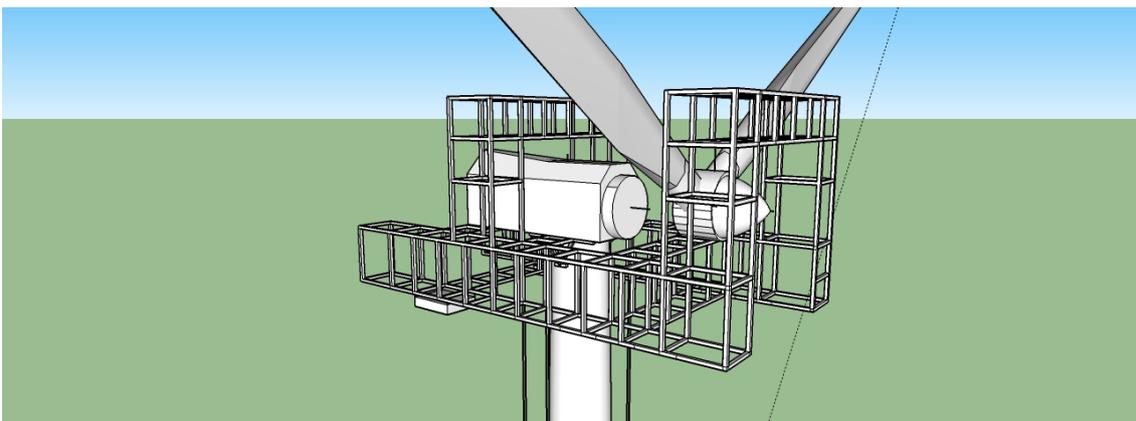
Fase 6: Movimiento de colocación de la nacelle en la vertical de la torre.

A través del movimiento del pórtico de la nacelle se consigue colocar esta en la vertical de su posición final sobre la torre. En este movimiento cobran especial importancia los contrapesos que cuelgan bajo la estructura.



Fase 7: Fijación de la nacelle al sistema Yaw de la torre.

En esta fase se libera al sistema de elevación del peso de la nacelle. Se crea entonces una situación de desequilibrio que es la más peligrosa del proceso de montaje.

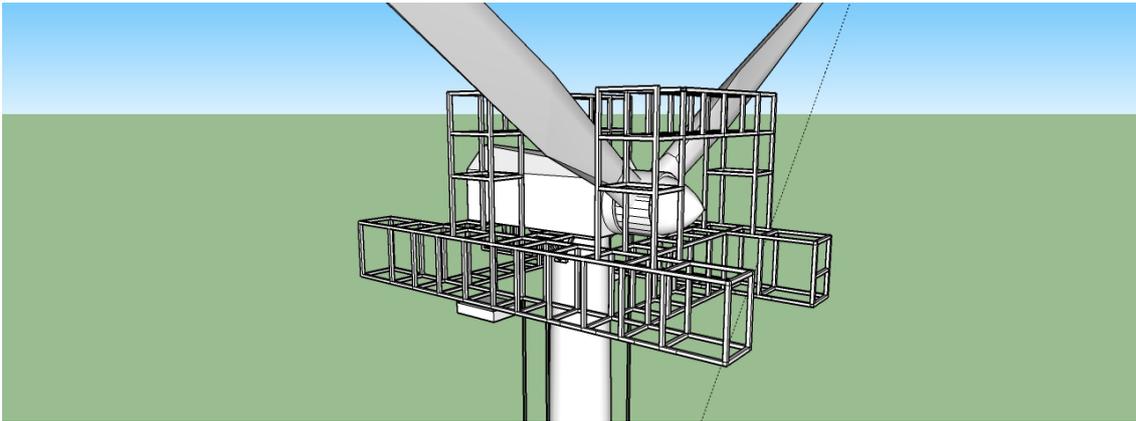




PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE

Fase 8: Anclaje del rotor a la nacelle.

El pórtico del rotor se desplaza y coloca el rotor en la posición final.



Fase 9: Bajada y desmontaje de la estructura.



13.1 MOVIMIENTO DE LOS CONTRAPESOS

Los contrapesos han de equilibrar la estructura para que esta suba y se mantenga en su horizontal. Según el dimensionamiento dado, se necesitarán dos contrapesos de 60tn en cada celosía longitudinal junto al rotor.

Utilizaremos un hormigón pesado de $2800 \frac{Kg}{m^3}$ ocupando una superficie bajo la estructura de 3,5 x 2,5 m.

$$P = \rho * V$$

$$V = \frac{60000}{2800} = 21,43m^3$$

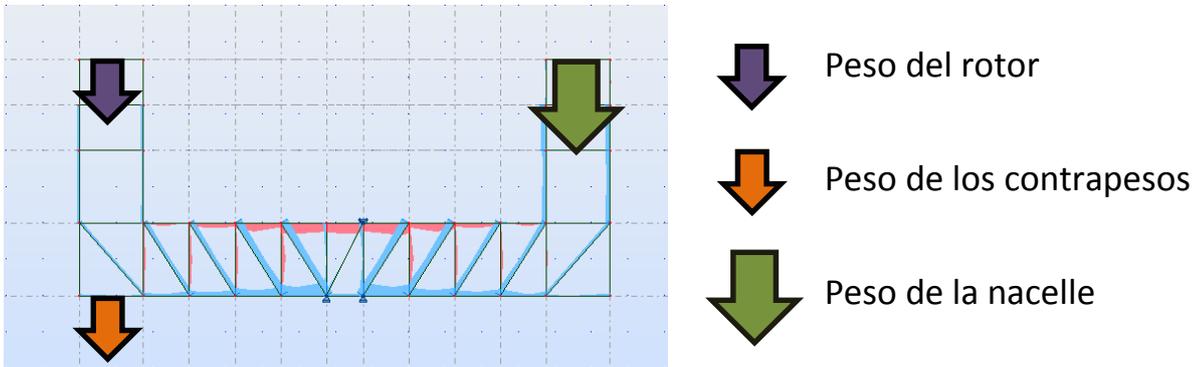
Por lo tanto, cada contrapeso tendrá una altura de :

$$h = \frac{V}{A} = \frac{21,43}{3,5*2,5} = 2,44m$$

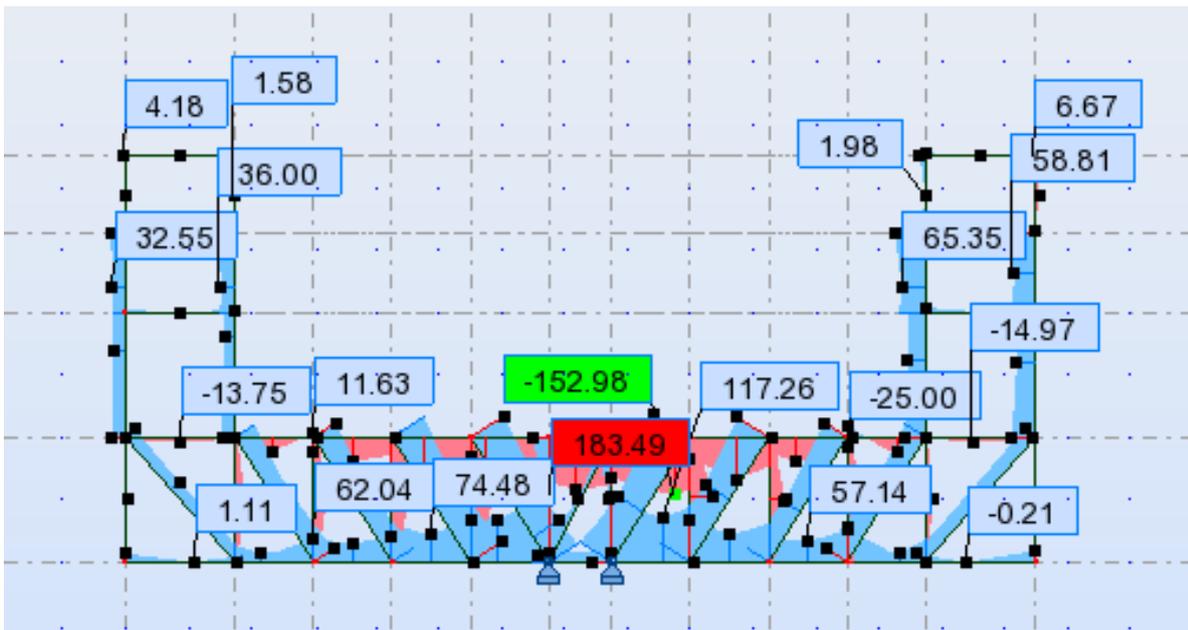


PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA AEROGENERADORES OFFSHORE

Los contrapesos se sitúan debajo del pórtico del rotor durante la subida para equilibrar la diferencia de peso entre la nacelle y el rotor.



La estructura soporta las siguientes tensiones:

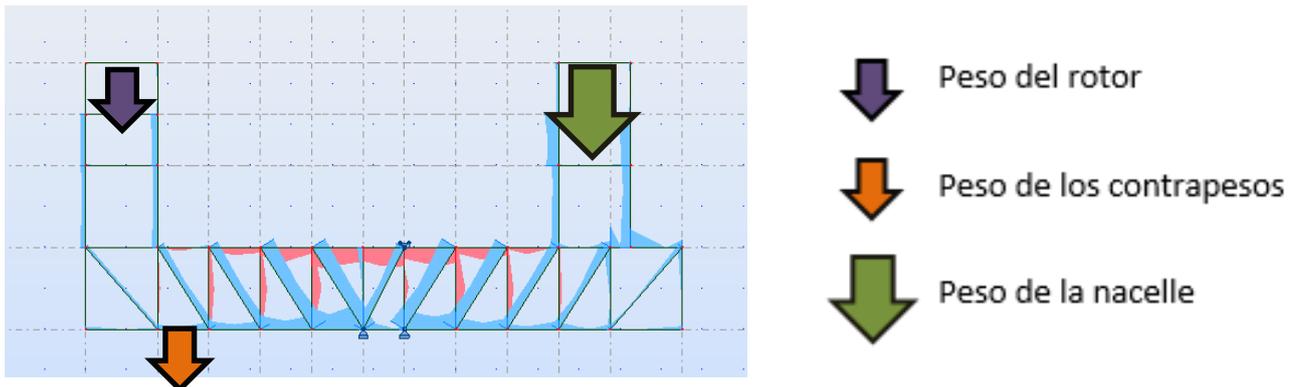




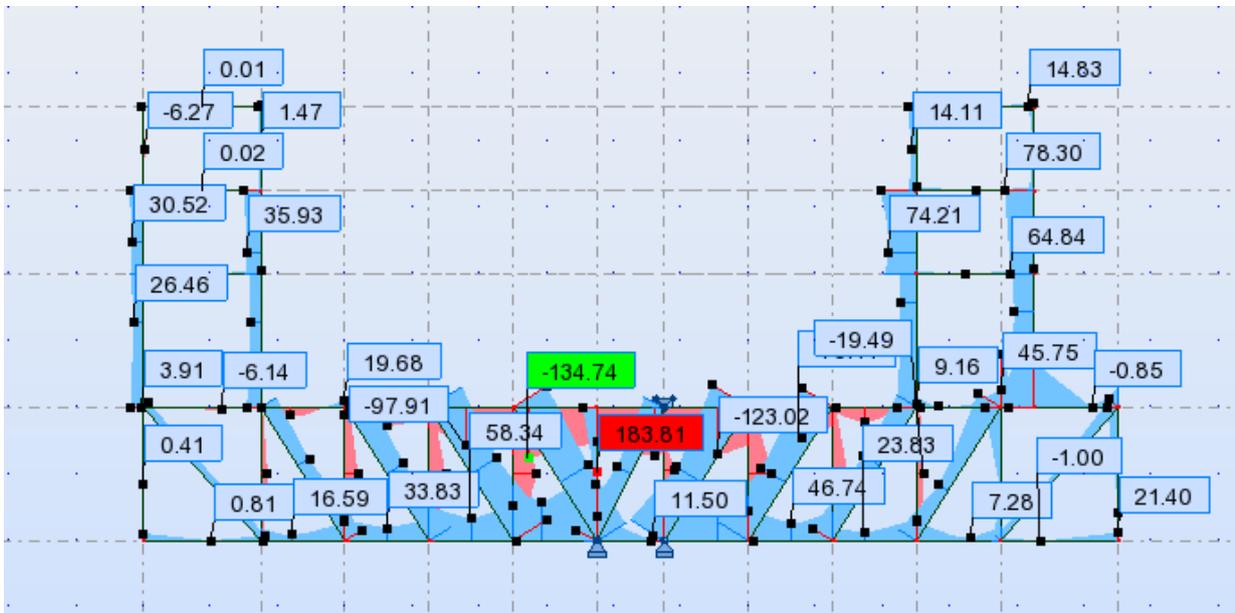
PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA AEROGENERADORES OFFSHORE

Una vez la estructura ha alcanzado la base superior de la torre, comienza la fase de colocación de la nacelle. La coordinación del movimiento de ambos contrapesos (a cada lado) y del pórtico que carga la nacelle es fundamental.

Movimiento coordinado:



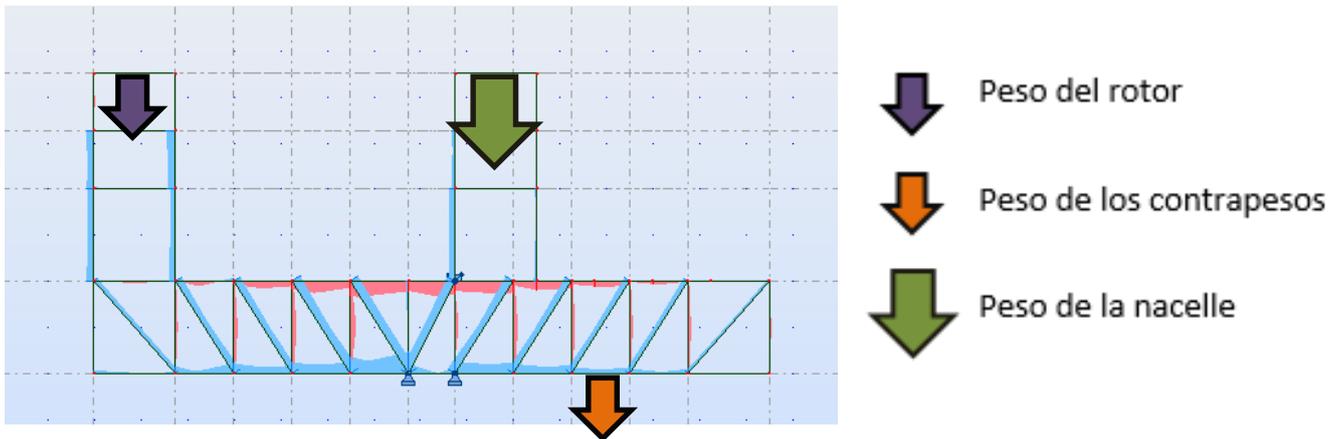
La estructura soporta las siguientes tensiones:



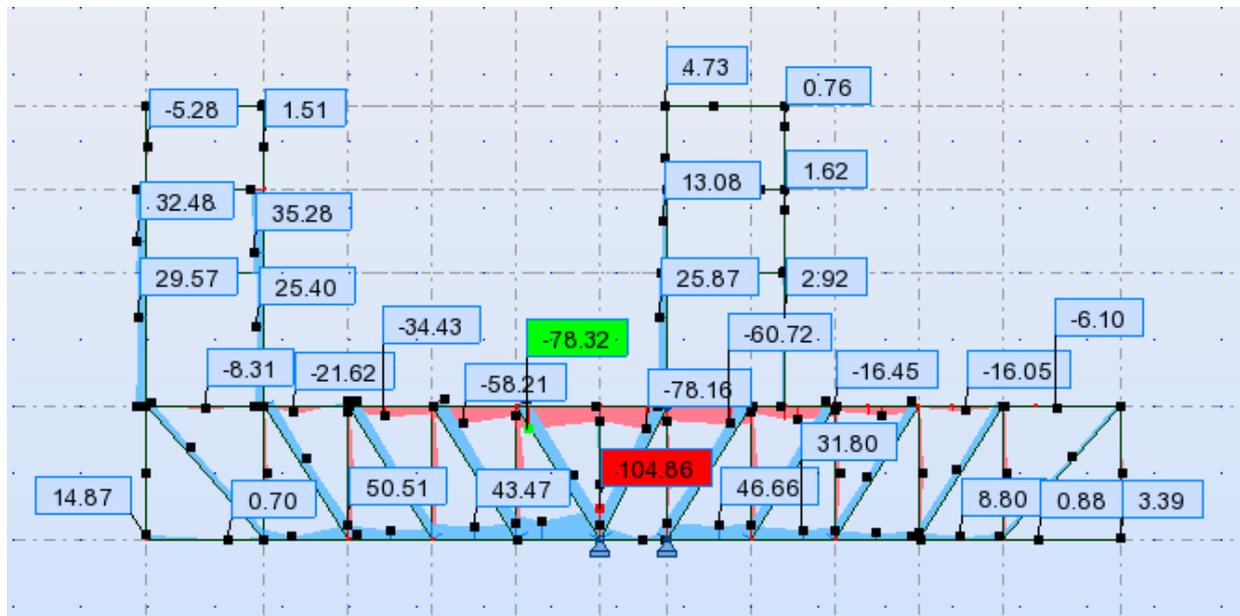


PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA AEROGENERADORES OFFSHORE

La nacelle se coloca en la vertical de su posición final, para equilibrar el peso del rotor que actúa en el extremo izquierdo, los contrapesos se colocan en el extremo derecho.



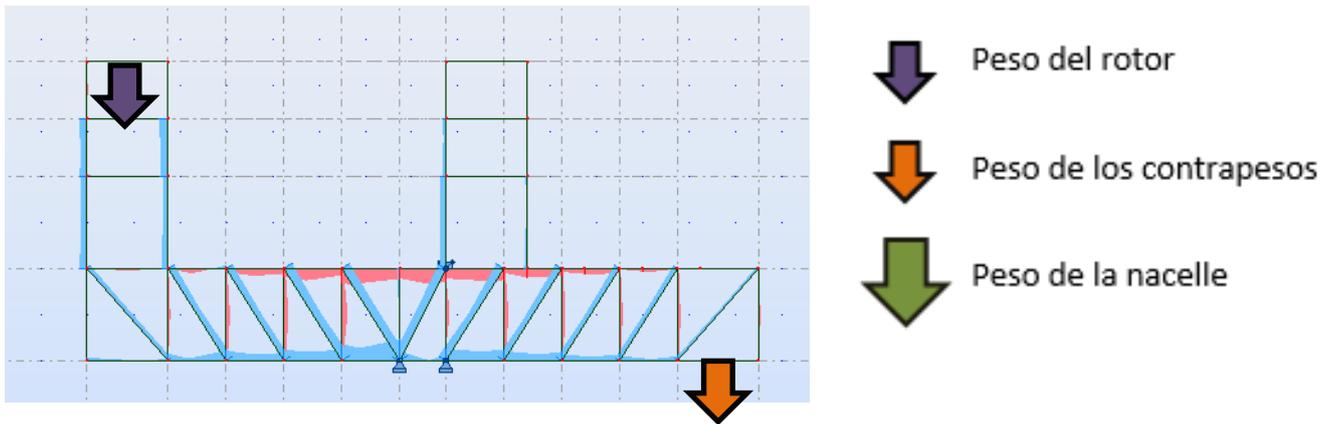
La estructura soporta las siguientes tensiones:



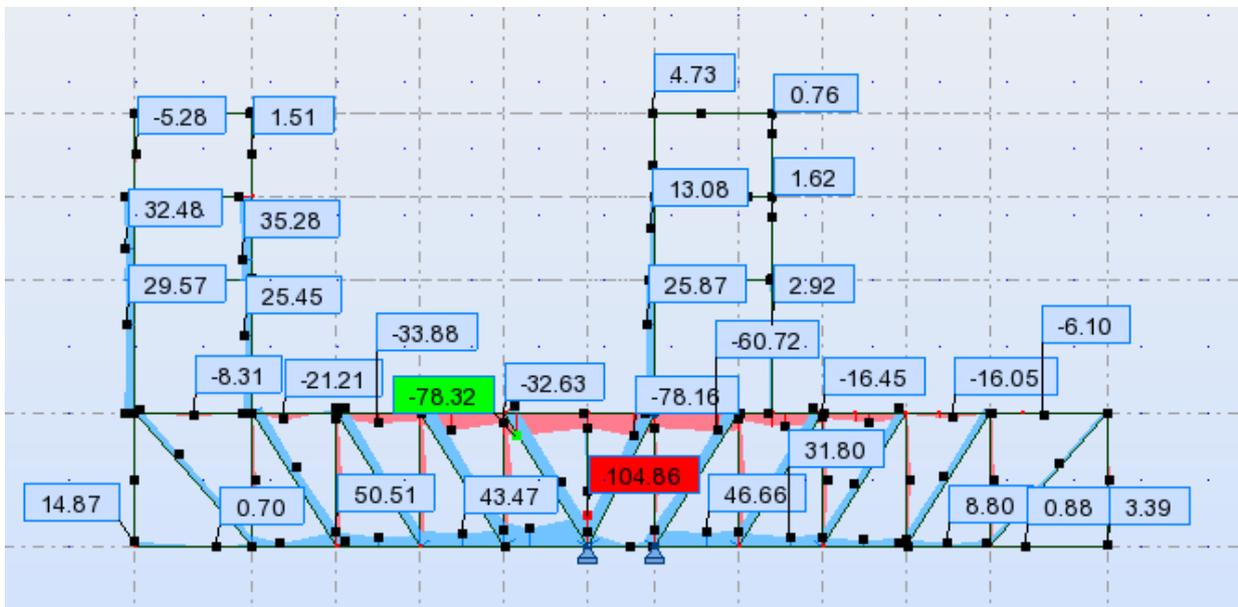


PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA AEROGENERADORES OFFSHORE

Uno de los momentos más exigentes para la estructura es cuando deposita la nacelle en su posición final. En este momento, el contrapeso tiene que equilibrar el peso del rotor. Para ello, se sitúan en lados opuestos.



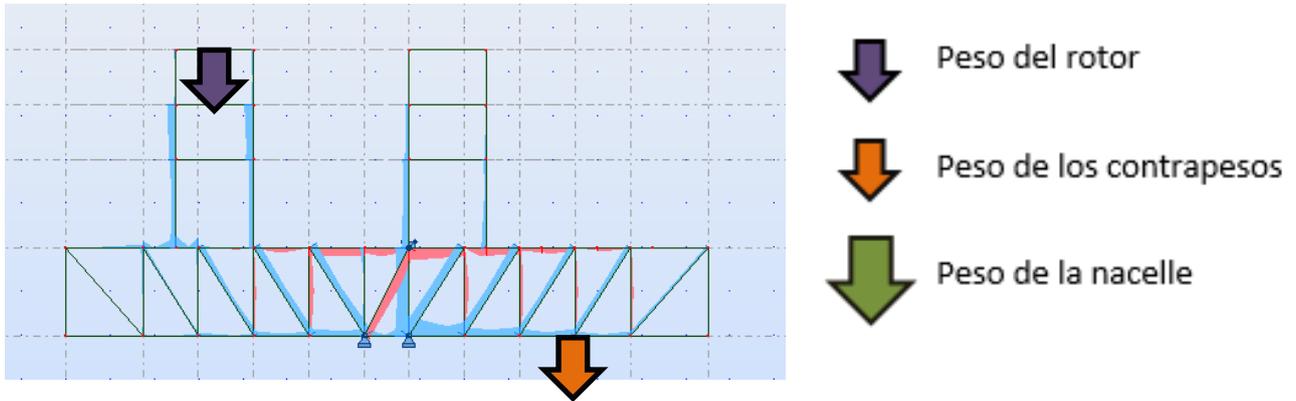
La estructura soporta las siguientes tensiones:



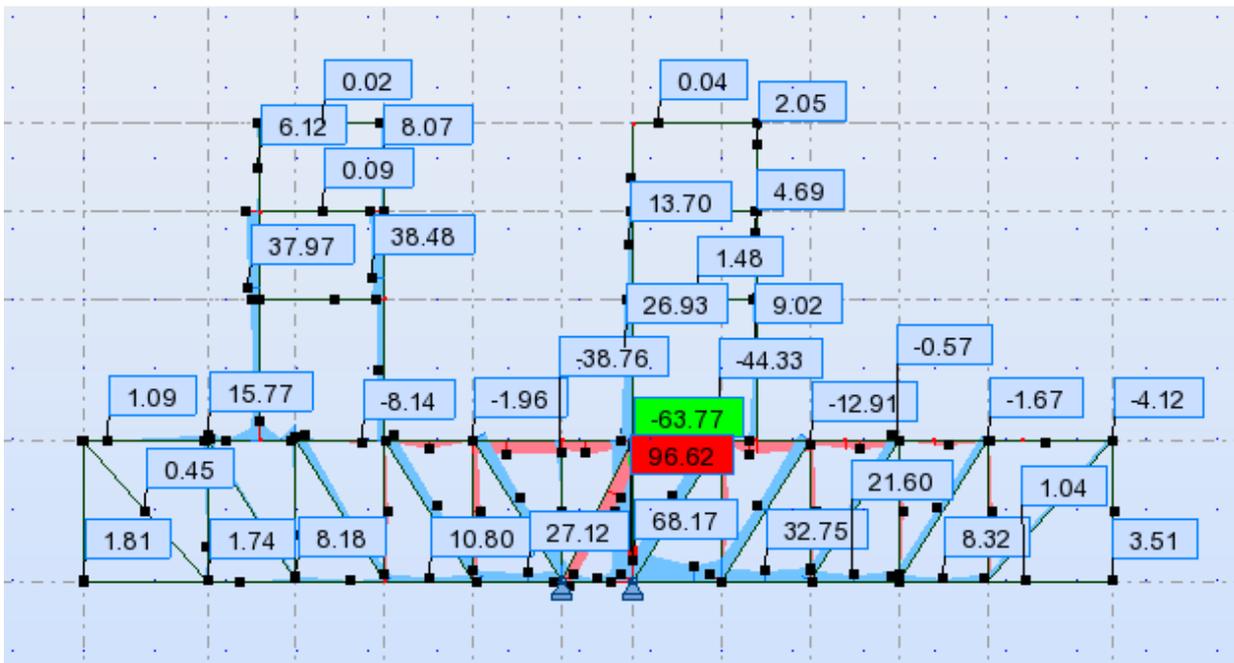


PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA AEROGENERADORES OFFSHORE

Al igual que hizo con la traslación de la nacelle, el contrapeso se coordina con el rotor en su movimiento de colocación hacia la torre.



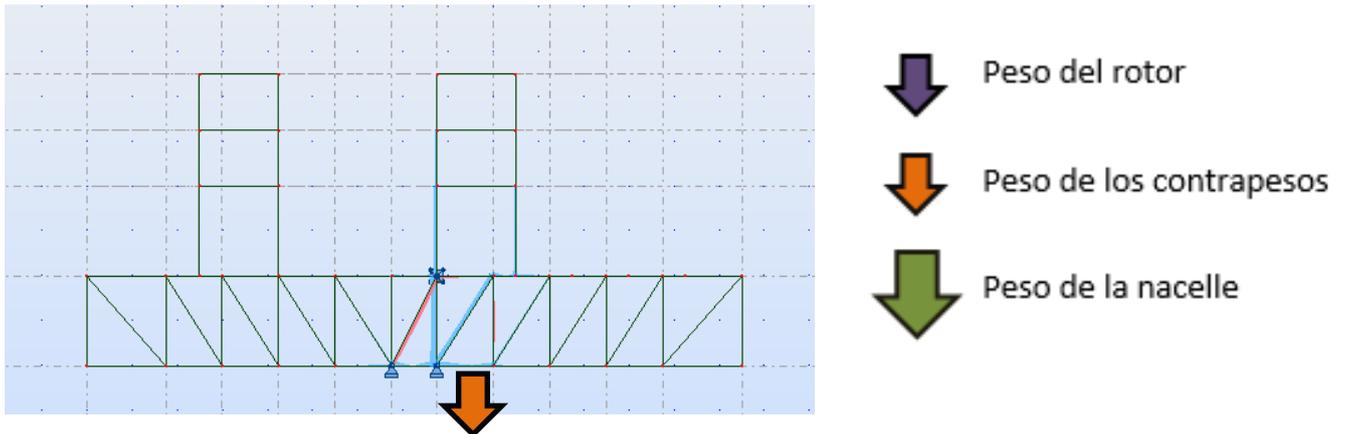
La estructura soporta las siguientes tensiones:



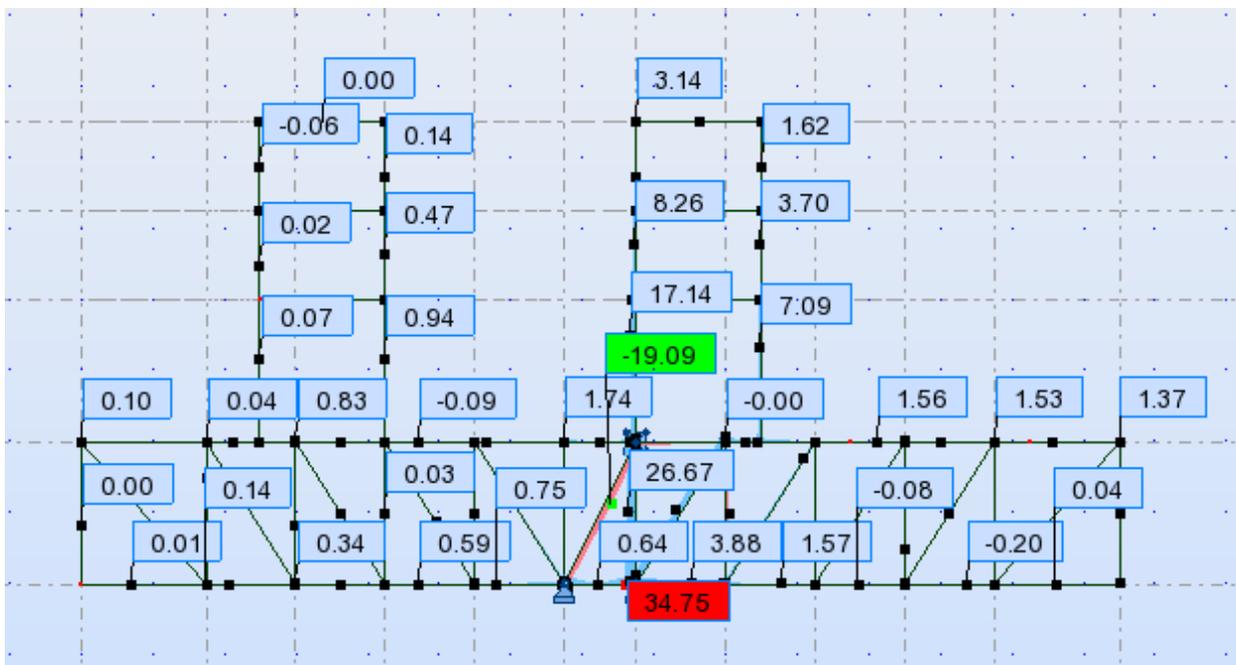


PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA AEROGENERADORES OFFSHORE

Finalmente, al montar el rotor sobre la nacelle, el sistema de elevación se libera también del peso del rotor. Seguidamente, procede a separar los pórticos para iniciar la maniobra de descenso. En esta operación los contrapesos irán centrados.

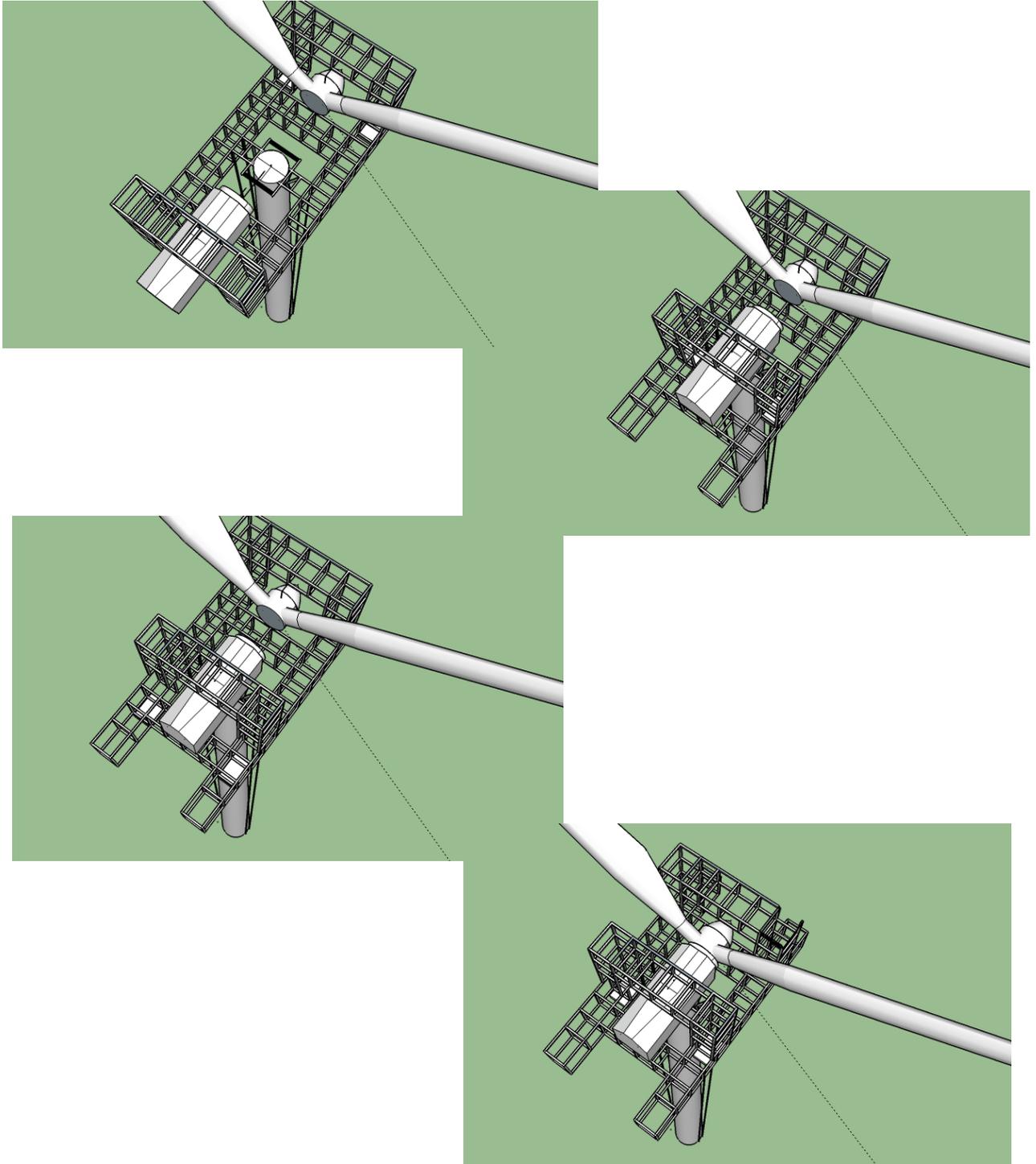


La estructura soporta las siguientes tensiones:



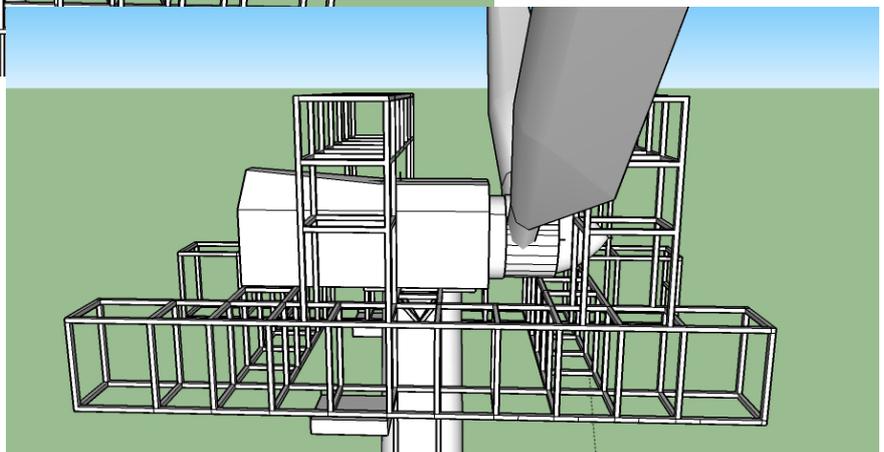
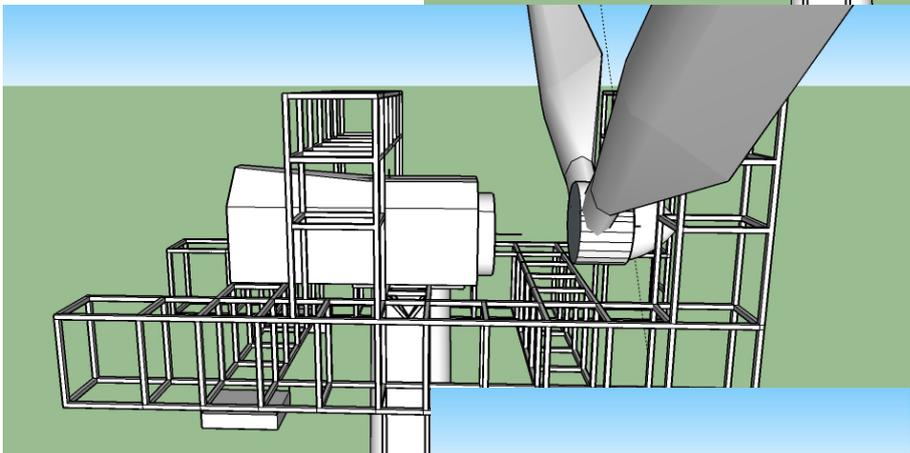
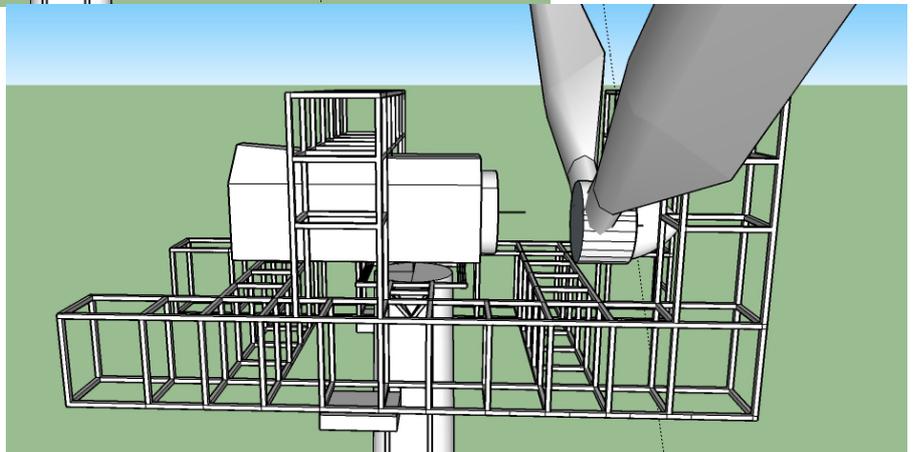
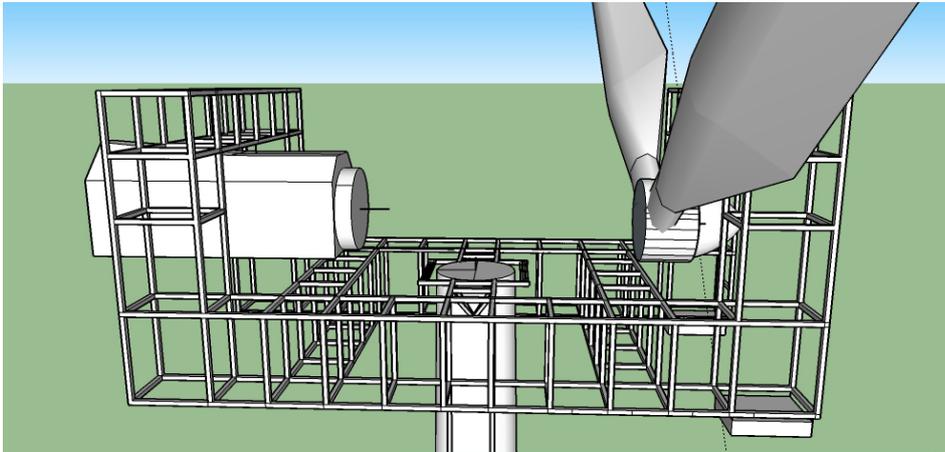


14. CAPTURAS MODELO 3D





**PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE**





15. **NORMATIVA**

Normativa de Edificación:

Acciones en la edificación

- DB SE-AE Seguridad Estructural Acciones en la edificación.
- Código Técnico de la Edificación (CTE).

Estructuras de acero

- Instrucción de acero estructural (EAE).
- DB SE-A Seguridad Estructural Acero.



16. BIBLIOGRAFÍA

1. **Álvarez, Cristóbal Medina.** Fuentes de generación alternativas. [En línea]
http://web.ing.puc.cl/~power/alumno03/alternativa.htm#_Generación__Eólica..
2. **Renovables en el Ceta.** [En línea]
<http://renovablescjc.blogspot.com.es/p/ventajas-y-desventajas-de-la-energia.html>.
3. **Miloradovic, Thomas.** European Wind Energy Association (EWEA).
[En línea]
http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA_Annual_Statistics_2013.pdf.
4. **Corbetta, Giorgio.** The European Wind Energy Association, EWEA.
[En línea]
http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/European_offshore_statistics_2013.pdf.
5. **Wind Energy Department, National Renewable Energy Center (CENER).** [En línea] <http://www.cener.com/es/energia-eolica/mapas-viento.asp>.
6. **Arenal, Jokin Rico.** *Principios de la energía eólica.*
7. **Documento Básico SE-A (Seguridad Estructural Acero).**
8. **Álvarez, Clemente.** Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). [En línea]
http://www.energiasrenovables.ciemat.es/adjuntos_documentos/Energia_Eolica.pdf.



**PROYECTO BÁSICO DE PROCEDIMIENTO CONSTRUCTIVO Y DISEÑO DE EQUIPO DE ELEVACIÓN PARA
AEROGENERADORES OFFSHORE**

Santander, Junio 2014

El autor del proyecto:
Domínguez Bargeño, Alejandro