

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS  
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN  
UNIVERSIDAD DE CANTABRIA**



***Proyecto Fin de Grado***  
**DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA PLATAFORMA FLOTANTE  
PARA UN AEROGENERADOR MARINO DE 15 MW**

Para acceder al Título de  
**GRADUADO EN INGENIERÍA MECÁNICA**

Autor: ÁLVARO IGARTUA SAN SEGUNDO

Tutor: PABLO GARCÍA FERNÁNDEZ

09/2021

# RESUMEN

El proyecto consiste en el diseño y cálculo de una estructura flotante para aerogenerador marino. Tras describir el estado del arte del sector de la energía eólica marina, seleccionamos el tipo de estructura que vamos a emplear. Presentamos el aerogenerador que llevará la estructura y evaluamos las condiciones ambientales del emplazamiento escogido, las islas Canarias.

Tras comparar diversas formas del modelo de diseño, seleccionamos la más apropiada y realizamos un cálculo de estabilidad y de cargas ambientales. Tras esto definimos una estructura y realizamos los cálculos oportunos de resistencia.

Finalmente terminamos con un presupuesto estimado del modelo.

# ABSTRACT

The project consists of the design and calculation of a floating structure for a marine wind turbine.

After describing the state of the art in the offshore wind energy sector, we select the type of structure that we are going to use. We present the wind turbine which will carry the structure and evaluate the environmental conditions of the chosen site, the Canary Islands. After comparing various shapes of the design model, we select the most appropriate one and perform a stability and environmental load calculation.

After this we define a structure and carry out the appropriate resistance calculations.

Finally, we end up with an estimated budget for the model.

# INDICE

1. MEMORIA DESCRIPTIVA.....	3
INTRODUCCIÓN.....	3
OBJETIVO.....	3
LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MAR.....	4
SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO.....	15
PROTOTIPOS EN EL MERCADO ACTUAL.....	20
SELECCIÓN DEL TIPO DE ESTRUCTURA FLOTANTE.....	30
SOLUCIÓN DISEÑADA.....	33
2. ANEXO DE CÁLCULOS.....	34
AEROGENERADOR DE REFERENCIA .....	34
SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO FINAL .....	36
DETERMINACIÓN DE CONDICIONES EXTERNAS DEL EMPLAZAMIENTO.....	42
CÁLCULO DE CARGAS, ESTABILIDAD Y RESISTENCIA ESTRUCTURAL .....	52
ESTUDIO DE ESTABILIDAD Y FLOTABILIDAD.....	54
OBTENCIÓN DE CARGAS EXTERNAS MÁS RELEVANTES.....	56
RESISTENCIA ESTRUCTURAL.....	60
3. PLANOS DE LA ESTRUCTURA.....	63
4. PLIEGO DE CONDICIONES.....	64
5. PRESUPUESTO .....	66
BIBLIOGRAFIA.....	67

# 1. MEMORIA DESCRIPTIVA

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad nos enfrentamos a una serie de retos y objetivos en relación con la transición energética. La demanda creciente de energía, unido a la necesidad de un modelo energético sostenible hace necesario el incremento en el uso de energías renovables para el futuro. La energía eólica se presenta como una de las principales alternativas. Se estima que el 20% de la demanda mundial de energía se suministrará por medio de fuentes eólicas en 2050.

Dentro de la energía eólica podemos diferenciar entre la eólica terrestre y marina. Mientras que la energía eólica terrestre se encuentra en una fase avanzada de desarrollo y explotación, la eólica marina se perfila como una alternativa en fase experimental y con gran potencial, sobretodo la eólica marina flotante. Sin embargo, el desarrollo de la energía eólica en el mar entraña algunos problemas pendientes de resolver.

Por un lado, las estructuras necesarias para los aerogeneradores son bastante más complejas y caras que las terrestres, y por otro el proceso de instalación a menudo es más costoso.

Es por ello que actualmente se está incrementando la inversión en I+D en el sector con el fin de hacerlo más rentable.

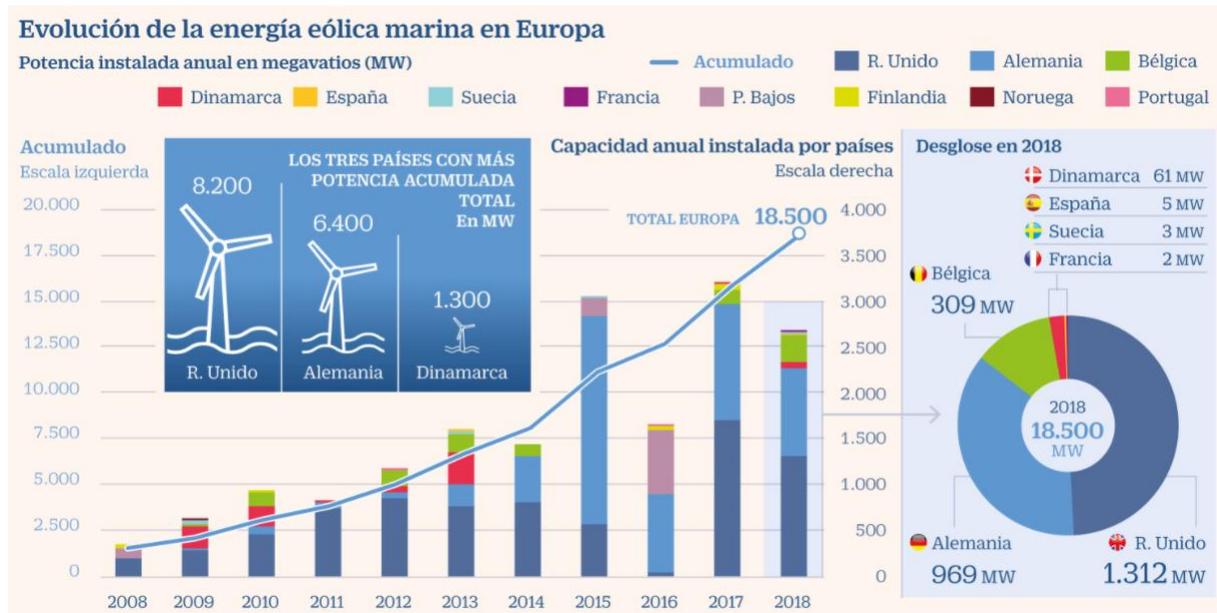
Está prevista una inversión de 20.000 millones de euros para el año 2030 en el mercado de la energía eólica de los cuales el 60% se destinará al mercado de la energía eólica offshore.

## OBJETIVO

El principal objetivo del proyecto es desarrollar una plataforma flotante para un aerogenerador marino de 15 MW, obteniendo la solución más viable económicamente posible. Para ello se valoran los diferentes tipos de plataformas que hay, se escoge uno y se desarrolla para obtener la solución óptima según las condiciones del emplazamiento.

## LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MAR

Los comienzos de esta fuente de energía tienen lugar en la década de los 90 en Dinamarca con el primer parque instalado, el *Vindeby Offshore Wind Farm*. Sin embargo, es entre los años 2005 y 2010 cuando empieza a considerarse viable su desarrollo implementándose nuevos parques hasta contar en la actualidad con una potencia total instalada de 32 GW. La siguiente imagen muestra la energía eólica marina instalada en Europa de forma aproximada.



Fuente: [https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/11/27/companias/1574873449\\_675266.html](https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/11/27/companias/1574873449_675266.html)

Para los próximos años y con el fin de cumplir los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero la UE prevé la instalación de 60 GW de energía eólica marina para el año 2030 y 300GW para 2050. Actualmente el mayor crecimiento del sector está teniendo lugar en el mercado asiático, en China.

## VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA ENERGÍA EÓLICA MARINA

La EOM cuenta con múltiples ventajas respecto a la EOT:

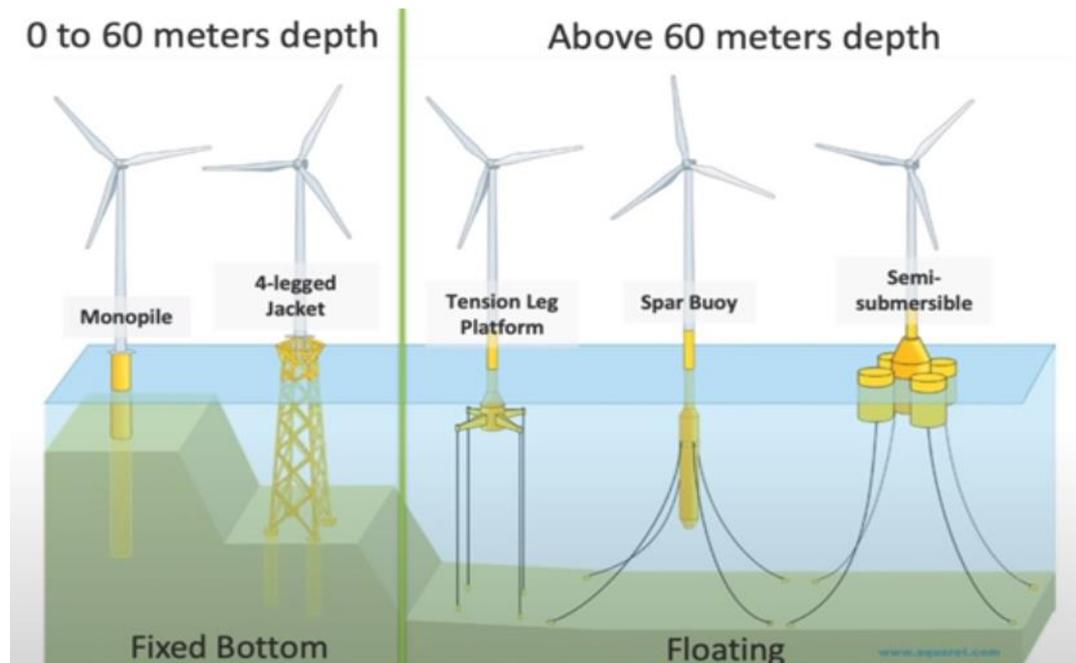
- El recurso eólico que existe en el mar es mayor que en tierra (hasta el doble que en un parque terrestre medio). La velocidad del viento es más constante y con menores turbulencias, lo que se traduce en un mayor rendimiento.
- Al ubicarse mar adentro, el impacto visual y acústico es muy pequeño, por lo que además se pueden emplear aerogeneradores más grandes y con palas más eficientes.
- Se pueden aprovechar superficies muy extensas. Gracias a esto, los parques eólicos marinos suelen tener varios cientos de megavatios de capacidad instalada.
- La facilidad del transporte marítimo —que posee pocas limitaciones respecto a la carga y las dimensiones en comparación con el terrestre— ha hecho posible que en el mar los aerogeneradores alcancen potencias unitarias y tamaños mucho mayores que en tierra.

Con respecto a las desventajas:

- Es una tecnología poco desarrollada. Las estructuras marinas resultan más caras y complejas de fabricar.
- Los costes de instalación en offshore son aproximadamente el doble que en tierra. Esto se debe fundamentalmente al proceso de cimentación y al de conexión eléctrica. Son necesarios barcos especiales de transporte, así como barcos grúas, no existiendo una oferta muy amplia en este aspecto.
- Los costes de operación y mantenimiento también son elevados, debido a las particulares condiciones marinas.

## TIPOS DE SUSTENTACIONES PARA AEROGENERADORES MARINOS

Existen 2 tipos de sustentaciones para aerogeneradores marinos: bases fijas y estructuras flotantes. Las instalaciones de aerogeneradores marinos offshore realizadas hasta la fecha emplean generalmente cimentaciones fijas por su menor coste, sin embargo, tienen una limitación de uso en cuanto a la profundidad de instalación, siendo la máxima rentable de 60 metros. A partir de 60 metros las estructuras flotantes pasan a ser la alternativa viable.



Fuente: [https://www.researchgate.net/figure/Offshore-wind-turbine-foundation-designs-l-r-monopile-jacket-foundation-tension-leg\\_fig1\\_341966105](https://www.researchgate.net/figure/Offshore-wind-turbine-foundation-designs-l-r-monopile-jacket-foundation-tension-leg_fig1_341966105)

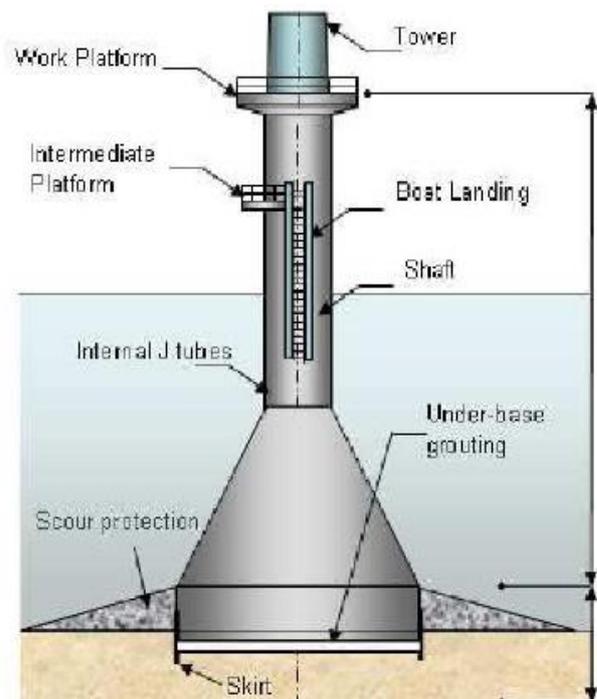
La profundidad media de los parques offshore actuales es de 27 m, a una distancia media de la costa de 40 Km. Las tecnologías empleadas para las estructuras proceden en gran parte de la industria del petróleo, mucho más desarrollada.

## SUSTENTACIONES FIJAS

Los mares del norte de Europa reúnen condiciones favorables para el desarrollo de estructuras marinas fijas. Tenemos varios tipos en función de la profundidad y las condiciones del fondo.

### BASE DE GRAVEDAD

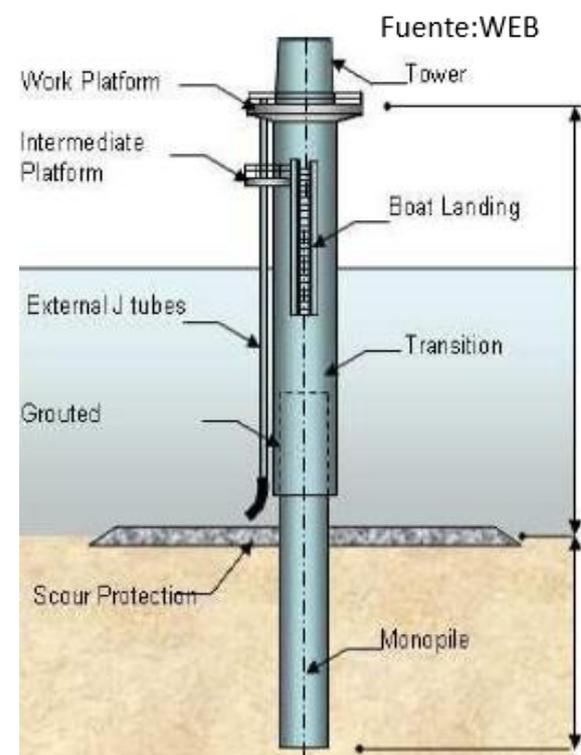
Basan su estabilidad en un gran peso situado en la parte inferior. Este tipo de cimentación se compone principalmente por un eje central de hormigón o acero donde se encajará el eje del aerogenerador, y unos faldones que van lastrados para anclar la base al fondo marino. Se suele lastrar con arena, mineral de hierro o roca y el ancho de la base se puede modificar para adaptarse a las condiciones del emplazamiento. Hay que tener muy en cuenta las corrientes y el oleaje ya que pueden derivar en la erosión de los materiales. Es rentable hasta los 30 metros de profundidad.



Fuente:WEB

### MONOPILOTE

Consiste en un pilar de acero de hasta 6 m de diámetro y hasta 150 mm de espesor insertado en el fondo marino. Es la estructura más común por su bajo costo. Su peso es de en torno a 650 toneladas. Su instalación se hace por lo general flotando la estructura a la posición deseada y guiando la base al fondo utilizando martillos hidráulicos. Este tipo de estructuras presentan bastante problemática en cuanto a vibraciones y desviaciones provocadas por las cargas laterales y los momentos de flexión debidos a las condiciones ambientales del viento, las corrientes, el oleaje y las mareas. Es rentable hasta los 30 metros de profundidad.

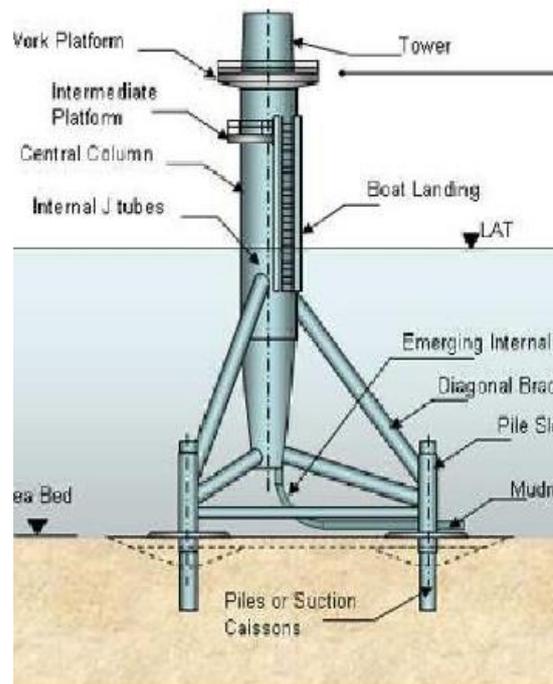


Fuente:WEB

### TRÍPODE

La estructura tipo trípode consiste en un eje central dividido en su parte inferior en 3 pilotes que se insertan en el fondo marino. Como ventaja, puede instalarse a mayor profundidad que las anteriores, hasta 65 metros. Tiene la desventaja de su difícil fabricación y complicado transporte debido a su peso, sin embargo, resulta más barata que la de tipo Jacket.

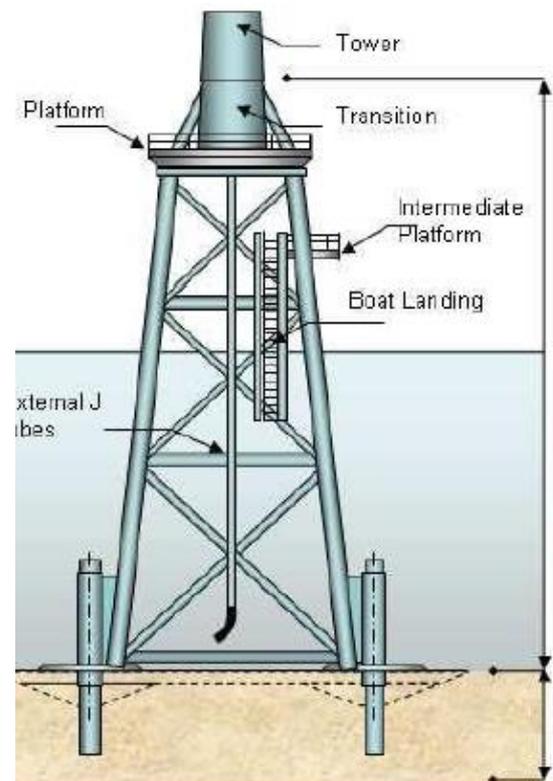
Un ejemplo de instalación que emplea este tipo de estructura son los aerogeneradores del parque eólico marino de Bard, en Dinamarca.



Fuente:WEB

### CELOSÍA O JACKET

Su estructura se compone de una red de barras de acero formando una celosía las cuales van enclavadas al fondo marino a través de unos pilotes. Es bastante económica en cuanto a costes de materiales, sin embargo, su ensamblaje y logística de almacenamiento pueden encarecer los costes. El estudio de la corrosión en este tipo de estructuras es un punto determinante. Esta protección suele realizarse mediante ánodos de sacrificio, epoxi y galvanizado además de tratamientos superficiales de pintura. La principal ventaja que ofrece este diseño frente a otros tipos de cimentaciones es la mayor rigidez. Admite gran profundidad de instalación, hasta 65 metros.

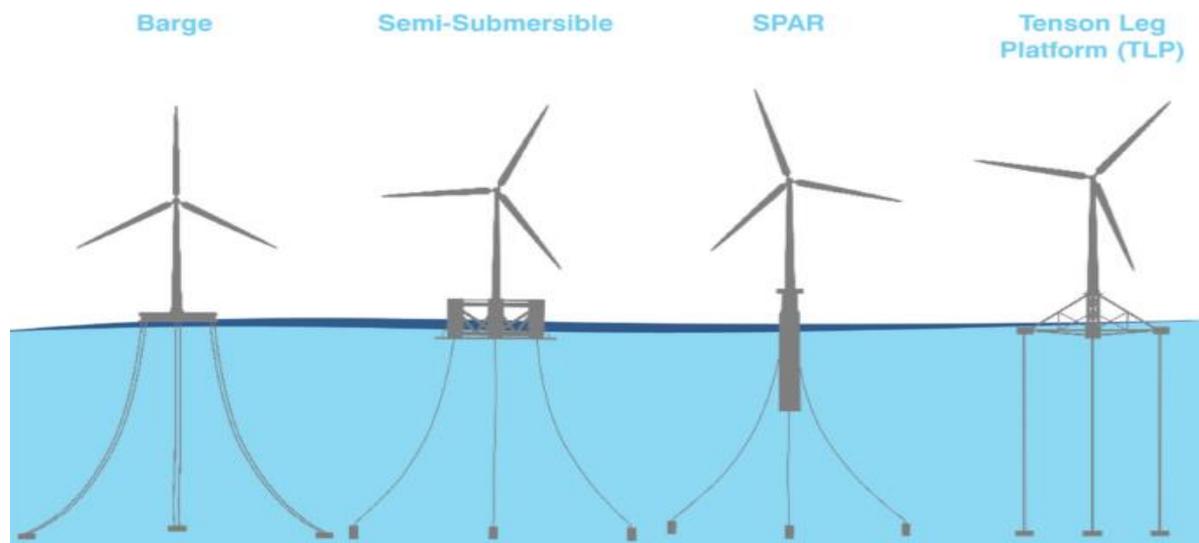


Fuente:WEB

## ESTRUCTURAS FLOTANTES

Se utilizan a partir de 60 metros de profundidad. Si bien son más caras y están menos desarrolladas, situar los aerogeneradores más lejos de la costa permite desarrollar su tamaño y por lo tanto su capacidad de producción.

Dentro de las bases flotantes tenemos 4 tipos bien diferenciados, que sin embargo se combinan para dar lugar a las estructuras flotantes actuales.



Fuente: <https://link.springer.com/article/10.1007/s40684-020-00269-5>

### ESTRUCTURA SPAR

Consiste en un tubo cilíndrico alargado que posee un gran flotador en su parte superior y se estabiliza por las grandes cantidades de lastre en su parte inferior. De esta manera baja el centro de gravedad por debajo del centro de carena. La estructura va fija a fondo mediante unas líneas de amarre que lo sujetan y ayudan a estabilizarlo.

Su diseño es simple, fácil de fabricar. Posibilita usar materiales más baratos como hormigón. Está poco expuesto al oleaje. Además, posee una excelente estabilidad.

En su contra tiene un gran peso y un calado muy profundo que limita los emplazamientos disponibles y obliga a usar embarcaciones caras para su transporte.

La gran cantidad de masa sumergida puede sufrir de los efectos del biofouling o la corrosión.

Fuente:WEB

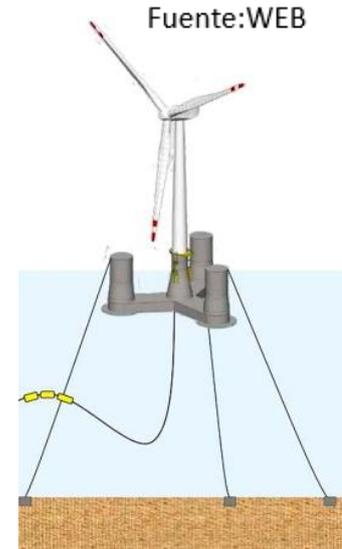


### ESTRUCTURA SEMISUMERGIBLE

Este tipo de estructura se estabiliza debido a su gran superficie de flotación. Cuenta con varios flotadores (normalmente 3 o 4) separados gran distancia del centro de gravedad y unidos rígidamente entre sí. Además, cuenta con un sistema de amarre que mantiene la posición y proporciona estabilidad adicional a la plataforma.

Se caracteriza por su bajo calado, que posibilita su montaje completo en puerto a fin de abaratar su transporte al lugar de destino. Además, es versátil en cuanto a la profundidad de instalación y fondo marino se refiere.

Por contra este tipo de soporte resulta bastante caro, pues su fabricación es compleja y la cantidad de acero necesaria es de gran magnitud. Además, amenudo requiere de sistemas de lastre activos que encarecen la estructura. Está más expuesta al oleaje e inclemencias del tiempo.



### ESTRUCTURA TLP (ESTABILIZADAS POR LINEAS DE AMARRE)

El aerogenerador se fija sobre una estructura flotante cuyo flotador va completamente sumergido, ejerciendo una fuerza de empuje ascensional de gran magnitud. Dicha fuerza se contrarresta mediante unos tendones fijados a la plataforma y al fondo marino con una pretensión determinada, los cuales estabilizan la plataforma.

Entre las ventajas de este tipo de soporte flotante encontramos una baja masa estructural y una excelente estabilidad, además de la poca exposición al oleaje que tiene. Puede ser completamente ensamblado en tierra y transportado al lugar de destino, lo que reduce los costes.

Como inconvenientes encontramos un complejo proceso de instalación y la necesidad de buques específicos caros en la mayoría de los casos. La durabilidad y las complicaciones derivadas de las altas cargas del sistema de anclaje encarecen la estructura. Hay pocos conceptos desarrollados con este sistema.



### ESTRUCTURA TIPO BARCAZA

Consiste en una gran superficie flotante a modo de barco. El principio es el mismo que en el modelo semisumergible, pero se distingue por tener solo un flotador que forma parte de la estructura. Necesita gran cantidad de material.

Este tipo de estructura puede presentar inconvenientes en condiciones extremas de mar, conque es necesario estudiar con detalle las condiciones del emplazamiento.

Como ventaja destacable, al igual que en el semisumergible se puede realizar su completo ensamblaje en tierra y así evitar caras embarcaciones de transporte.



Fuente:WEB

## SISTEMAS DE POSICIONAMIENTO

Los sistemas de posicionamiento son una parte muy importante de cualquier estructura marina flotante. Son los encargados de proporcionar estabilidad adicional y mantener la posición, evitando por ejemplo que la estructura se gire sobre sí misma o se desplace a otra ubicación. En las plataformas tipo TLP es decisivo el sistema de anclaje.

Se puede dividir en 3 partes: punto de anclaje, conectores y línea de anclaje.

### LÍNEAS DE ANCLAJE

**Cadenas.** Sistema tradicional, muy testado. Es el más común para aguas de hasta 100 metros de profundidad.

Tienen gran resistencia mecánica y a la abrasión, lo que las hace idóneas para el contacto con fondo marino. Son en general pesadas, por lo que según aumenta la profundidad generan gran fuerza gravitacional teniendo que incrementar la flotabilidad de la estructura. Estos factores incrementan los costes. Los coeficientes de seguridad se ven incrementados cuando las condiciones encarecen el efectuar revisiones periódicas, por ejemplo, a gran profundidad, lo que también incrementa los costes.

Causas de falla de una cadena: Sobrecarga, retorcimiento, flexión, golpes, impactos, corrosión, desgaste, fatiga, soldaduras defectuosas.

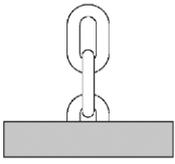
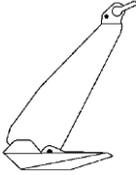
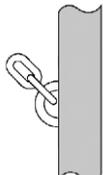
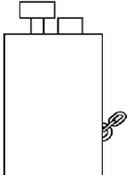
**Cables de acero.** Su uso está bastante extendido. Tienen buenas prestaciones, son fáciles de colocar y no son excesivamente caros. En comparación con las cadenas tienen menor peso, mayor elasticidad y similar resistencia, lo que supone una ventaja para mayores profundidades. Sin embargo, son sensibles a corrosión al igual que las cadenas. Un punto muy crítico son las terminaciones en donde se instalan los conectores. Ideales para profundidades de 300 m o más.

**Cables ligeros o de fibras sintéticas.** De reciente creación, con propiedades muy variables y con poco conocimiento de su durabilidad.

Su comportamiento depende mucho de las fibras y material usado. Tienen un peso propio despreciable, conque la flotabilidad es prácticamente neutra. Además, son materiales que no sufren corrosión, de especial importancia en ambiente marino.

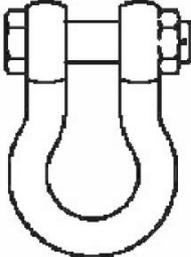
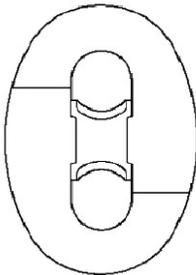
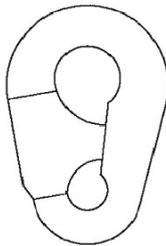
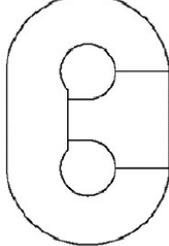
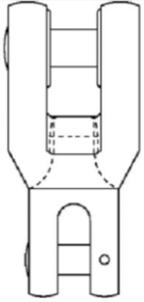
Sin embargo, son sensibles a la abrasión interna entre fibras y externa con otros objetos, especialmente durante la instalación; también a cortes o a mordiscos de peces, a diferencia de cadenas y cables de acero. Los materiales empleados suelen ser nylon, poliéster, polietileno y polipropileno, sin embargo, la tendencia es al uso de materiales orgánicos.

**PUNTO DE ANCLAJE**

Peso muerto	Ancla convencional	Ancla de carga horizontal y vertical	Pilote	Ancla de succión
				

Fuente: Sistemas de fondeo y anclaje J. L. Almazán Gárate

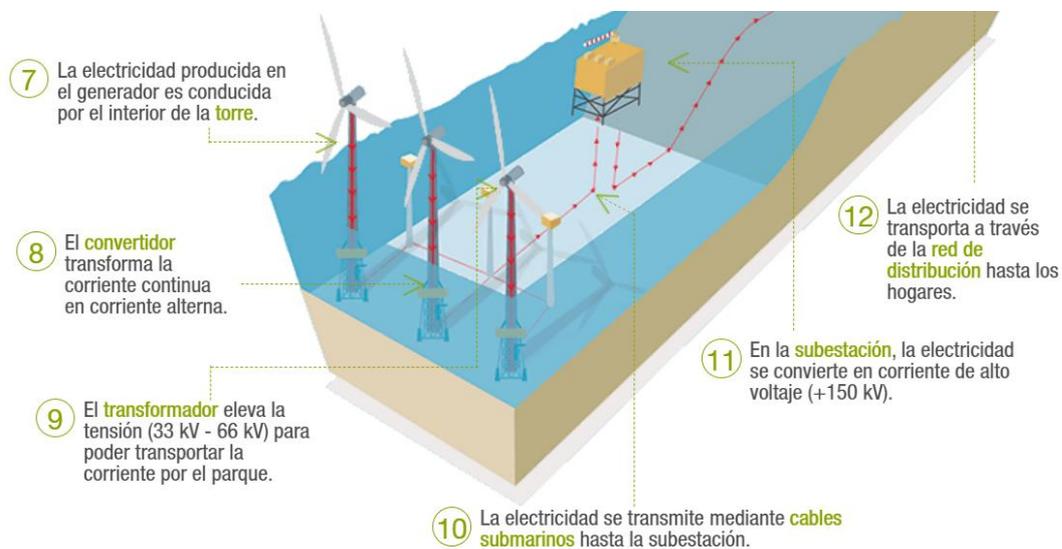
**CONECTORES**

Argollas	Eslabón tipo KENTER	Forma de pera	Tipo C	Giratorio
				

Fuente: Sistemas de fondeo y anclaje J. L. Almazán Gárate

## PARQUES EÓLICOS MARINOS

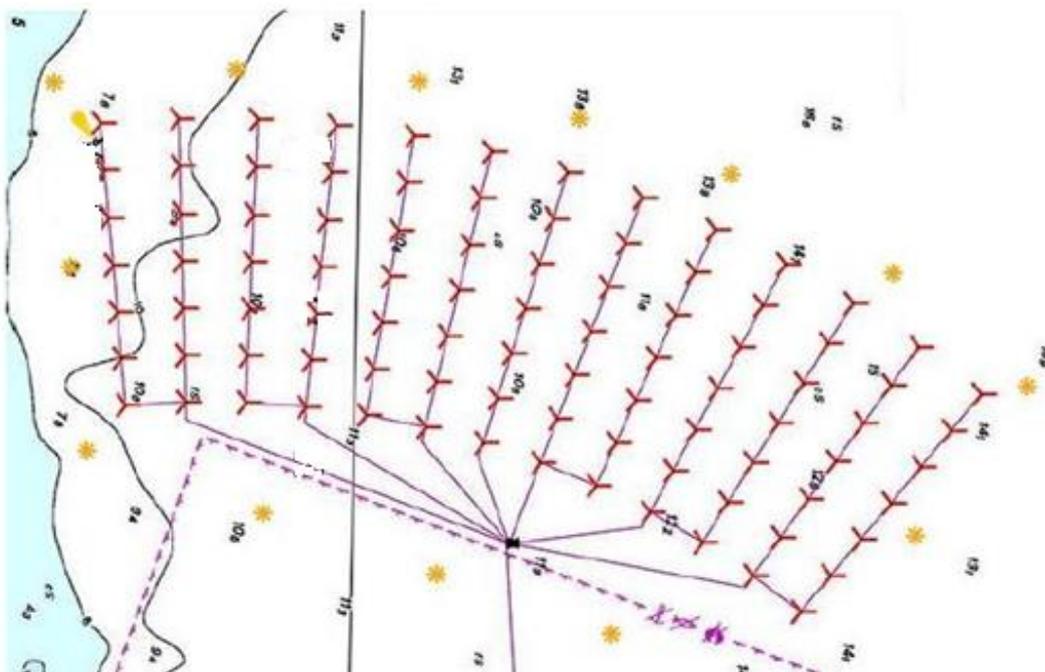
En la siguiente imagen podemos ver el esquema de funcionamiento.



Fuente: <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/como-funciona-la-energia-eolica-marina>

La posición de los aerogeneradores en el parque es un factor importante, pues la influencia que se ejercen entre ellos puede determinar un mayor o menor rendimiento. Deben estar separados una distancia mínima con el fin de minimizar interacciones entre ellos bien por el sistema de amarre o por la estela que producen.

Fuente:WEB



## SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

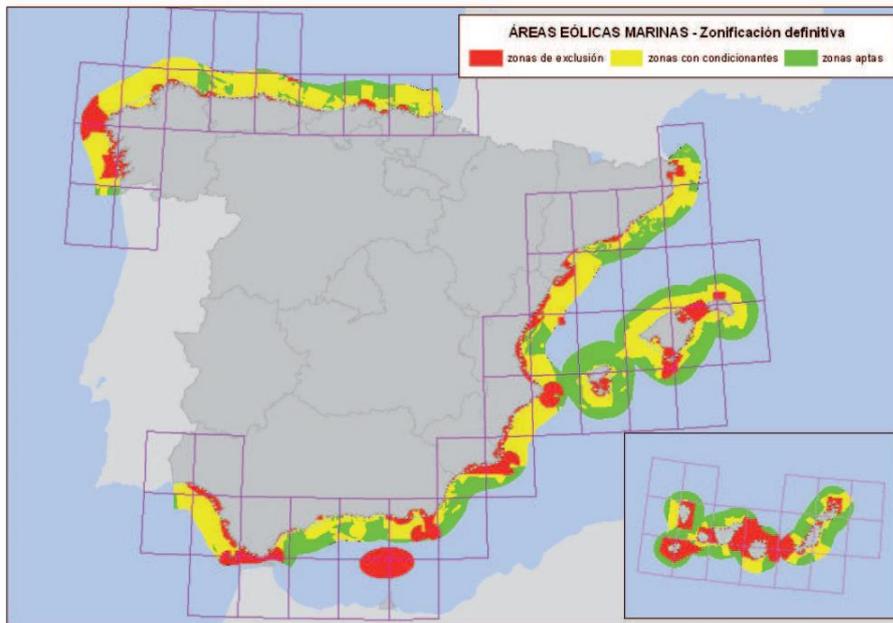
Tal y como hemos mencionado anteriormente, el emplazamiento de nuestro prototipo va a estar ubicado en la costa española. Sin embargo, el objetivo principal de este proyecto es el desarrollo de una base flotante para aerogenerador marino, por lo que la selección de emplazamiento no es un factor de mayor importancia, sino que se realiza a razón de obtener unas condiciones externas de referencia para realizar nuestros cálculos. En este proyecto planteamos algunos condicionantes importantes en la selección, así como una breve descripción del proceso de selección simplificándolo.

### FACTORES EN LA SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

#### 1. Zonas habilitadas para la ubicación de parques eólicos marinos.

El estudio estratégico ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos del 20 de abril de 2009 tiene en cuenta la naturaleza de los fondos, los recursos y actividades pesqueras y marisqueras, las concesiones actualmente existentes en el dominio público marítimo-terrestre, la biodiversidad y áreas protegidas, el patrimonio cultural, la seguridad para la navegación y el paisaje. Obtenemos:

- Zonas de exclusión (rojo), que responden a las zonas que no son aptas para la instalación de parques eólicos marinos por haber sido identificados potenciales efectos ambientales como incompatibles, o por conflictividad con otros usos del medio marino considerados prioritarios.
- Zonas aptas con condicionantes ambientales (amarillo), entendiéndose como zonas en las que se ha deducido la posibilidad de ocurrencia de determinados efectos ambientales negativos por la instalación de parques eólicos, en los que deberá profundizar la evaluación de impacto ambiental de los correspondientes proyectos.
- Zonas aptas (verde), entendiéndose éstas como zonas para las que no se ha detectado, en base a la información disponible en el momento de la elaboración del estudio, ninguna probable afección ambiental a escala de planificación.

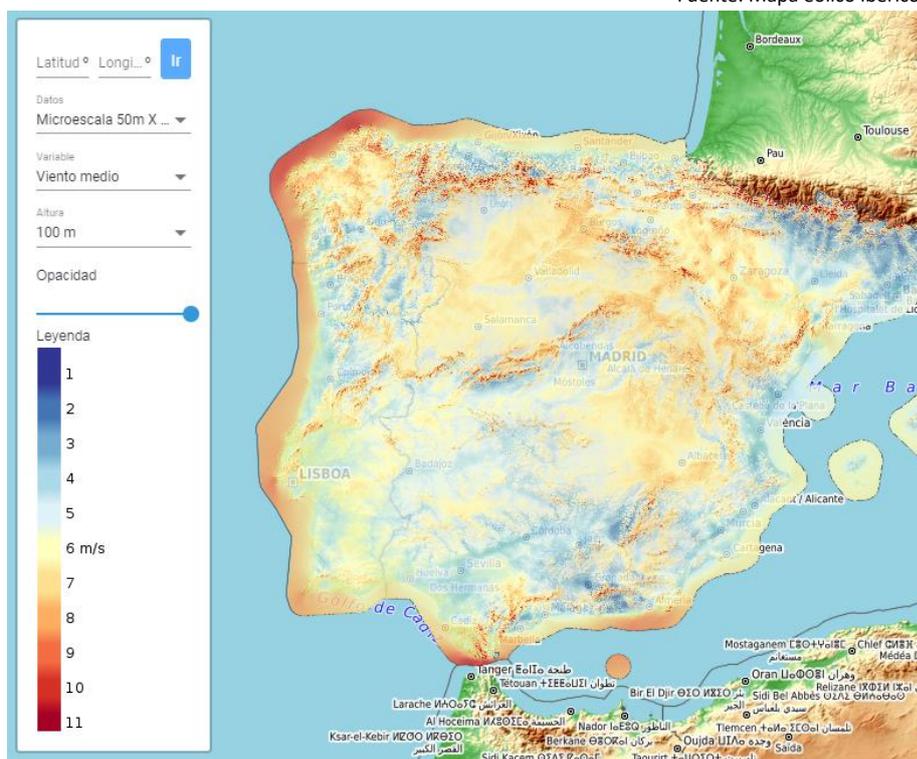


Fuente: Estudio estratégico litoral español

## 2. Recurso eólico.

Es un parámetro esencial que repercute de forma directa en la rentabilidad del parque eólico. Los investigadores de CENER (Centro Nacional de Energías Renovables) han desarrollado una plataforma online para consultar los datos sobre recursos eólicos de la península ibérica, a nivel de microescala y mesoescala. También disponemos de mapas de recurso eólico en Europa (atlas eólico europeo) y global (atlas eólico global).

Fuente: Mapa eólico ibérico



### 3. Profundidad.

Muy influyente en los costes del proyecto, pues a medida que se incrementa la profundidad, el sistema de anclaje o “mooring” resulta mucho más costoso. La costa española se caracteriza por tener gran profundidad a poca distancia de la costa, debido a una plataforma continental que disminuye muy rápidamente.

Fuente: [http://www2.ign.es/MapasAbsysJPG/11-I-12\\_01.jpg](http://www2.ign.es/MapasAbsysJPG/11-I-12_01.jpg)



### 4. Distancia a la costa.

Influye en dos factores: la longitud de conexión eléctrica a tierra y el coste de operaciones de instalación, mantenimiento o reparaciones.

### 5. Proximidad de industria auxiliar.

Localizaciones próximas de industria auxiliar influyen directamente en los costes operativos.

## **6. Esquemas retributivos.**

Es necesario estimar los ingresos por la venta de energía valorada al precio de mercado, los costes de explotación y la inversión inicial, además de otros aspectos como desgravaciones fiscales, subvenciones, primas, etc.

## **7. Características geológicas del fondo marino.**

Las características geotécnicas del fondo marino determinan qué sistemas de anclaje resultan más apropiados, ya que no todos los sistemas sirven para todos los fondos. Además, también se deben considerar en cuanto al trazado del cable submarino de transporte de energía eléctrica.

## **8. Condiciones ambientales del emplazamiento.**

Un emplazamiento con condiciones ambientales más favorables (oleaje, salinidad, corrientes...) permite desarrollar un prototipo con unos menores costes tanto de CAPEX como OPEX.

## **9. Conexión a la red eléctrica.**

La proximidad a instalaciones de red eléctrica o a centros de transformación de energía eléctrica es un condicionante importante que puede encarecer en gran medida el proyecto.

## **10. Restricciones medioambientales.**

Aunque es un factor que en parte ha sido tenido en cuenta en el estudio estratégico ambiental, en los estudios de detalle de los proyectos deberá incluirse un análisis de impacto ambiental completo del emplazamiento.

## **11. Navegación aérea.**

Los aerogeneradores deben señalizarse conforme la normativa correspondiente, y no generar interferencias entre las comunicaciones aéreas.

### **12. Acceso a financiación, subvenciones, etc.**

Unas mejores condiciones de financiación o subvenciones a energías renovables favorecen la creación de instalaciones de plantas eólicas marinas.

### **13. Impacto visual.**

Una distancia mínima de 8 km a la costa disminuye enormemente el impacto visual de los aerogeneradores marinos.



Fuente: WEB

### **14. Trámites administrativos.**

Resulta imprescindible conocer los trámites necesarios para la implantación de un parque eólico marino. El Real Decreto 1028/2007 del 20 de junio detalla el procedimiento administrativo para la tramitación de solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica marina en España.

### **15. Estabilidad Jurídica de un territorio.**

La inestabilidad jurídica de un territorio puede hacer perder el interés de inversión en ese lugar.

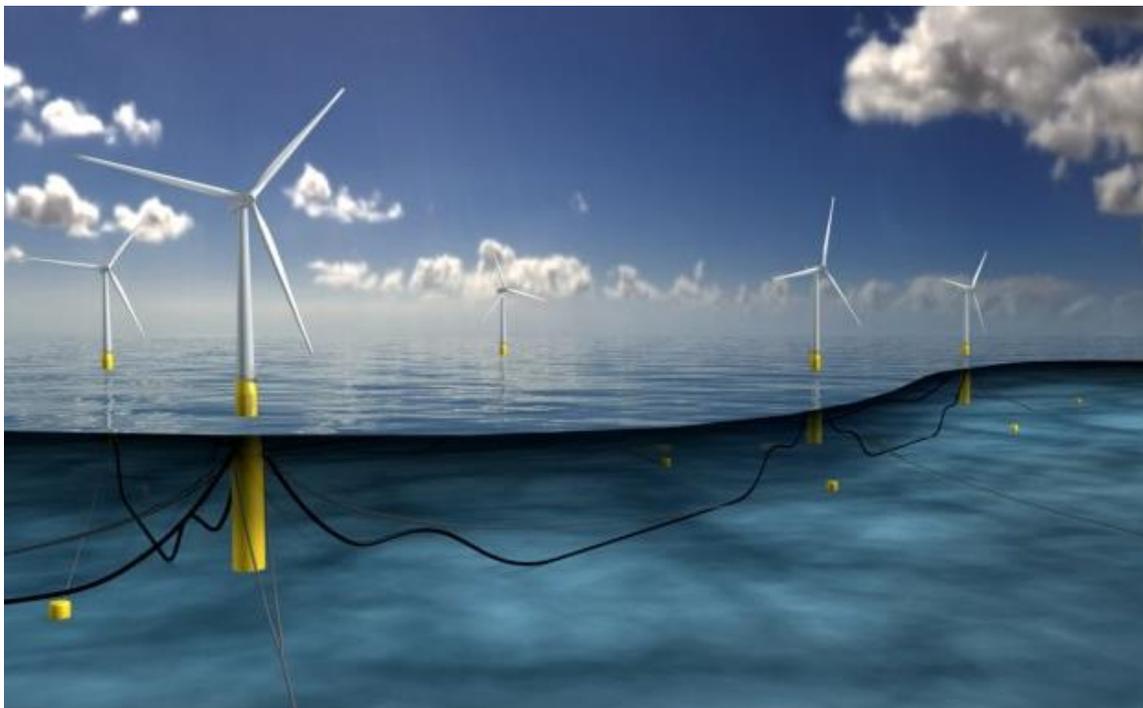
### **16. Actividades militares, pesqueras, náutico-recreativas, rutas de navegación, instalaciones anexas, exploraciones de gas y petróleo...**

## PROTOTIPOS EN EL MERCADO ACTUAL

### HYWIND. EQUINOR

Consiste en un soporte tipo spar diseñado por la empresa energética Equinor. Existen dos modelos, el Hywind 2MW y 6MW. El primero nace como prototipo en 2011, y el segundo en 2015 dado el buen desempeño del anterior. En la siguiente imagen se muestran las características de ambos.

DIMENSION	HYWIND DEMO 2.3 MW KARMØY, NO	HYWIND SCOTLAND 6.0 MW BUCHAN DEEP, UK
Mass	5300 tonnes	11200 tonnes
Draught	100 m	78 m
Hub height	65 m	98 m
Water depth	220 m	105 m
Substructure Diameter	8.3 m	14.4 m
Rotor diameter	85 m	154 m
Anchor	Drag embedded anchor	Suction anchor
Mooring	Wire/chain	Chain



Fuente: <https://www.equinor.com/en/what-we-do/floating-wind/how-hywind-works.html>

## WINDFLOAT. PRINCIPLE POWER

Se basa en el tipo semisumergible. Pertenece a Windplus, propiedad conjunta de varias empresas, entre las que se encuentra Repsol.

Está formado por 3 flotadores unidos mediante refuerzos. El aerogenerador se sitúa encima de uno de los flotadores de manera que abarata los costes de la estructura. La parte inferior de cada flotador consta de unos "heave plates" que amortiguan el vaivén de las olas, a fin de reducir el balanceo de la estructura. La posición es fija, la estructura no se orienta.

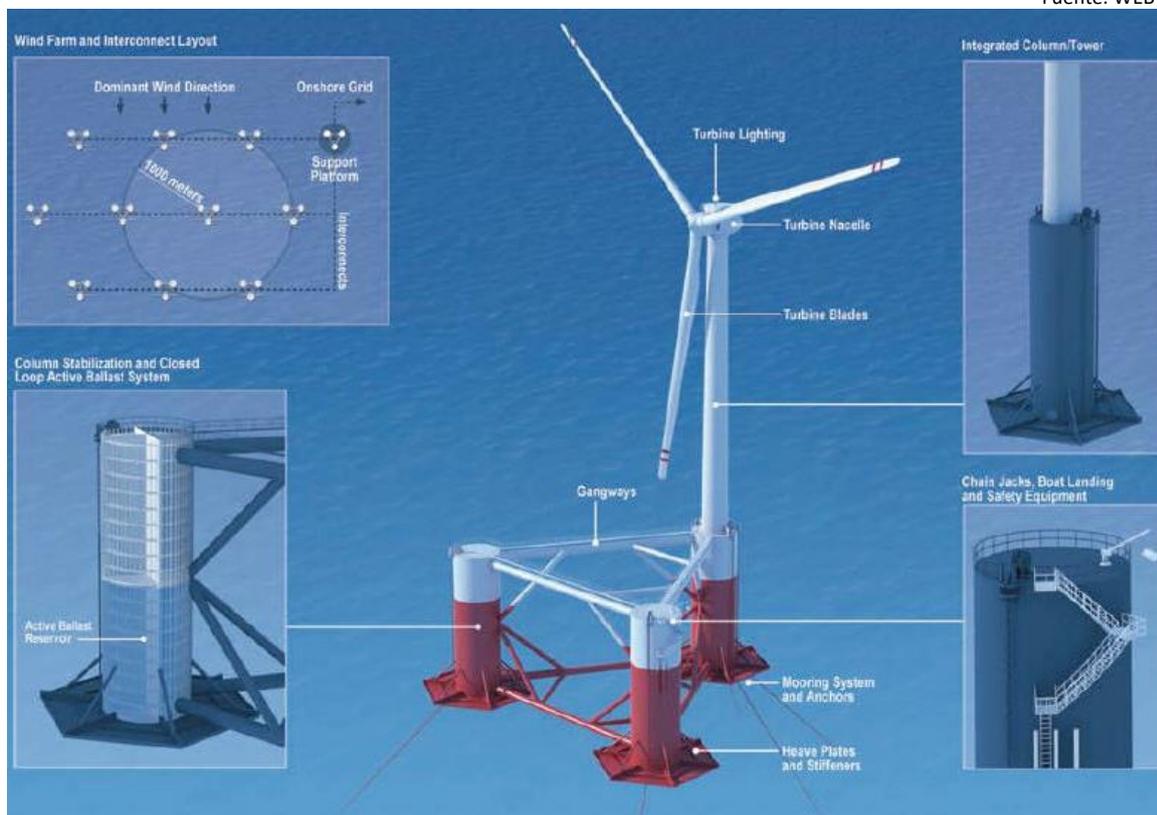
Además, el Windfloat cuenta con un sistema de lastre activo consistente en 3 depósitos de agua dulce, uno en cada flotador, y unos conductos que comunican los 3 flotadores; de esta manera cuando el aerogenerador se orienta con el viento, el agua cambia de depósito manteniendo la horizontalidad de la estructura.

El sistema de amarre consiste en un sistema de líneas dispersas de 3 cables previamente establecidos en el emplazamiento mediante anclas de arrastre, sistema no demasiado caro.

El modelo cuenta con la ventaja de que puede ser completamente ensamblado en tierra, lo que disminuye notablemente los costes de instalación, reparaciones o retirada. Además, es escalable para turbinas de hasta 15 MW.

Es una estructura con gran versatilidad en cuanto a tipo de fondo marino y profundidad se refiere.

Fuente: WEB



## FLOATGEN. IDEOL



El prototipo francés Floatgen, construido en hormigón y de tipo barcaza, ha sido instalado en las costas francesas a 33 m de profundidad. El aerogenerador cuenta con una turbina de 2 MW.

Emplea una tecnología propia llamada Damping Pool, un concepto patentado que optimiza la estabilidad y el rendimiento global del aerogenerador, incluso en las condiciones más extremas.

La estructura emplea un innovador sistema de fondeo basado en 6 línea de amarre de fibra sintética (nylon), siendo el primer sistema de anclaje de estas dimensiones en emplear esta tecnología.

Fuente: <https://www.bw-ideol.com/en/floatgen-demonstrator>

## SWAY. INOCEAN



Fuente: WEB

El SWAY emplea una sustentación tipo Spar, pero con un sistema de anclaje que se asemeja al de un TLP. Consiste en una pata de tensión-torsión, que está equipada con un pivote de guiñada submarino pasivo. En otras palabras, toda la torre se orienta junto con la turbina cuando el viento cambia de dirección. Los fabricantes de este prototipo han calculado que con este sistema de anclaje se podría conseguir un ahorro de más del 60 o 70% en los costes del sistema de anclaje en comparación con otros sistemas empleados en este tipo de plataformas.

Los movimientos de guiñada se controlan por completo mediante el cabeceo individual de las palas del rotor.

La turbina es del tipo “downwind”. El sistema de guías, similar a los obenques del mástil de un barco, ayuda a sostener toda la estructura aportando rigidez y estabilidad y reduciendo a su vez el peso de toda la estructura en un 50%.

Válido para profundidades de entre 60 m y 300 m.

### UPC (WindCrete)

El prototipo Windcrete consiste en un spar monolítico de hormigón. Es escalable para turbinas de hasta 15 MW. Su construcción se realiza en posición horizontal, a través de un encofrado deslizante. La estructura se va conformando por completo en esa posición sin necesidad de realizar uniones entre las diferentes partes, lo cual hace más duradera esta sustentación. Se debe hacer en dique seco (con una longitud mínima de 250m, maga de 25 m y calado de 6,5 m) para luego poder flotar directamente tras la construcción y remolcarlo hasta el emplazamiento deseado.



Allí la estructura se coloca lastrando de forma controlada sus tanques de agua. Una vez el 90% de la estructura está sumergida se puede instalar la turbina en la parte superior de la torre por debajo de los 20 m de altura sobre el nivel del mar. Para esta operación se deberá disponer de una embarcación con grúa capaz de elevar la turbina y las palas del aerogenerador hasta su posición.

Tras instalar la turbina y las palas se bombea el agua de lastre fuera de los tanques para sustituirlos posteriormente por un conjunto de arenilla y grava.

El prototipo se ha estudiado numéricamente mediante programas de análisis y se han realizado a su vez ensayos en canal mediante un prototipo a escala 1:100 para determinar los parámetros principales que definen la estructura.

Fuente: WEB

### Esteyco (TELWIND)

Consiste en una estructura mezcla de Spar, tlp y semisumergible. Emplea acero y hormigón. La principal característica del prototipo es el uso de un sistema telescópico capaz de subir el aerogenerador hasta la altura de funcionamiento o bajarlo hasta 40 metros para realizar labores de mantenimiento o puesta en servicio. El prototipo se realizó con 2 niveles de hormigón (cada uno de ellos formado por 3 paneles



individuales) y un nivel superior de acero para probar la viabilidad de una solución híbrida.



Fuente: WEB

### Saipem (HEXAFLOAT)

Diseño híbrido que mezcla la tecnología semisumergible, spar y TLP. Puede instalarse en emplazamientos con profundidades desde los 50 m a los 150 m y soportar condiciones de mar bastante adversas con olas de hasta 15 m de altura.



Su diseño lo hace compatible con la mayor parte de puertos y no necesita de una embarcación especial para su instalación

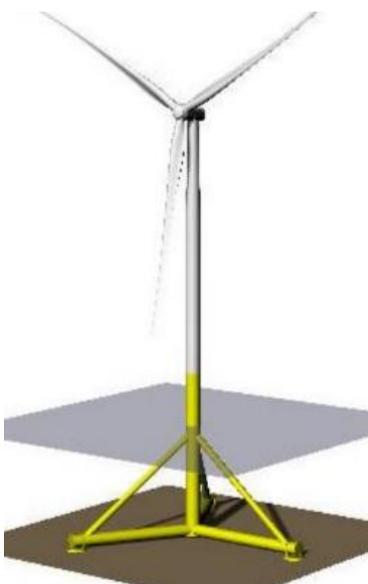
Consta de un contrapeso suspendido por cables de fibra sintética unidos a un flotador sumergible hexagonal, hecho de barras de acero soldadas. Contiene tanques de agua de lastre en su interior. La estructura se fija al lecho marino mediante tres o seis líneas de amarre de anclajes simples por arrastre.

El contrapeso que puede variar su posición ajustando el centro de gravedad de la estructura para diferentes cargas correspondientes a distintos tamaños del aerogenerador.

Fuente: WEB

### TETRASPAR STIESDAL

La filosofía del modelo TetraSpar es un sencillo pero versátil diseño.



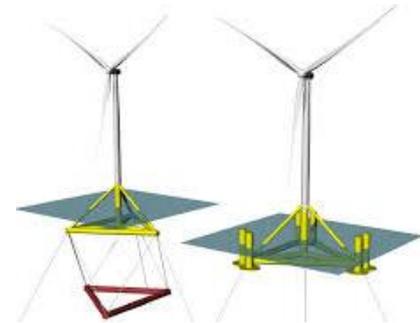
Fuente: WEB

Para ello se han optimizado varios puntos clave del proyecto: el diseño se ha realizado con la finalidad de que se pueda producir industrialmente y de una forma escalable a varios tipos de aerogeneradores flotantes. Se pretende minimizar los trabajos en el puerto de embarque a través de un ensamblaje rápido y sencillo. Su diseño la permite ser remolcada, por lo que también se reducen los costes de instalación al no depender de una embarcación especial.

El prototipo presenta dos variaciones en función de las profundidades a las cuales se quiera instalar. Para aguas poco profundas se propone un modelo tipo trípode con la disposición tetraédrica que caracteriza al modelo.

Para mayores profundidades se dispone de un segundo modelo en dos configuraciones que emplea la tecnología tipo TLP en conjunto con la Spar o bien con la semi-sumergible.

La instalación de estos dos últimos modelos es parecida a la del modelo para aguas poco profundas: el ensamblaje de toda la estructura se realiza en puerto y posteriormente es remolcado hacia el emplazamiento donde se instala variando las condiciones de estabilidad de la estructura hasta conseguir instalarla en el lugar deseado.



Fuente: WEB

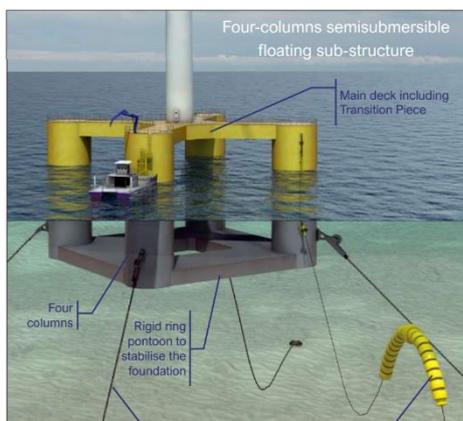
### Aerodyn Engineering (SDCnezy2)

<https://aerodyn-engineering.com/products/nezy-technology/nezy2/>



### Nautilus Floating Solutions (Nautilus)

<http://www.nautilusfs.com/>



### X1 Wind (X1 Wind)

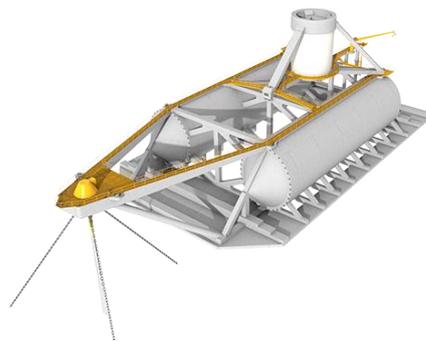
<https://www.plocan.net/index.php/es/portfolio-proyectos/2119>

<http://www.x1wind.com/x1wind-technology/>



### Saitec Offshore Technologies (SATH)

<https://saitec-offshore.com/sath/>



### EnerOcean S.L (W2POWER)

<https://enerocean.com/w2power-es/>



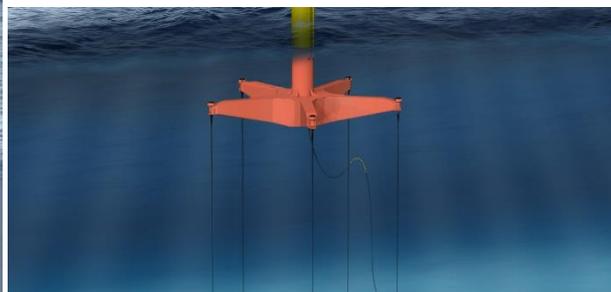
**Aquaventus (Volturn US)**

<https://maineaquaventus.com/index.php/news-media/>



**Glosten (PelaStar)**

<https://pelastar.com/>



**DBD Systems LLC (Eco TLP)**

<https://ecotlp.com/>



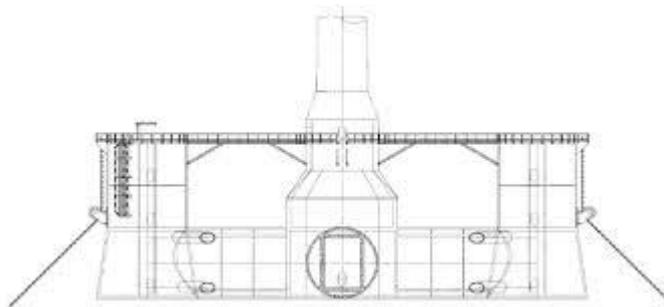
**Naval Energies (Sea Reed)**

<https://www.naval-energies.com/en/our-offer/offshore-wind-energy/>



**CETEAL (XCF)**

<https://www.mareal.eu/en/research-and-development/xcf>



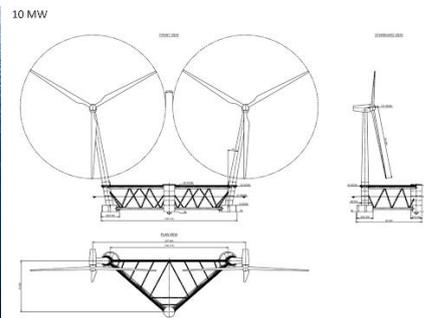
**Dr. Techn.Olavolsen AS (OO-STAR)**

<https://www.olavolsen.no/en/aktuelt/post-hdQPQ-breakthrough-for-oo-star-wind-floater>



**Hexicon**

<https://www.hexicon.eu/hexicon/>



## SELECCIÓN DEL TIPO DE ESTRUCTURA FLOTANTE

La elección del tipo de estructura flotante se realiza considerando diversos aspectos. El objetivo es generar los menores CAPEX (gastos de capital) y OPEX (gastos de operación y mantenimiento) posibles, a fin de reducir el LCOE (coste total por MWh) al máximo.

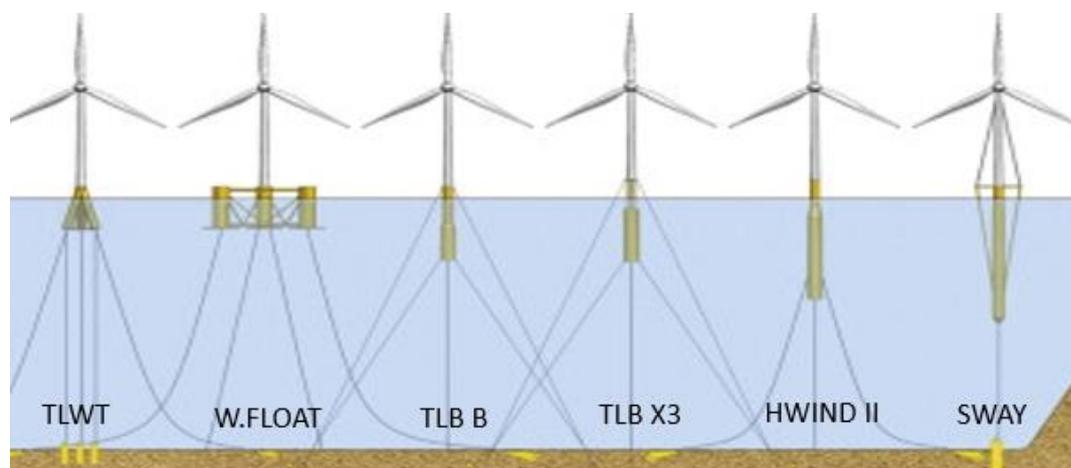
El uso de hormigón como material barato y más accesible, la optimización del diseño y la simplificación de las operaciones son de vital importancia para reducir los costes. El sistema de anclaje escogido, que dependerá del tipo de estructura, también representa una diferencia muy significativa.

Para realizar esta selección nos servimos del estudio de la UMB de Noruega:

***Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective.***

***Anders Myhr, Catho Bjerkseter, Anders Ågotnes, Tor A. Nygaard.***

Dicho estudio compara los diferentes modelos de soporte mostrados en la imagen en el contexto de un parque eólico marino, para predecir costes obteniendo un CAPEX, OPEX y LCOE aproximados.



Fuente: Estudio UMB Noruega

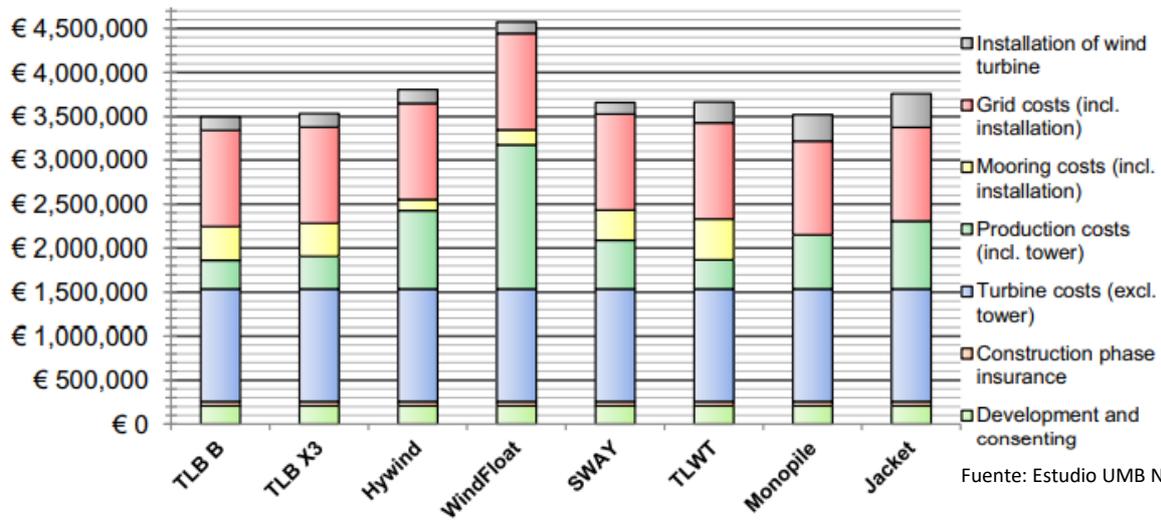
Las condiciones de referencia del emplazamiento en el estudio son las siguientes:

Years of development	2013–2018
Year of commissioning	2018
Years of operation	20
Number of turbines	100
Installed capacity	500 MW
Water depth – floating concepts	200 m
Water depth – bottom-fixed concepts	30 m
Distance to port and grid connection	200 km
Average wind speed at hub height	10 m/s
Soil conditions	Homogenous medium clay

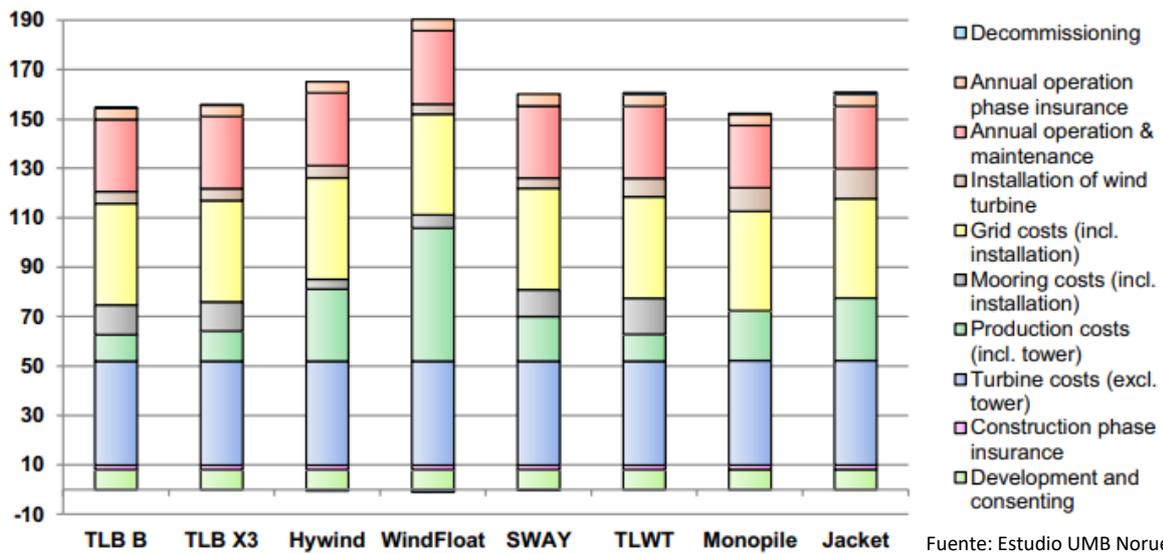
Las fases consideradas son las siguientes:

1. Desarrollo y consentimiento (D&C)
2. Producción y adquisición (P&A)
3. Instalación y puesta en servicio (I&C)
4. Operación y mantenimiento (O&M)
5. Retirada (DECOM)

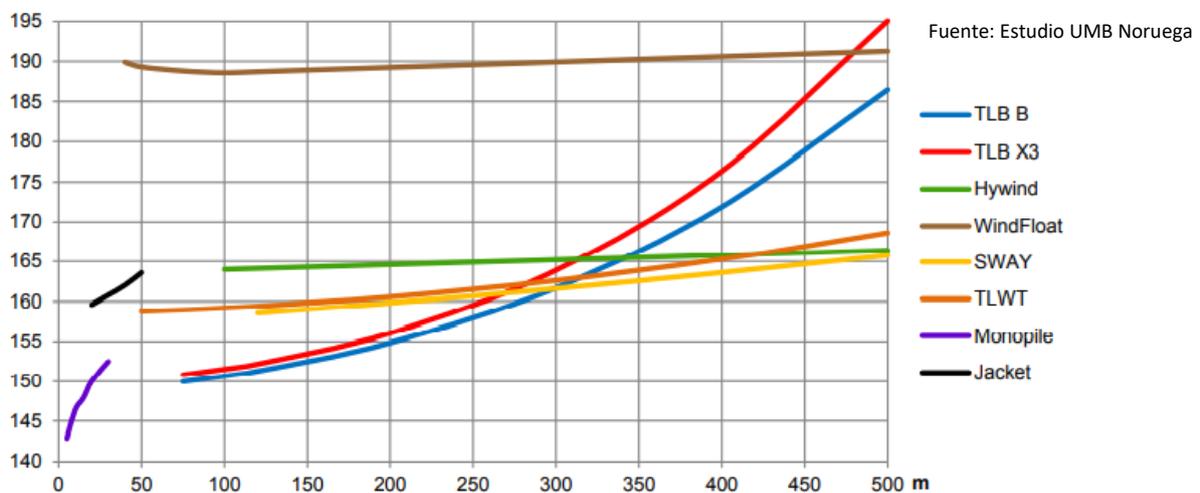
DESGLOSE DE CAPEX



DESGLOSE DE LCOE (€/MWh)



El estudio también incluye una aproximación del LCOE en función de la profundidad de instalación:



Podemos observar que el modelo semisumergible es el menos rentable, debido a los altos costes en material (acero) y en fabricación y desarrollo, que no compensan la reducción de coste de operaciones de puesta en servicio, retirada o mantenimiento.

El resto de los modelos se mantienen más o menos dentro de unos márgenes de coste, siendo el modelo TLB B el más económico en las condiciones del estudio. Sin embargo, en nuestro caso la profundidad del emplazamiento es de 500 m aproximadamente; a esa profundidad el estudio muestra como los costes en el TLB B Y TLB X3 se disparan debido al sistema de anclaje. Esto es debido a que son modelos de baja cantidad de material y bajo peso que dependen en gran medida de la rigidez del sistema de anclaje para su estabilidad, el cual se encarece en gran medida con mayor profundidad.

Es por ello que la estructura escogida será de tipo SPAR, al igual que el Hywind de Equinor.

## SOLUCIÓN DISEÑADA

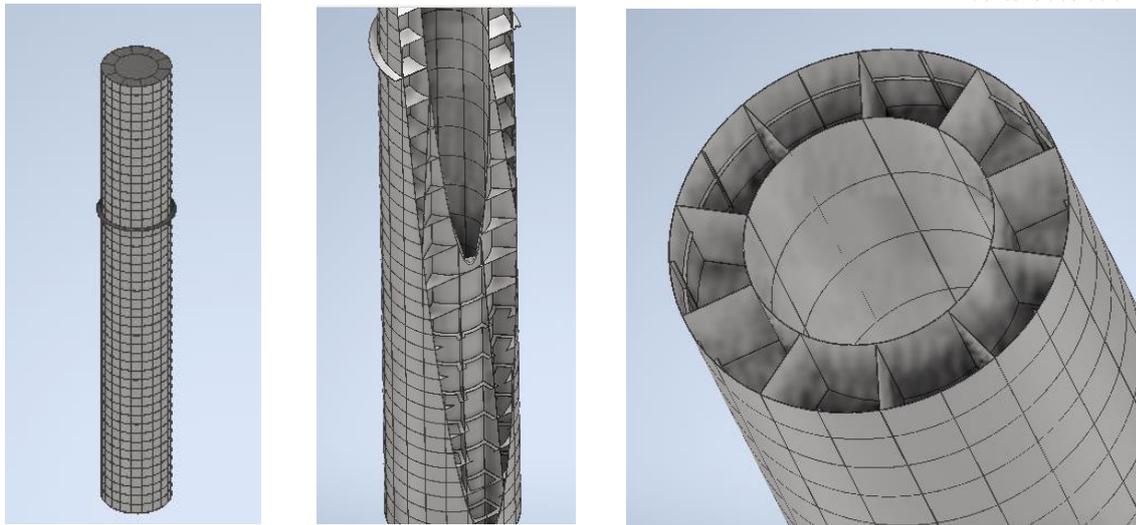
La solución final consiste en una estructura cilíndrica de 120 metros de largo y 16 m de diámetro exterior. Va lastrada íntegramente con hormigón en su parte inferior, hasta una altura de unos 36 m desde la quilla. Sin embargo, en el eje central ( $D = 10$  m) podría considerarse el lastre con materiales más baratos como gravilla y agua.

Su estructura interna consiste en dos cilindros concéntricos de 16 y 10 m de diámetro, unidos por una serie de refuerzos longitudinales y transversales. Cada 5 metros los refuerzos horizontales son ciegos, de esta manera si se produce un colapso de la estructura en un punto solo se inunda esa sección. Incluye también refuerzos en forma de pletina y llanta bulbo naval. En la zona hormigonada no se dispone de secciones ciegas, pues dificulta el proceso de fabricación y no es necesario dada la rigidez del hormigón. Tanto la tapa de arriba como la de abajo tienen 10 cm de espesor.

Debido a la alta homogeneidad de la estructura, tiene una gran versatilidad en la fabricación, así como automatización en la producción.

El peso total estimado para el soporte es de 21666 Ton, de las cuales 4266 aproximadamente son acero y 21666 hormigón.

Fuente: elaboración propia



El sistema de anclaje consiste en una chapa de 15cm de espesor en forma de corona circular, de radio 9 metros exterior y 5 interior, y tres líneas en catenaria formadas por cable y cadena, de manera que es más ligero y resiste mejor la abrasión en el fondo marino.

Con respecto a las consideraciones de fabricación y transporte, y considerando esto como un diseño preliminar, podríamos estimar las siguientes.

**Fabricación:** en dique seco en posición horizontal en módulos de 5 metros, hasta lograr los 120 m de longitud de la estructura. Se realizaría al lado del mar, cerca del emplazamiento. La estructura se lastraría por completo en el dique mediante relleno de hormigón. La estructura dispondrá de los elementos necesarios para el llenado de este lastre.

**Transporte marítimo:** Se dispondría de un flotador adicional para compensar el exceso de peso en el extremo lastrado. Se remolcaría dispuesto longitudinalmente hasta el lugar de emplazamiento. En ese punto, la estructura se liberaría del flotador adicional para alcanzar su posición vertical por sí sola.

## 2. ANEXO DE CÁLCULOS

Este apartado incluye:

- Ficha del aerogenerador.
- Emplazamiento y condiciones ambientales.
- Cálculos de la estructura soporte.

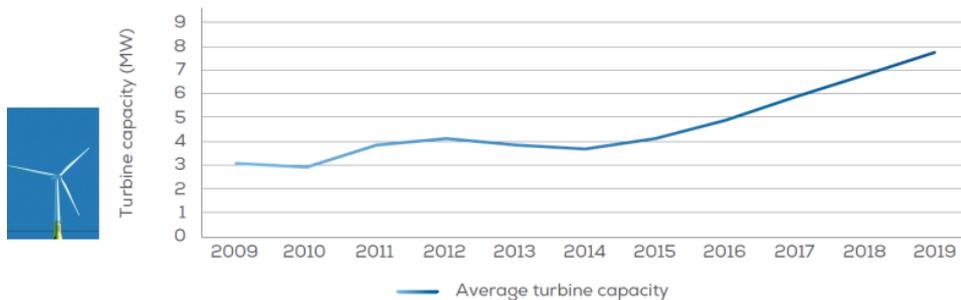
### AEROGENERADOR DE REFERENCIA

El tamaño de los aerogeneradores ha aumentado considerablemente a fin de rentabilizar más esta energía. En la actualidad el objetivo en la eólica marina está en desarrollar modelos de 15 MW de potencia.

El proyecto desarrollado por el laboratorio nacional de energías renovables de Estados Unidos (NREL) y la universidad técnica de Dinamarca, y financiado por la Unión Europea ya trabaja en ello.

### The need for a reference wind turbine

- Turbine size increases



Fuente: COREWIND 15 MW



IEC Class IB  
 Collective blade pitch control  
 240m rotor diameter  
 Direct drive  
 Rated wind speed of 10.59 m/s

Fuente: COREWIND 15 MW

## ESPECIFICACIONES

Fuente: COREWIND 15 MW

Parameter	Units	DTU 10-MW Turbine	IEA Wind 15-MW Turbine
Power rating	MW	10	15
Turbine class	-	IEC Class 1B	IEC Class 1B
Specific rating	W/m <sup>2</sup>	401	332
Rotor orientation	-	Upwind	Upwind
Number of blades	-	3	3
Control	-	Variable speed	Variable speed
	-	Collective pitch	Collective pitch
Cut-in wind speed	m/s	4	3
Rated wind speed	m/s	11.4	10.59
Cut-out wind speed	m/s	25	25
Rotor diameter	m	178.3	240
Airfoil series	-	FFA-W3	FFA-W3
Hub height	m	119	150
Hub diameter	m	5.6	7.94
Hub overhang	m	7.1	11.35
Drivetrain	-	Medium speed	Low speed
	-	Multiple-stage gearbox	Direct drive
Design tip-speed ratio	-	7.5	9.0
Minimum rotor speed	rpm	6.0	5.0
Maximum rotor speed	rpm	9.6	7.56
Maximum tip speed	m/s	90	95
Gearbox ratio	-	50	—
Shaft tilt angle	deg	5	6
Rotor precone angle	deg	-2.5	-4.0
Blade prebend	m	3.332	4
Blade mass	t	41	65
Rotor nacelle assembly mass	t	674	1,017
Tower mass	t	987	860
Tower base diameter	m	8	10
Transition piece height	m	10	15
Monopile embedment depth	m	42.6	45
Monopile base diameter	m	9	10
Monopile mass	t	2,044	1,318

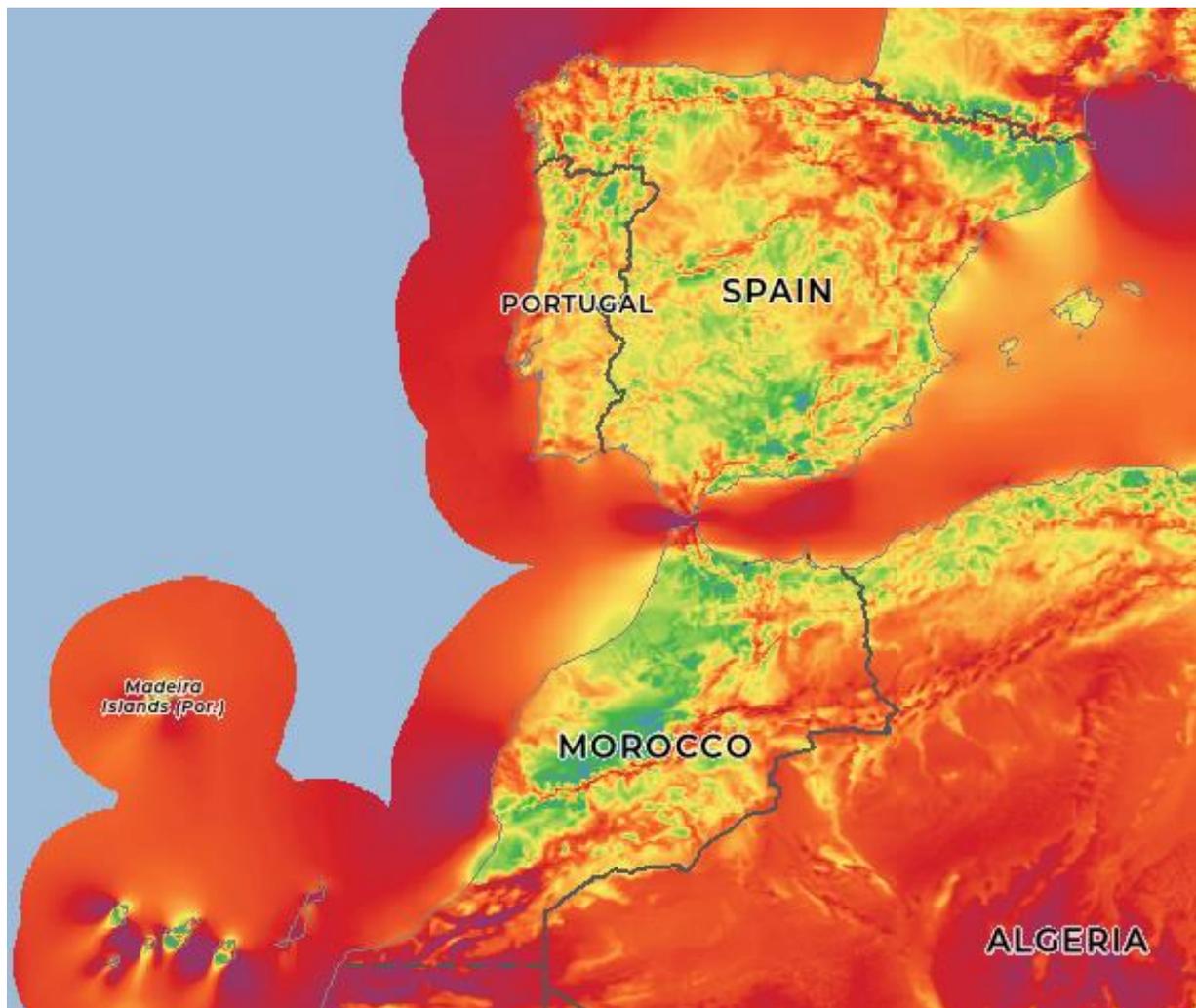
corewind.eu

## SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO FINAL

Considerando los factores antes mencionados, comenzamos con la selección del emplazamiento. Los dos condicionantes más importantes son el recurso eólico disponible y el mapa de zonificación ambiental marina para parques eólicos en España. Descartaremos emplazamientos en zonas de exclusión o con condicionantes y buscaremos zonas con una velocidad del viento de entre 8.5 y 10 m/s.

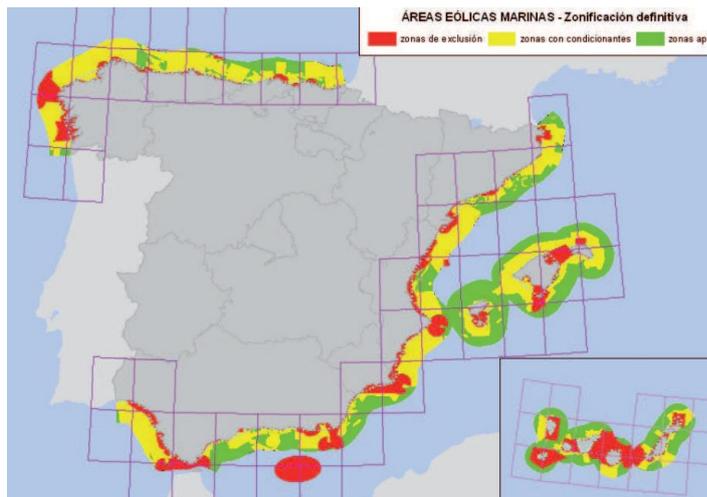
Consultando los mapas de recurso eólico para España encontramos los siguientes emplazamientos.

1. Costa de Coruña, desde Vivero hasta Finisterre.
2. Estrecho de Gibraltar, desde el faro de Trafalgar hasta la isla de Tarifa.
3. Costa de Almería, desde el Cabo de Gata hasta Calahonda, Granada.
4. Costa de Gerona, desde la frontera con Francia hasta Palamós.
5. Islas Canarias.



Fuente: <https://ovacen.com/mapa-eolico/>

Contrastamos con el mapa de zonificación ambiental marina.



Fuente: Estudio estratégico litoral español

Dentro de las ubicaciones seleccionadas, descartamos las zonas de exclusión y con condicionantes. Tanto la costa de Almería como las Islas Canarias son zonas con potencial para albergar el parque eólico. Las Canarias, por su entidad de islas además de algunos factores importantes de su sistema eléctrico cuentan con múltiples ventajas para la instalación.

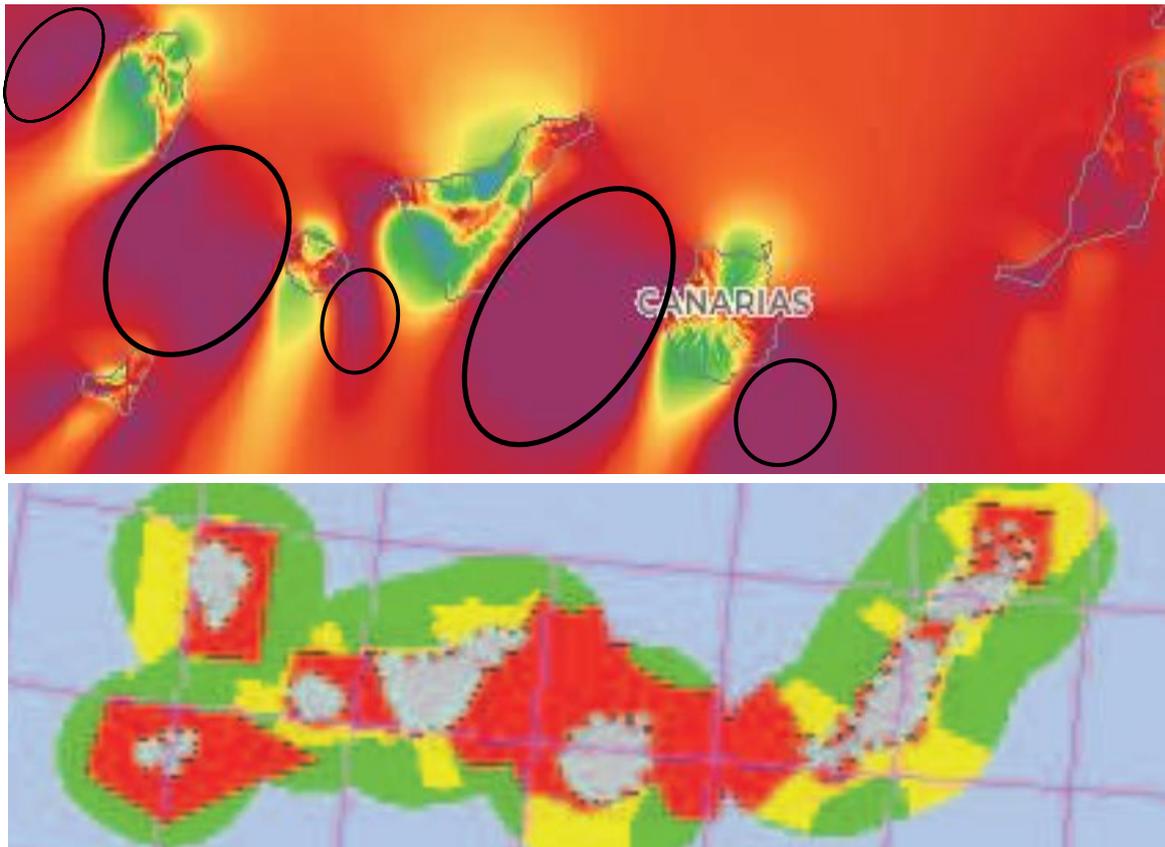
- El sistema eléctrico de las islas consta de seis sistemas aislados. Existe uno por cada isla, a excepción de Fuerteventura y Lanzarote, que están interconectadas.
- Es pequeño en comparación con el peninsular, lo que impide el aprovechamiento de economías de escala, generando mayores costes de la energía.
- Se encuentra aislado de las grandes redes de electricidad, lo que obliga a mantener una mayor capacidad de generación eléctrica para asegurar adecuadamente el suministro y evitar cortes de electricidad.
- La mayor parte de energía (89%) se genera mediante combustibles fósiles, lo que hace que sea un sistema más vulnerable frente a cambios en el precio del petróleo implicando una mayor dependencia energética del exterior.

Para reducir esta vulnerabilidad el sistema eléctrico canario está evolucionando hacia un modelo energético más eficiente y sostenible basado en las energías renovables frente a los combustibles fósiles (menos seguros, más caros y más contaminantes).

Dentro de la geografía marítima de las islas, disponemos de varias ubicaciones en función del recurso eólico y del mapa de zonificación ambiental.

**Zonas de mayor velocidad. Viento en dirección suroeste.**

Fuente: <https://ovacen.com/mapa-eolico/>



Fuente: Estudio estratégico litoral español

**POBLACIÓN en Nº de habitantes**

La Gomera	22.100
El Hierro	11.154
La Palma	84.793
Tenerife	949.471
Gran Canaria	865.756

El factor de cantidad de población es en nuestro caso determinante a la hora de seleccionar el emplazamiento final. Es importante que la demanda eléctrica sea suficiente para rentabilizar el proyecto. En nuestro caso reducimos las posibilidades a 2 ubicaciones: Tenerife y Gran Canaria.

Fuente: Google Maps



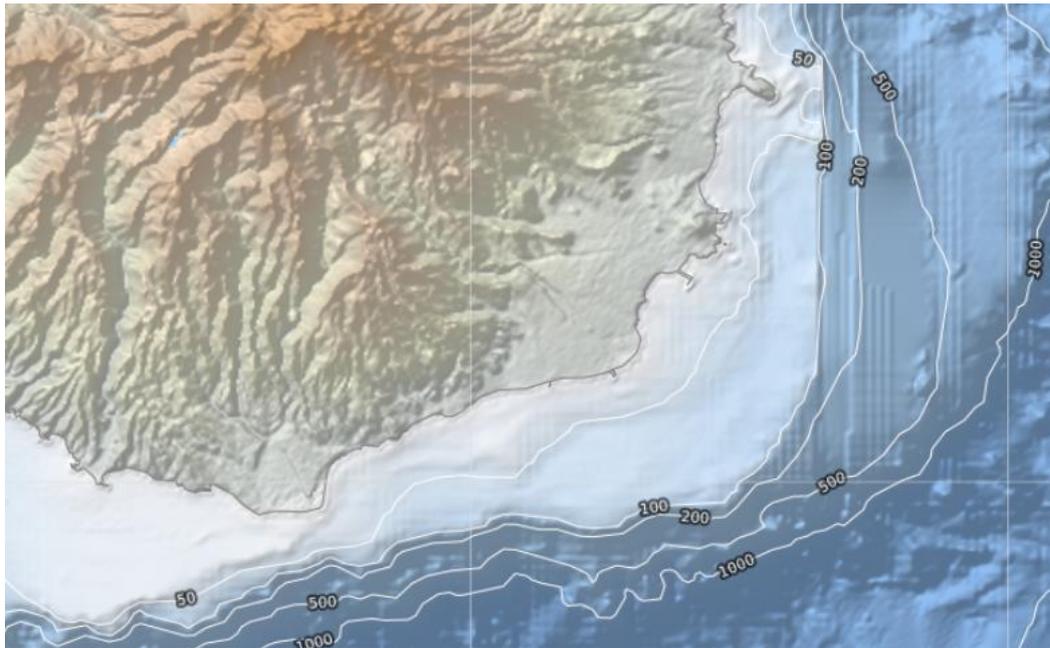
Vamos a analizar las dos zonas restantes valorando los factores anteriormente mencionados.

**Profundidad.**

Mientras que la isla de Tenerife tiene profundidades de en torno a 2000 metros en la ubicación escogida, Gran Canaria cuenta con profundidades de entre 500 y 1000 metros. Los costes del sistema de amarre y fondeo y de red eléctrica submarina se reducen enormemente.

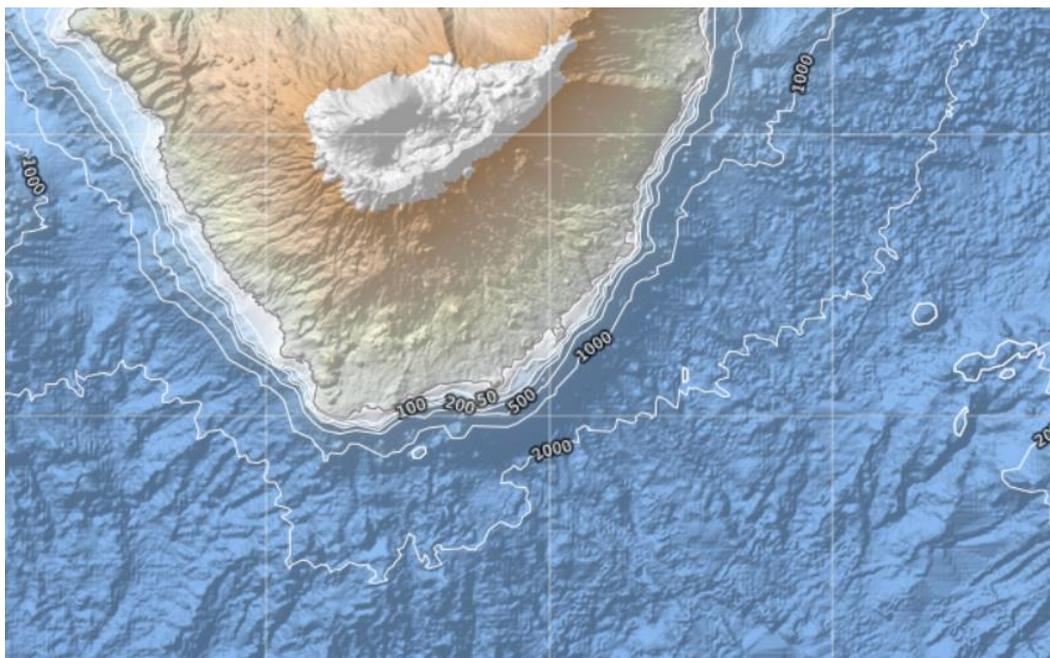
**GRAN CANARIA SURESTE**

Fuente: [http://www2.ign.es/MapasAbsysJPG/11-I-12\\_01.jpg](http://www2.ign.es/MapasAbsysJPG/11-I-12_01.jpg)



**TENERIFE SURESTE**

Fuente: [http://www2.ign.es/MapasAbsysJPG/11-I-12\\_01.jpg](http://www2.ign.es/MapasAbsysJPG/11-I-12_01.jpg)



### **Distancia a la costa.**

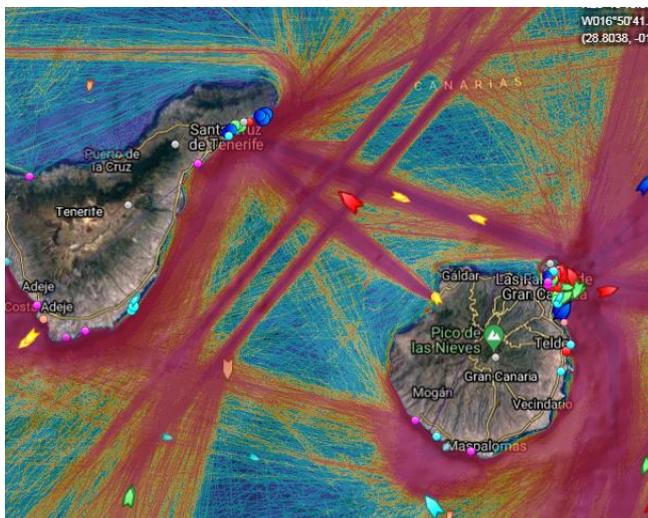
En Gran Canaria, la distancia del parque sería de en torno a 8 Km de la costa sureste mientras que en Tenerife sería de 12 Km.

### **Proximidad de industria auxiliar.**

En la isla de Gran Canaria tenemos los principales astilleros de las islas, situados a unos 45 km de la ubicación.

### **Tráfico marítimo**

Es intenso en ambos emplazamientos, habría que realizar un estudio más exhaustivo de los problemas que generaría un parque en este aspecto.



Fuente:

<https://www.marinetraffic.com/es/ais/home/centerx:-16.3/centery:28.0/zoom:9>

### **Impacto visual.**

En ambos casos es similar.

### **Esquemas retributivos.**

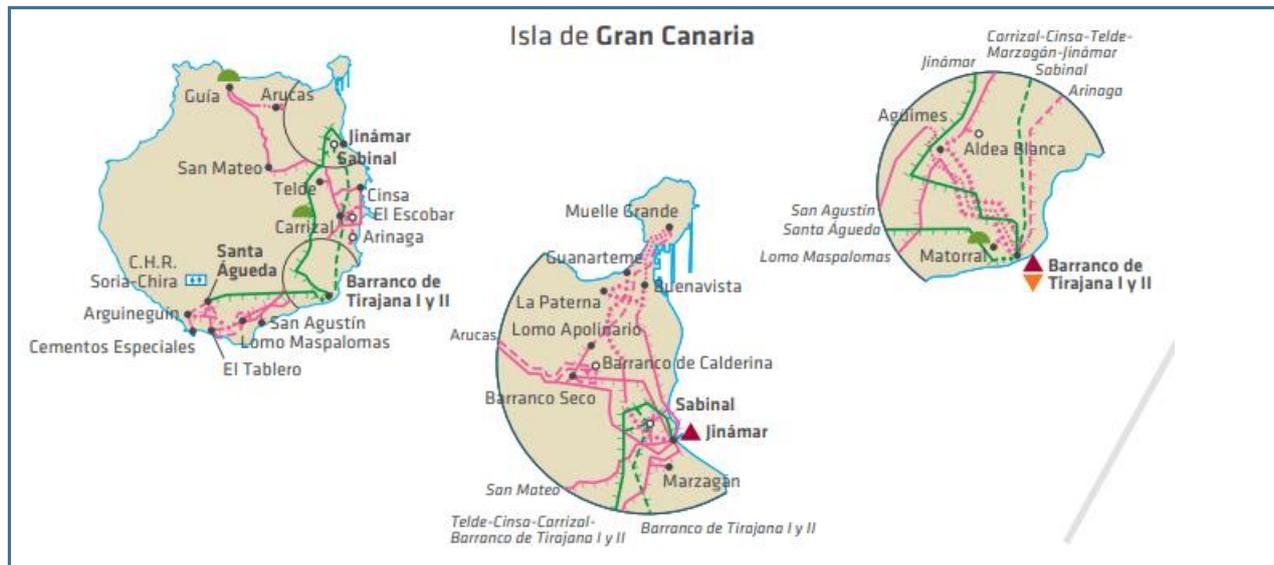
Como hemos mencionado anteriormente, el coste de la energía en las islas es alto, y dependiente del precio de combustibles fósiles. Por este entre otros motivos el proyecto resulta más rentable.

### **Características geológicas del fondo marino.**

Debido a la naturaleza volcánica, los fondos son abruptos, siendo frecuentes los grandes veriles (acantilados submarinos), cuevas, túneles y cornisas. La plataforma insular es la zona más productiva del mar canario; se extiende hasta los 100-200 metros de profundidad y se caracteriza por ser abrupta y estrecha.

### Conexión a la red eléctrica.

Ambas disponen de puntos de conexión cercanos al emplazamiento.



Fuente: <https://energialaspalmasgc.es/informacion-energetica-canarias/>



Fuente: <https://energialaspalmasgc.es/informacion-energetica-canarias/>

### Condiciones ambientales del emplazamiento.

Las islas se encuentran inmersas en la corriente canaria, que circula en dirección suroeste, así como los vientos alisios procedentes del noreste. Las mareas tienen una diferencia de nivel entre pleamar y bajamar de 3 metros como máximo. El oleaje no es de gran magnitud. Resultan condiciones favorables para la instalación.

*Con estas consideraciones decidimos emplazar nuestro parque eólico marino al sureste de la isla de Gran Canaria. De todas formas, como mencionamos anteriormente debería hacerse un estudio más exhaustivo de todos los condicionantes.*

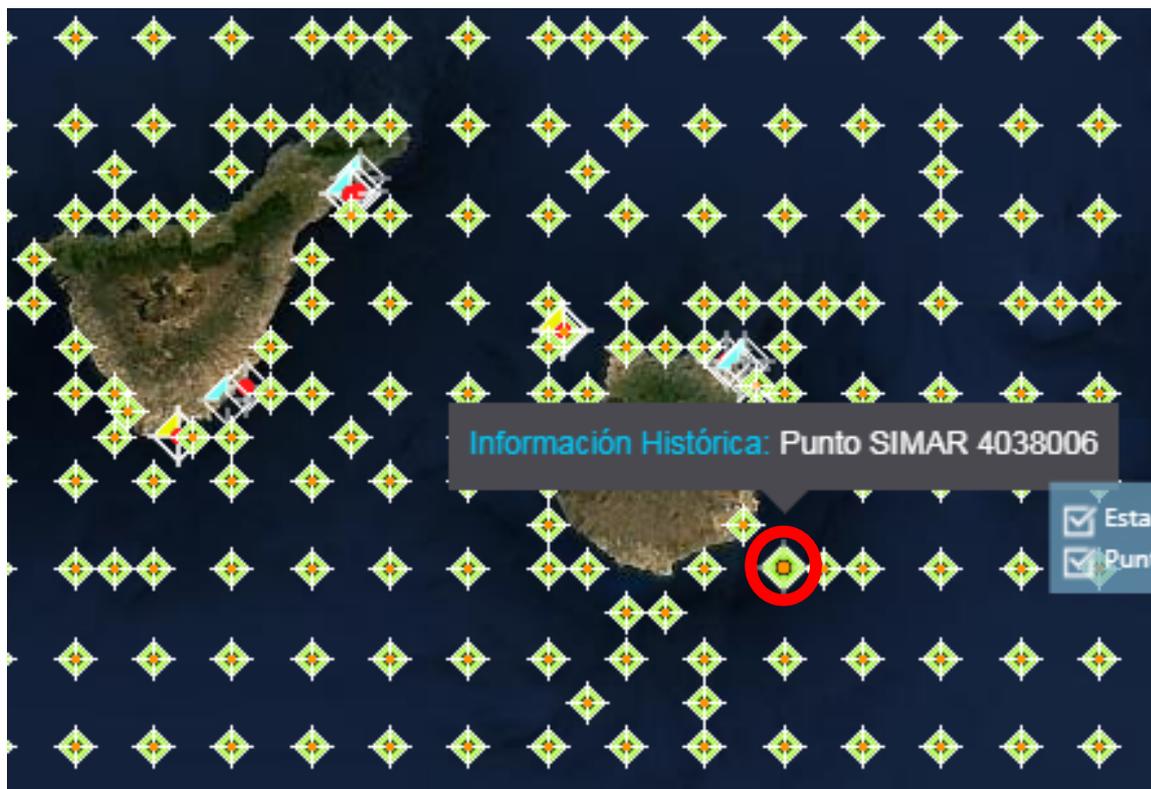
## DETERMINACIÓN DE CONDICIONES EXTERNAS DEL EMPLAZAMIENTO

Las condiciones externas de la ubicación seleccionada determinarán las cargas a las que estará sometido el prototipo. La normativa de DNV nos da a conocer qué datos de viento, oleaje, corrientes, mareas... Necesitamos tener en cuenta.

Para obtener los datos necesarios nos servimos de la web de puertos del estado donde podemos encontrar un mapa con puntos denominados SIMAR, formados por series temporales de parámetros de viento y oleaje procedentes de modelado numérico.

El punto SIMAR seleccionado se corresponde con la ubicación siguiente.

Fuente: Puertos del Estado



### LOCALIZACIÓN

Fuente: Puertos del Estado

Punto SIMAR: (4038006)

Acceso a datos	Información
Longitud	15.33° O
Latitud	27.75° N
Código modelo	4038006
Cadencia	60 min
Malla	CAN
Conjunto de datos	<a href="#">Punto SIMAR</a>

Los datos de **viento** del Mediterráneo se han obtenido mediante el modelo atmosférico regional REMO forzado por datos del reanálisis global NCEP. Dicho reanálisis asimila datos instrumentales y de satélite. El modelo REMO se ha integrado utilizando una malla de 30' de longitud por 30' de latitud (aprox 50Km\*50Km) con un paso de tiempo de 5 min. Los datos de viento facilitados son promedios horarios a 10 m de altura sobre el nivel del mar.

Para generar los campos de **oleaje** se ha utilizado en modelo numérico WAM. Dicha aplicación es un modelo espectral de tercera generación que resuelve la ecuación de balance de energía sin establecer ninguna hipótesis a prior sobre la forma del espectro de oleaje. Los datos se han generado con una cadencia horaria. Se ha realizado descomposición de mar de viento y mar de fondo. Con el fin de describir situaciones con mares de fondo cruzados, se ha considerado la posibilidad de dos contribuciones de mar de fondo. Para el entorno del Golfo de Cádiz, Estrecho de Gibraltar y del Archipiélago Canario se han anidado a la malla principal mallas secundarias con una resolución que llega a los 5' de longitud x 5' latitud. El modelo WAM utilizado para generar estos datos incluye efectos de refracción y asomeramiento.

La distribución elegida para describir el régimen medio de las series es Weibull.

## CONDICIONES DE VIENTO

La velocidad del viento cambia de forma constante, por lo que es necesario describirla de forma estadística. Los valores de tiempo y altura de referencia para los datos son 10 minutos y 10 metros. Los parámetros de viento a tener en cuenta para el estudio y que son requeridos según DNVL-ST 0437 son:

- Densidad del aire **p**
- Velocidad media anual del viento **Vmedia**
- Distribución de la dirección del viento **rosa de vientos**
- Velocidad del viento de referencia **Vref** (*velocidad extrema en 50 años*)
- Desviación estándar de la velocidad del viento  **$\sigma U$**
- Intensidad de turbulencia  **$I = \sigma U / Vmedia$**

### VELOCIDAD DEL VIENTO EN FUNCIÓN DE LA ALTURA

La velocidad del viento depende de la altura. Mediante la siguiente fórmula obtenemos los valores a distintas alturas:

$$V_z = V_{ref} \times \left(\frac{z}{10}\right)^n$$

V<sub>z</sub> es la velocidad a la altura z, V<sub>ref</sub> es la velocidad a 10 metros y n es el coeficiente de rugosidad, 0.13 en nuestro caso.

Tipo de terreno	n
Liso (mar, arena, nieve)	0,1 – 0,13
Moderadamente rugoso	0,13-0,20
Rugoso (bosques, barrios)	0,20-0,27
Muy rugoso (ciudades, edificios altos)	0,27-0,40

### DENSIDAD DEL AIRE

Varía con la temperatura y la altura. La altitud en este caso resulta poco relevante, pues varía relativamente poco. Sin embargo, la temperatura juega un papel muy importante.

TEMP. °C	Volumen Especifico (m³/kg)	Densidad (kg/m³)	Entalpia (kcal/kg)
-------------	----------------------------------	---------------------	-----------------------

15	0.8159	1.2256	7.9116
16	0.8188	1.2213	8.1183
17	0.8217	1.2168	8.3972
18	0.8244	1.2130	8.6372
19	0.8274	1.2086	8.8772
20	0.8302	1.2044	9.1228
21	0.8329	1.2006	9.3628
22	0.8360	1.1961	9.6028
23	0.8389	1.1920	9.8484
24	0.8418	1.1880	10.0706
25	0.8446	1.1839	10.3284
26	0.8474	1.1800	10.5740
27	0.8501	1.1763	10.7640
28	0.8529	1.1725	11.0540
29	0.8556	1.1687	11.2996
30	0.8583	1.1650	11.5396

Fuente: <https://www.climasmonterrey.com/cuales-son-las-propiedades-del-aire>

Gran Canaria - Temperaturas medias			
Mese	Min (°C)	Max (°C)	Media (°C)
Enero	15	21	17,9
Febrero	15	21	18,1
Marzo	16	22	19
Abril	16	23	19,4
Mayo	17	24	20,5
Junio	19	25	22,2
Julio	21	27	23,8
Agosto	22	28	24,6
Septiembre	21	27	24,3
Octubre	20	26	23,2
Noviembre	18	24	21,2
Diciembre	16	22	19,2
Año	18,1	24,2	21,1

Fuente: <https://www.climasviajes.com/clima/canarias>

Tomaremos como referencia una temperatura de 22°C.

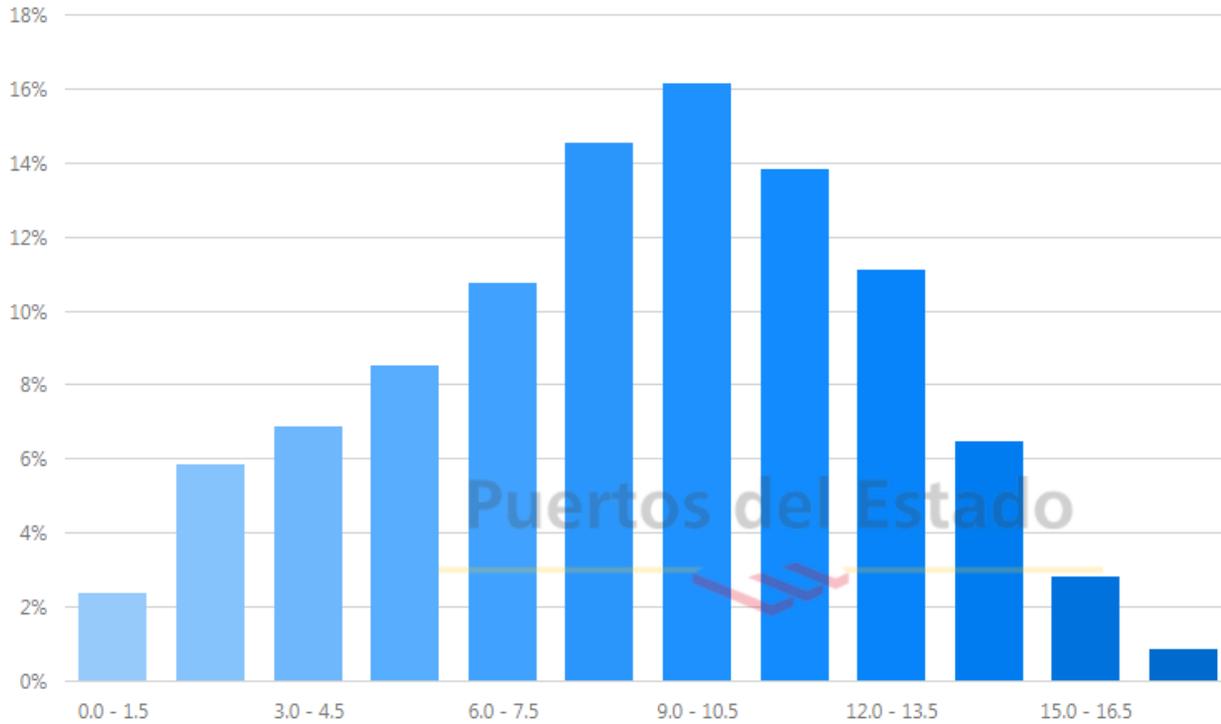
A esa temperatura, la densidad del aire es de aproximadamente **1,196 Kg/m<sup>3</sup>**

**HISTOGRAMA VELOCIDAD MEDIA EN 10 min. 1958 – 2021.**

La velocidad media en el punto considerado es de **8,92 m/s**, a la altura del buje **12,68 m/s**.

La intensidad de turbulencia I resultaría **0,42**.

Fuente: Puertos del Estado

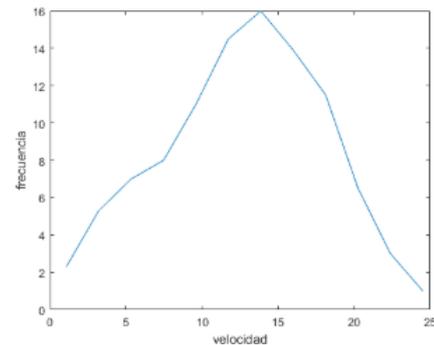


```

clc
clear all
%VELOCIDAD MEDIA Y DESVIACION TIPICA DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO
%VALORES DE VELOCIDAD Y FRECUENCIA
v1=[0.75 2.25 3.75 5.25 6.75 8.25 9.75 11.25 12.75 14.25 15.75];
f=[2.3 5.3 7 8 11 14.5 16 13.9 11.5 6.5 3 1];
%ALTURA DE REFERENCIA DE 150m.
v=v1.*(150/10)^0.13;
%MEDIA
media_10m=sum(v1.*f)/sum(f)
mediabuje=sum(v.*f)/sum(f)
%DESVIACION TIPICA
n=sum(f)
suma2=sum(f.*(v-mediabuje).^2);
dtipica=sqrt(suma2/(n-1))
%INTENSIDAD DE TURBULENCIA
I=dtipica/mediabuje
%GRAFICO
plot(v,f)
xlabel('velocidad')
ylabel('frecuencia')
    
```

```

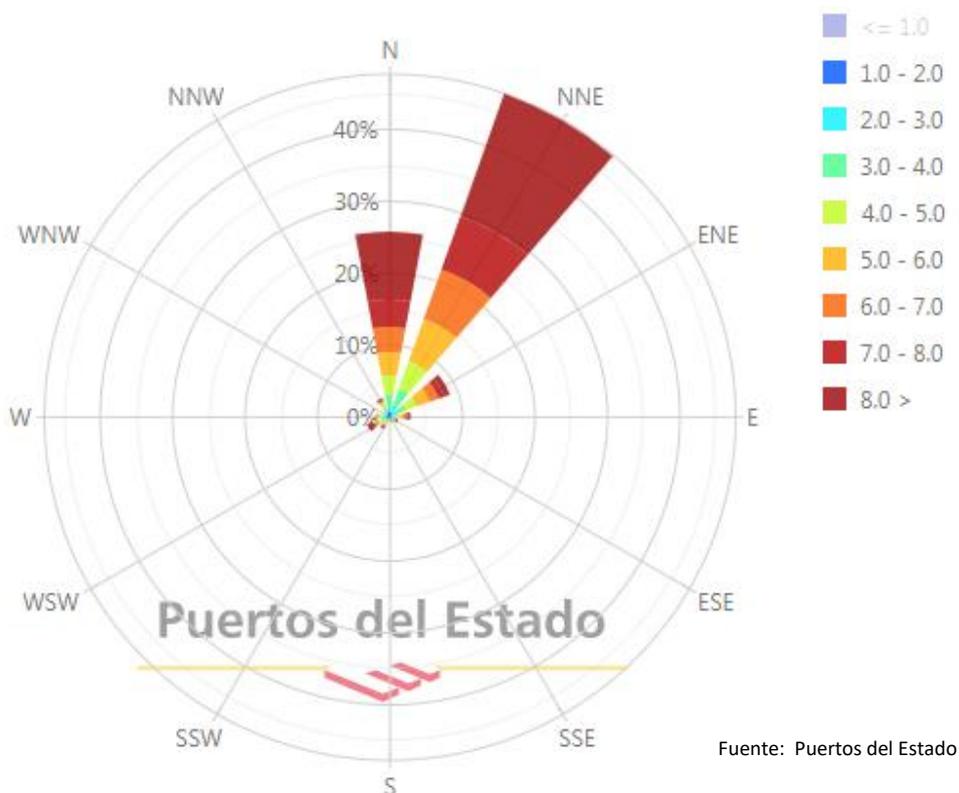
media_10m = 8.9190
mediabuje = 12.6826
n = 100
dtipica = 5.3314
I = 0.4204
    
```



Fuente: elaboración propia

**ROSA DE VIENTOS 1958 – 2021**

La dirección predominante de procedencia del viento es Noreste.



En el documento **DNVGL-ST 0437** se establece una clasificación de clases de los aerogeneradores en función de la velocidad media del viento a 10 m en el emplazamiento.

Wind turbine class	I	II	III
$V_{ref}$ [m/s]	50	42,5	37,5
$V_{ave}$ [m/s]	10	8,5	7,5

$V_{ref}$  = reference wind speed  
 $V_{ave}$  = annual average wind speed

La velocidad media en el emplazamiento escogido es 8,9 m/s aproximadamente, por tanto, clasificamos el aerogenerador como clase II.

La media de 10 min de la velocidad extrema del viento con un período de recurrencia de 50 años a la altura del buje es igual o menor que  $V_{ref}$ .

- $V_{ref} = 42,5 \text{ m/s}, 60,43 \text{ m/s}$  a la altura del buje (150m)

En cuanto a la interacción con otros aerogeneradores en un parque eólico, no se ha considerado por ser este un proyecto para un único prototipo.

## CONDICIONES OCEÁNICAS

Las condiciones oceánicas incluyen las condiciones de oleaje, corrientes, mareas, salinidad, etc.

### OLEAJE

El oleaje queda definido por las siguientes variables.

- Altura de ola significativa.
- Período de ola pico (o período de cruce cero).
- Propagación direccional de ondas.
- Altura de ola de referencia (extrema 50 años).

DISTRIBUCIÓN CONJUNTA DE PERIODO DE PICO Y ALTURA SIGNIFICATIVA Fuente: Puertos del Estado

LUGAR : SIMAR 4038006

PERIODO : Anual

SERIE ANALIZADA : Ene. 1958 - May. 2017

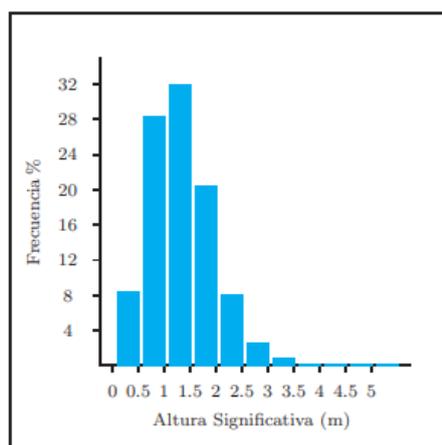
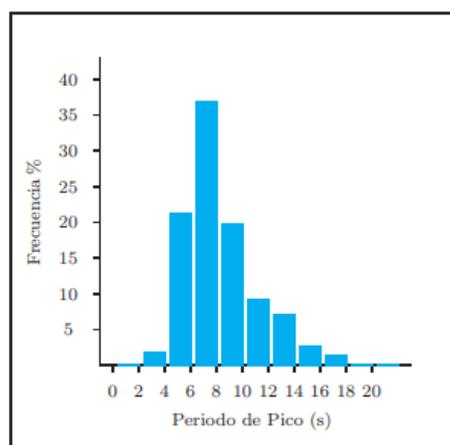
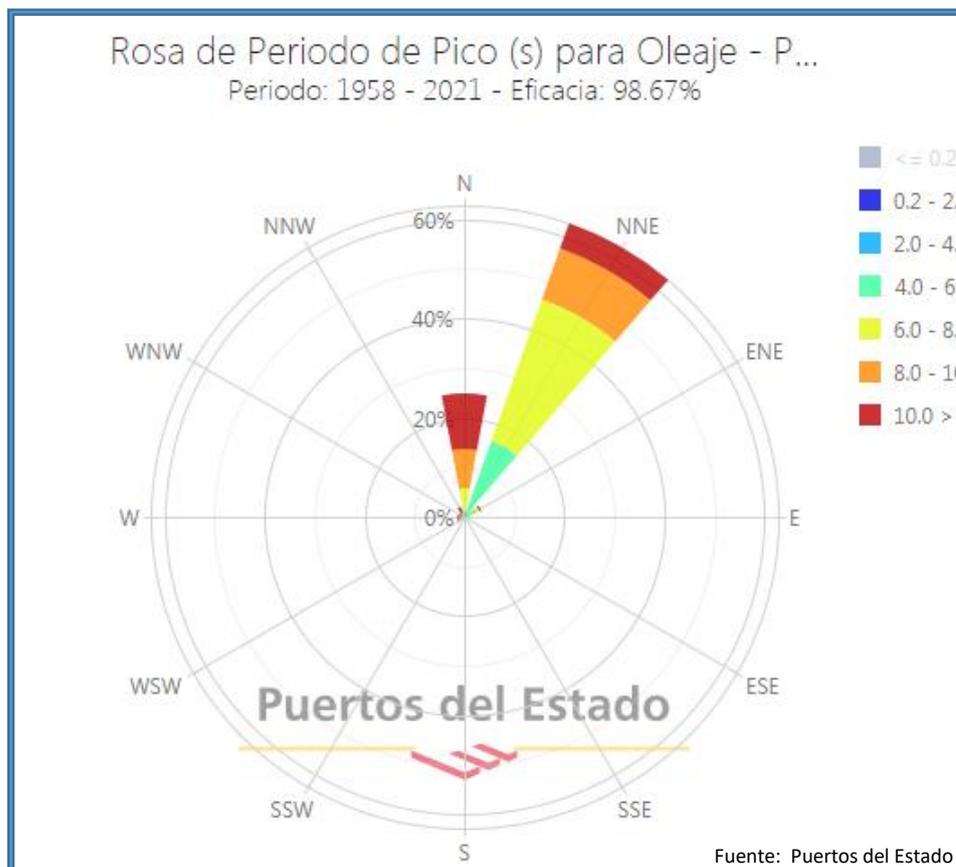
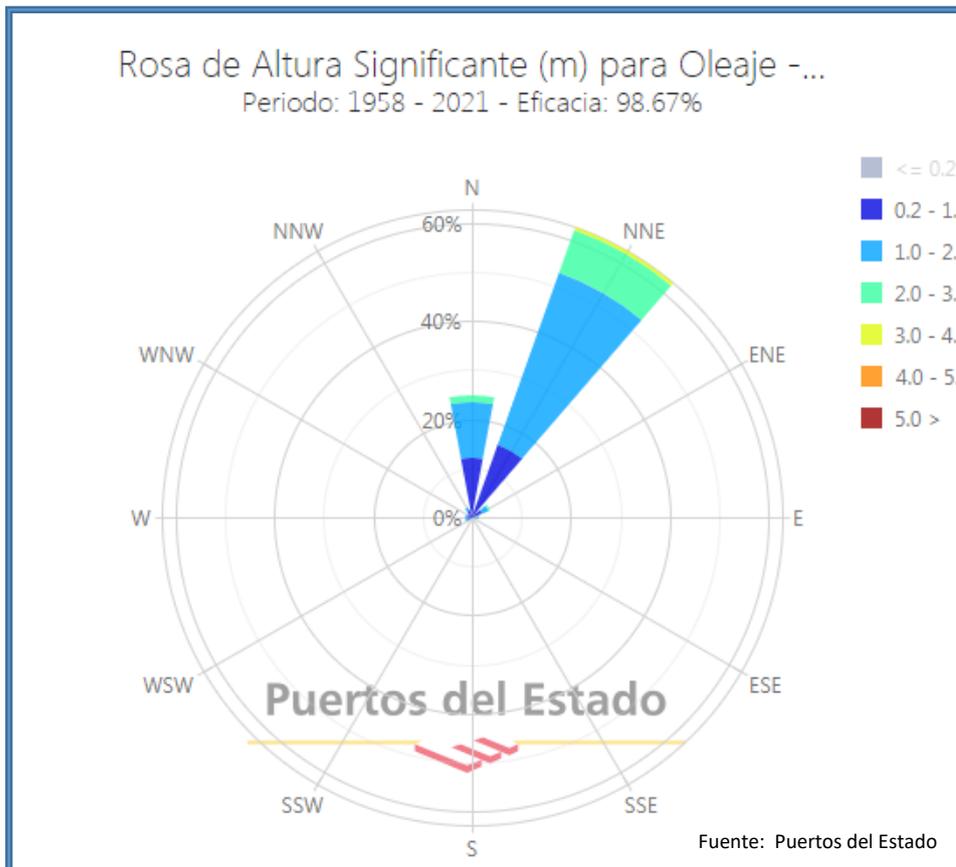
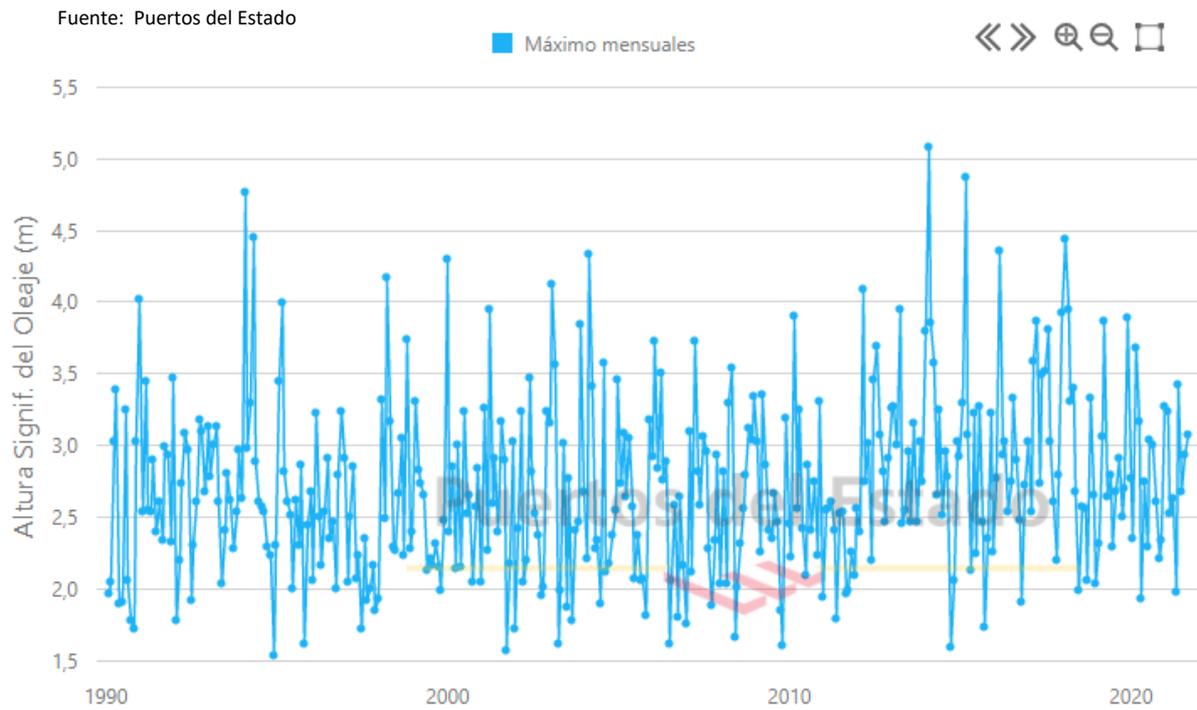


Tabla Periodo de Pico (Tp) - Altura Significativa (Hs) en %

Hs (m)	Tp (s)											Total
	≤ 2.0	4.0	6.0	8.0	10.0	12.0	14.0	16.0	18.0	20.0	> 20.0	
< 0.5	-	0.393	1.472	1.346	1.457	1.627	1.367	0.379	0.121	0.022	-	8.186
1.0	-	1.318	7.689	8.090	4.257	2.956	2.466	1.046	0.418	0.057	0.008	28.306
1.5	-	0.012	9.424	11.861	5.689	2.297	1.562	0.746	0.312	0.049	0.005	31.958
2.0	-	-	2.338	10.969	3.902	1.479	0.929	0.373	0.210	0.021	0.008	20.230
2.5	-	-	0.073	3.943	2.644	0.614	0.366	0.168	0.080	0.010	-	7.898
3.0	-	-	0.001	0.645	1.430	0.245	0.135	0.057	0.033	0.006	-	2.553
3.5	-	-	-	0.041	0.498	0.077	0.027	0.028	0.012	0.002	-	0.685
4.0	-	-	-	0.002	0.072	0.052	0.002	0.008	0.005	-	-	0.142
4.5	-	-	-	-	0.012	0.022	-	-	-	-	-	0.034
5.0	-	-	-	-	-	0.008	-	-	-	-	-	0.008
> 5.0	-	-	-	-	-	0.001	-	-	-	-	-	0.001
Total	-	1.723	20.999	36.896	19.961	9.379	6.855	2.805	1.192	0.168	0.022	100 %

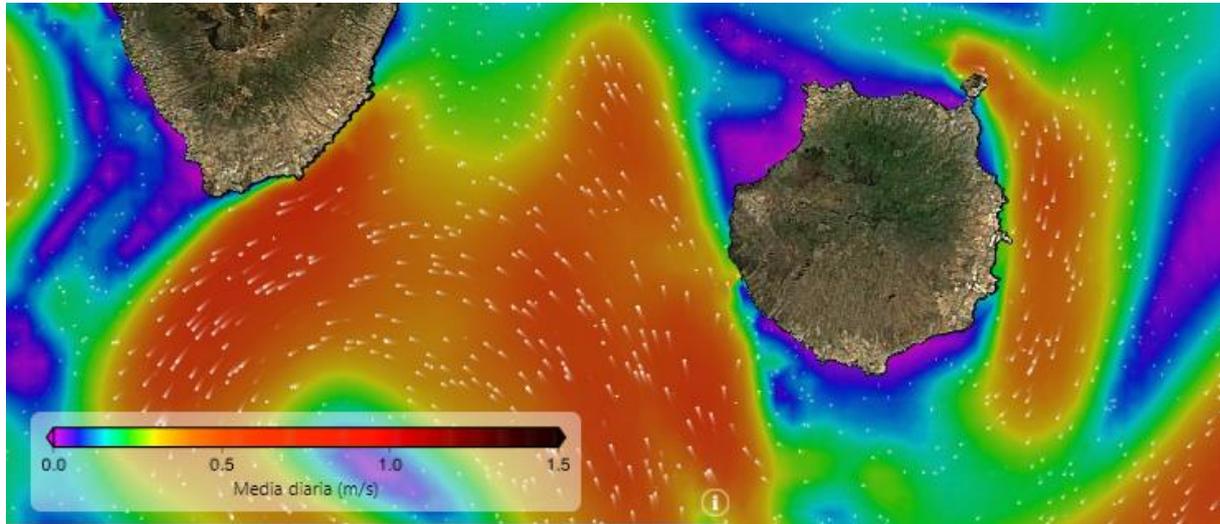




En lo que respecta a los máximos registrados en los últimos años, vemos que la altura de ola significativa mayor fue de 5 metros aproximadamente.

## CORRIENTES

La corriente está representada por la velocidad de la corriente generada por el viento al nivel del agua en calma y la marea. Las Canarias están sometidas a la corriente Canaria, una corriente costera de aguas muy frías del océano Atlántico. Podemos apreciar en la imagen una velocidad en el emplazamiento de en torno a 1 m/s.



Fuente: Puertos del Estado

**NIVEL DEL MAR**

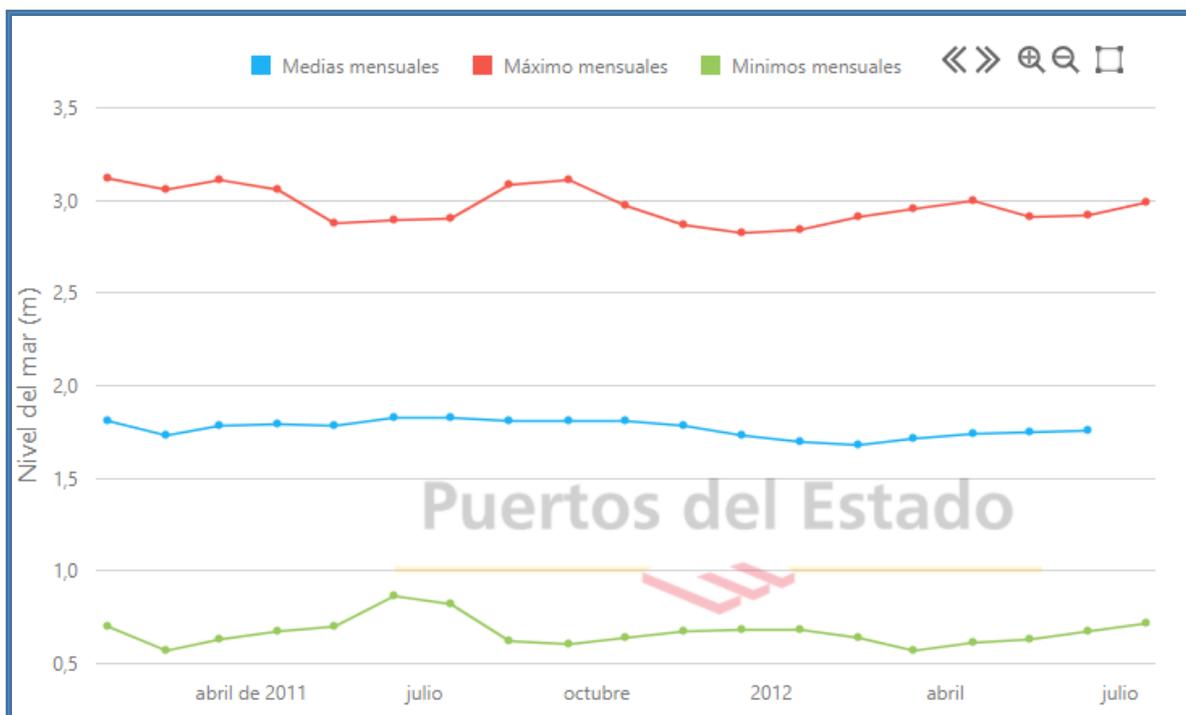
Puesto que el prototipo es de tipo flotante, las variaciones del nivel del mar serán compensadas por el desplazamiento de la estructura y los esfuerzos recaerán sobre las líneas de amarre.



Fuente: Puertos del Estado

<b>Ubicación</b>	Situado en ranque del Muelle de Arinaga, en el Pto. del mismo nombre (Isla de G.Canaria)	
<b>Longitud</b>	15.40° O	
<b>Latitud</b>	27.85° N	
<b>Cadencia</b>	5 Min	
<b>Código</b>	3466	
<b>Inicio de medidas</b>	1-1-2004	
<b>Última medida</b>	31-12-2012	
<b>Tipo de sensor</b>	Presión	
<b>Modelo</b>	Aanderaa	
<b>Conjunto de datos</b>	REDMAR	

Fuente: Puertos del Estado



Fuente: Puertos del Estado

## CÁLCULO DE CARGAS, ESTABILIDAD Y RESISTENCIA ESTRUCTURAL

Una vez seleccionado el soporte para el aerogenerador marino, debemos realizar los cálculos para dimensionar y comprobar la estructura.

Para desarrollar los cálculos, resulta necesario ir contrastando todas las fases de cálculo entre sí al mismo tiempo, pues los datos del modelo dependen de todas ellas.

Para ello desarrollamos varios programas en Matlab en los que únicamente introduciendo los parámetros de entrada obtenemos los resultados de cada apartado. De esta manera podemos comprobar que todos los apartados cumplen las condiciones necesarias, y si no es así, cambiar los parámetros necesarios y volver a comprobar.

Las fases de cálculo son las siguientes:

- ESTUDIO DE ESTABILIDAD Y FLOTABILIDAD
- OBTENCIÓN DE CARGAS EXTERNAS MÁS RELEVANTES
  - Cargas por viento.
  - Presión hidrostática.
  - Sistema de anclaje.

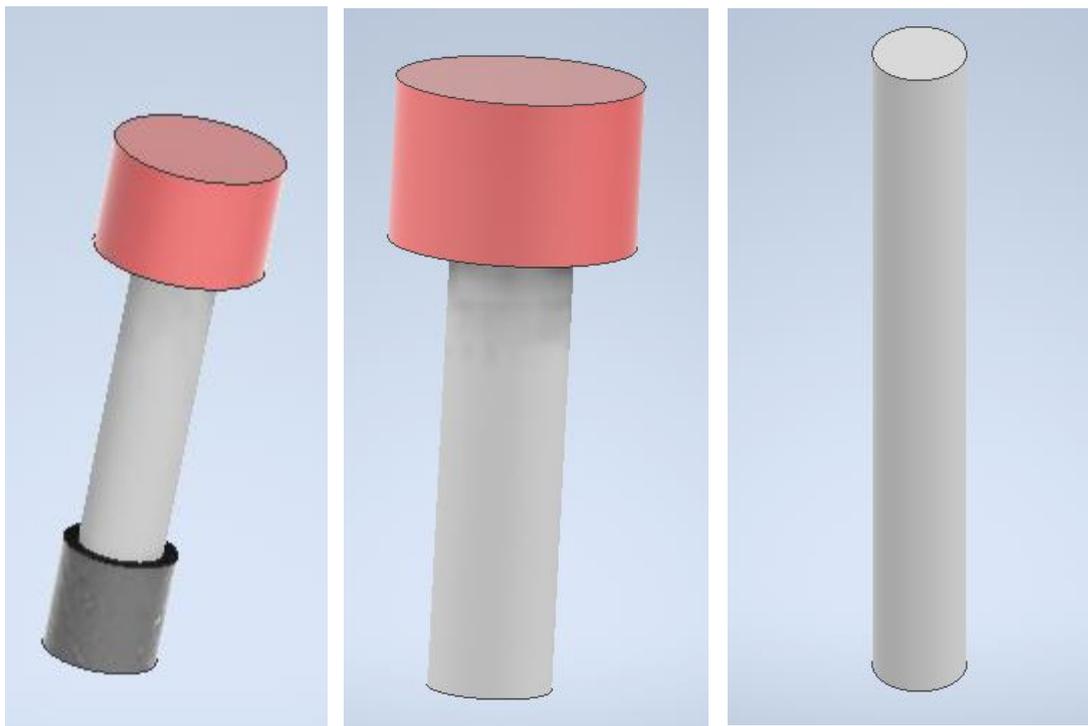
El oleaje, debido a su redundancia, solo se tendrá en cuenta en el estudio para determinar la altura de francobordo requerida según la ola máxima a 50 años. Las cargas que resultan sobre el sistema de anclaje y sobre la estructura debido al oleaje deberán ser consideradas más adelante con algún programa de EF.

- RESISTENCIA ESTRUCTURAL

### ALTERNATIVAS CONSIDERADAS

En primer lugar, vamos a definir la estructura. Puede ser de 3 formas. Escogeremos la que finalmente más nos interese por su menor coste global.

- 3 secciones cilíndricas concéntricas, la primera actúa como flotador, la segunda como transición y la tercera como lastre.
- 2 secciones cilíndricas concéntricas, la primera actúa como flotador, la segunda como transición y lastre.
- 1 única sección con las 3 funciones.



Fuente: elaboración propia

## ESTUDIO DE ESTABILIDAD Y FLOTABILIDAD

Como punto de partida realizamos una comprobación de flotabilidad y estabilidad.

### FLOTABILIDAD.

Consiste en que el empuje sobre el soporte respetando la altura de francobordo debe ser igual que el peso del conjunto global de la estructura.

$$E = V \cdot \rho_{\text{AGUA}} = W_{\text{ACERO}} + W_{\text{HORMIGÓN}} + W_{\text{AEROGENERADOR}}$$

### ESTABILIDAD.

Consiste en que el soporte sea capaz de mantener la verticalidad sin escorarse en exceso ni volcar. En la primera ecuación, si  $GM > 0$ , la estructura es estable. La segunda ecuación viene determinada por el límite de inclinación del molino.

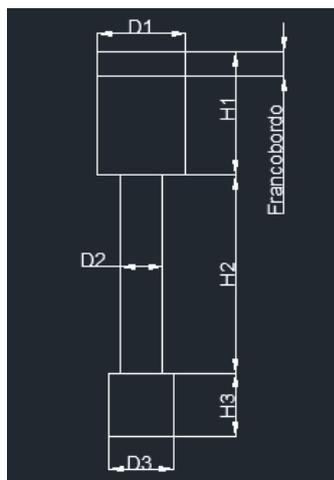
La normativa aplicada en este caso se corresponde con DNV OS C301:

- El ángulo de escora estático debe ser inferior a  $15^\circ$ . Consideramos en este caso un coeficiente de seguridad de 1,5 por la posible flexión del mástil del aerogenerador y otras variables que puedan suceder. En nuestro caso debe ser inferior a  $10^\circ$ .
- A efectos de estabilidad las líneas de fondeo no se tendrán en cuenta ya que contribuyen favorablemente a esta, como indica la normativa.

$$GM = KB + BM - KG$$

$$\theta = \arctang \left( \frac{F \cdot d}{\Delta \cdot GM} \right)$$

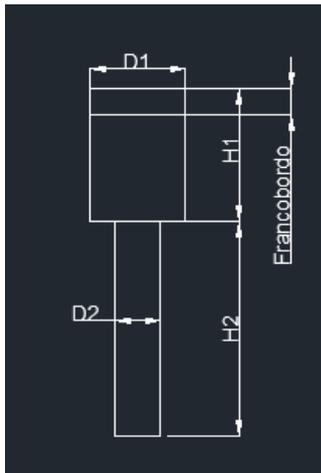
Para la estructura de 3 secciones, los datos obtenidos son los siguientes.



Fuente: elaboración propia

D1 = 25 m	EMPUJE 24081 T
D2 = 16 m	PESO AEROGENERADOR 2072 T
D3 = 20 m	PESO ACERO 4334 T
H1 = 20 m	PESO HORMIGÓN 17675 T
H2 = 55 m	PESO ESTRUCTURA 22009 T
H3 = 16 m	ANGULO $9,29^\circ$
ALTURA TOTAL 91 m	GM GLOBAL 11,4 m

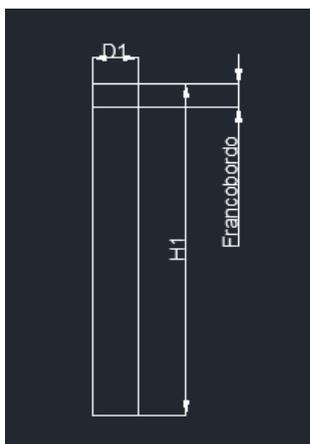
Para la estructura de 2 secciones, los datos obtenidos son los siguientes.



D1 = 25 m	EMPUJE 23462 T
D2 = 16 m	PESO AEROGENERADOR 2072 T
D3 = 16 m	PESO ACERO 4223 T
H1 = 20 m	PESO HORMIGÓN 17167 T
H2 = 60 m	PESO ESTRUCTURA 21390T
H3 = 17 m	ANGULO 9,24°
ALTURA TOTAL 98 m	GM GLOBAL 11,77 m

Fuente: elaboración propia

Para la estructura de 1 sección, los datos obtenidos son los siguientes.



D1 = 16 m	EMPUJE 23333 T
D2 = 16 m	PESO AEROGENERADOR 2072 T
D3 = 16 m	PESO ACERO 4200 T
H1 = 20 m	PESO HORMIGÓN 17061 T
H2 = 80 m	PESO ESTRUCTURA 21261 T
H3 = 18 m	ANGULO 9,07°
ALTURA TOTAL 118 m	GM GLOBAL 12,06 m

Fuente: elaboración propia

Como se puede observar, las tres estructuras tienen pesos similares para comportamientos similares. Finalmente decidimos implementar una estructura de una única sección diametral, por su mayor facilidad de fabricación y menor coste. Su longitud será de 120 metros.



Fuente: elaboración propia

## OBTENCIÓN DE CARGAS EXTERNAS MÁS RELEVANTES

CARGAS POR VIENTO

El viento actúa sobre el rotor y torre del aerogenerador, y sobre la obra muerta de la estructura. Las cargas se transmiten al soporte en forma de momento flector y fuerza.

Para determinar estas cargas usamos variantes de la ecuación de Morrison, únicamente con su componente de fuerza de arrastre.

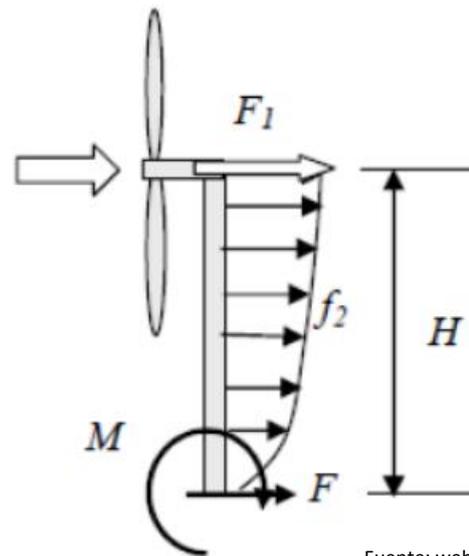
$$F = \frac{1}{2} * \rho_{aire} * A * v^2 * C_D$$

$\rho$  = densidad del aire, 1,296 Kg/m<sup>3</sup>

$V$  = velocidad del viento en m/s

$A$  = área de referencia, por ejemplo, el área de sección transversal del cuerpo perpendicular a la dirección del flujo.

$C_d$  = coeficiente de arrastre.



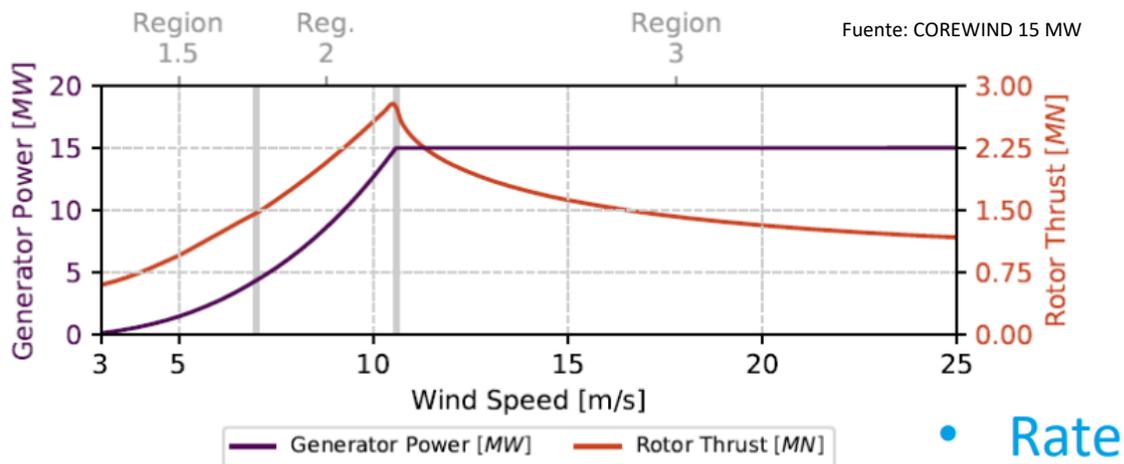
Las velocidades de viento consideradas son las siguientes:

- Velocidad de arrancada.
- Velocidad media.
- Velocidad de parada.
- Velocidad extrema a 50 años.

Las partes a tener en cuenta son:

- Rotor
- Torre
- Obra muerta

**FUERZA SOBRE EL ROTOR**



• Rate

La fuerza máxima es de 2800 KN. Son 285 TON.

**FUERZA SOBRE LA TORRE**

La fuerza sobre la torre la obtendremos de la siguiente fórmula de la normativa IEC 61400-3.

El diámetro de la torre es 10 m.

El coeficiente de forma depende de dos factores: el N<sup>o</sup> Reynolds y la forma.

$$f(z) = \frac{1}{2} * \rho_{aire} * D(z) * v^2(z) * Ce \quad [N/m]$$

	Structures	Shape coefficient
	Re ≤ 4.2 · 10 <sup>5</sup>	0.50
	4.2 · 10 <sup>5</sup> < Re < 10 <sup>6</sup>	0.15
	Re ≥ 10 <sup>6</sup>	0.20

$$Re = \frac{v * D * \rho_{aire}}{\mu}$$

v = velocidad del viento, según la altura, m/s.

D = diámetro, según la altura, m.

μ = viscosidad dinámica del aire, 0,0000174 kg/m\*s.

Coefficiente de arrastre (DNV-RP-C205).

V.Viento (m/s)	Fuerza sobre la torre(KN)
3	1,61
10,59	20,12
12,68	28,84
25	112,13
60,43	655

### FUERZA SOBRE LA OBRA MUERTA DE LA ESTRUCTURA

El cálculo es similar al de la torre, puesto que la forma es cilíndrica. El diámetro pasa a ser de 16 m. La longitud pasa a ser de 5 m.

V.Viento (m/s)	Fuerza sobre la obra muerta (KN)
3	0,086
10,59	1,07
12,68	1,54
25	5,98
60,43	34,94

### FUERZA TOTAL RESULTANTE

La fuerza máxima sobre el sistema se produce a la velocidad de 10,59 m/s del viento, coincidiendo con la parada del rotor.

Valor de la fuerza máxima del viento: **290 T**

### CARGAS POR CORRIENTES

La fuerza de la corriente actúa sobre la parte sumergida de la estructura. De nuevo aplicamos la ecuación de Morrison con su componente de fuerza de arrastre.

El valor de la densidad sería la del agua: 1027 Kg/m<sup>3</sup>.

La corriente tiene una velocidad de 1 m/s.

En el N° Reynolds, la viscosidad dinámica del agua a 20° es de 0,001.

Tenemos 2 partes a estudiar en la estructura en función de su diámetro: cilindro flotador, cilindro de transición y cilindro de lastre.

$$f(z) = \frac{1}{2} * \rho_{aire} * D(z) * v^2(z) * Ce \quad [N/m]$$

PARTE	DIÁMETRO	ALTURA SUMERGIDA	FUERZA
CILINDRO FLOTADOR	16	15	24,65 KN
CILINDRO DE TRANSICIÓN	16	80	131,5 KN
LASTRE	16	20	32,86 KN

Fuerza total de la corriente: 189 KN O 19,3 T.

## PRESIÓN HIDROSTÁTICA

La presión hidrostática que actúa sobre la estructura sumergida se calcula mediante la siguiente fórmula:

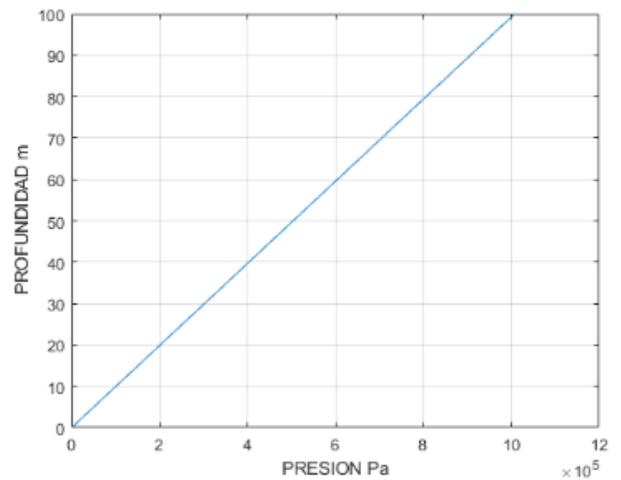
$$P = \rho * g * H$$

P = Presión hidrostática en N/m<sup>2</sup>

$\rho$  = densidad del agua (1027 Kg/m<sup>3</sup>)

g = aceleración de la gravedad (9,81 m/s<sup>2</sup>)

H = profundidad desde el nivel del agua.



Fuente: elaboración propia

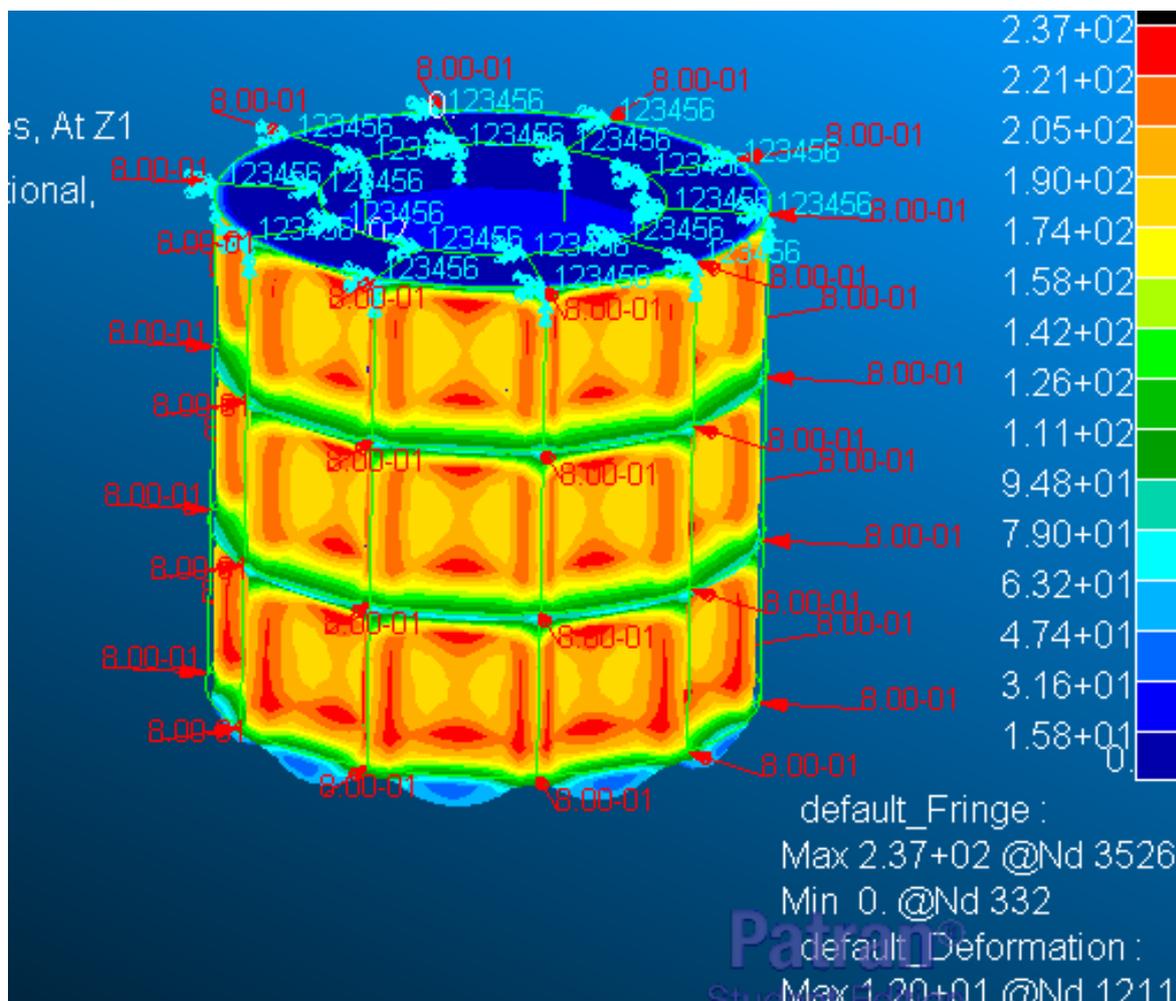
## RESISTENCIA ESTRUCTURAL

Realizaremos varios cálculos en relación a la resistencia estructural. Por una lado veremos cómo afecta la presión hidrostática, creciente con la profundidad. Veremos los esfuerzos debidos la flexión de la estructura cuando se inclina. Además comprobaremos el anillo del sistema de anclaje. Son cálculos orientativos, más adelante con el desarrollo del proyecto se optimizarían.

### PRESIÓN HIDROSTÁTICA

Como hemos comentado anteriormente, la estructura va lastrada con hormigón los últimos 36 metros de profundidad. Debido a la rigidez que aporta el hormigón fraguado, nos interesa la primera sección no hormigonada más profunda. Se encuentra a una profundidad de  $115 - 36 = 79$  metros. La presión a esa profundidad es de 8 atm.

Para realizar el cálculo en Nastran Patran, realizamos dos simplificaciones. En nuestra simulación, los refuerzos en forma de pletina y llanta bulbo no van incluidos, sólo lleva las secciones ciegas verticales y horizontales. Además, en vez de incluir la longitud de 120 m, incluirá únicamente 3 módulos. Empotramos la sección transversal superior.



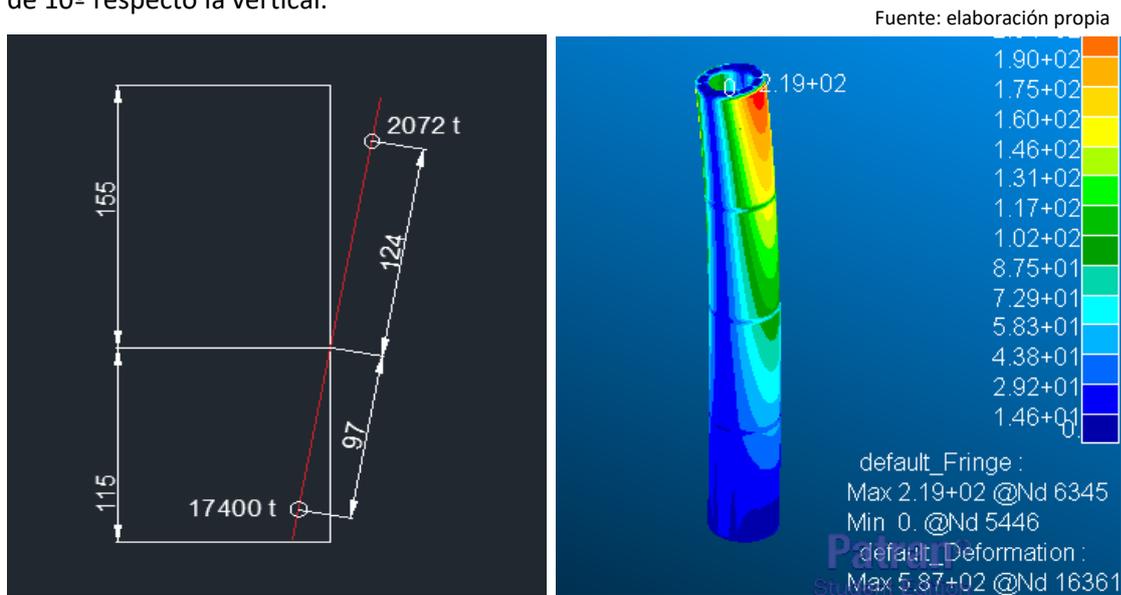
Fuente: elaboración propia

La tensión resultante máxima es de 237 MPa. Está por debajo del límite elástico, con lo que nuestra estructura, que es más resistente por los refuerzos extra que lleva, cumple.

## FLEXIÓN

Para determinar la flexión, realizamos una simulación en la cual tenemos la estructura, esta vez con su longitud íntegra. En este caso, realizamos una simplificación que consiste en eliminar las secciones ciegas horizontales, dejando únicamente una cada 30 m, pero conservando las verticales que influyen más en la resistencia a flexión. Los refuerzos de pletina y llanta bulbo tampoco están incluidos.

Empotramos la base superior y simulamos, por un lado, el peso del acero quintando la parte proporcional al peso del agua en la densidad, y por otro una fuerza en la parte inferior proporcional al peso en hormigón descontando también la densidad del agua. Simulamos con un ángulo de inclinación de 10º respecto la vertical.



Fuente: elaboración propia

El resultado de tensión es de 219 MPa, por debajo del límite elástico. Considerando la mayor cantidad de refuerzos que lleva, podemos determinar que cumple.

SISTEMA DE ANCLAJE

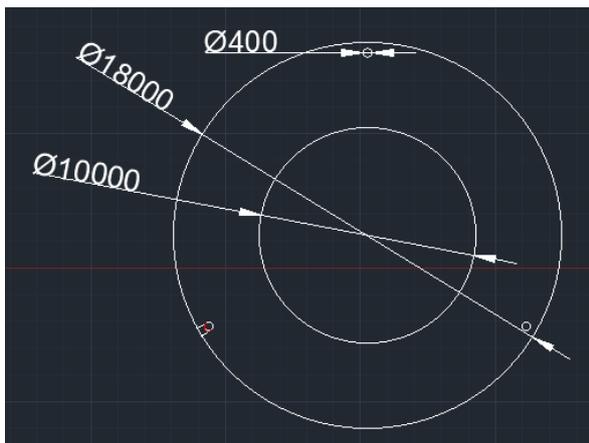
Debido a las cargas de la corriente y el viento, la estructura tiende a ir a la deriva. El sistema de anclaje impide esto. En la situación más desfavorable, ambas tienen el mismo sentido y dirección, y una única línea de las 3 está soportando el esfuerzo.

Carga máxima por viento: 290 T

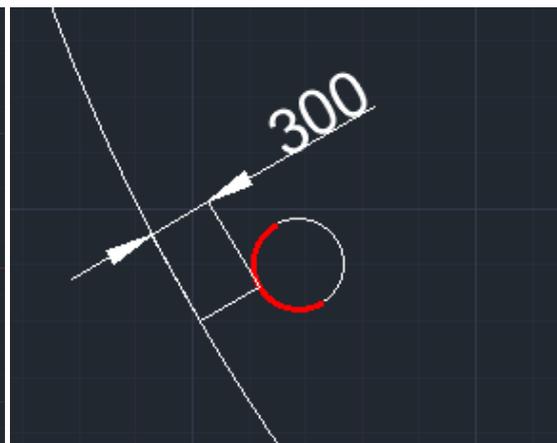
Carga máxima por corriente: 20 T

Carga total: 310 T

Considerando que en el punto de anclaje el esfuerzo que se produce es cortadura, estudiamos las secciones en las que se produce. Sus dimensiones son 300 x 150 mm.



Fuente: elaboración propia



Fuente: elaboración propia

El cortante en esa sección se estudia como Fuerza/Área.

$$\frac{3041100 \text{ N}}{45000 \text{ mm} \times 2} = 33,79 \text{ MPA}$$

Con esta condición cumple sobradamente, de manera que es capaz de soportar no solo los esfuerzos mencionados, sino también los esfuerzos debidos a cargas dinámicas y peso del sistema de anclaje, así como los del oleaje. No obstante, el cálculo más preciso de estos esfuerzos se considerará en fases más avanzadas del proyecto.

## 3. PLANOS DE LA ESTRUCTURA

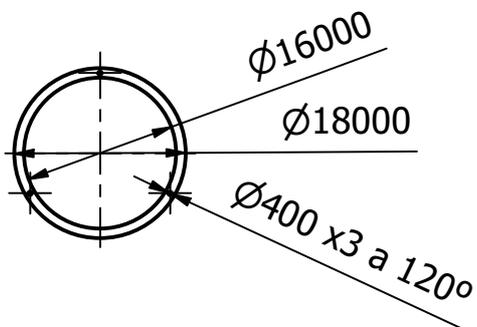
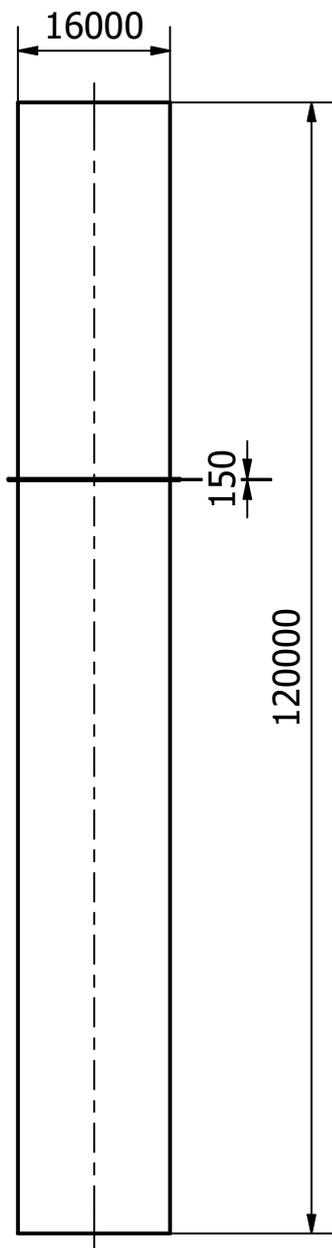
1 PLANO GENERAL

2 BRIDA DE ANCLAJE

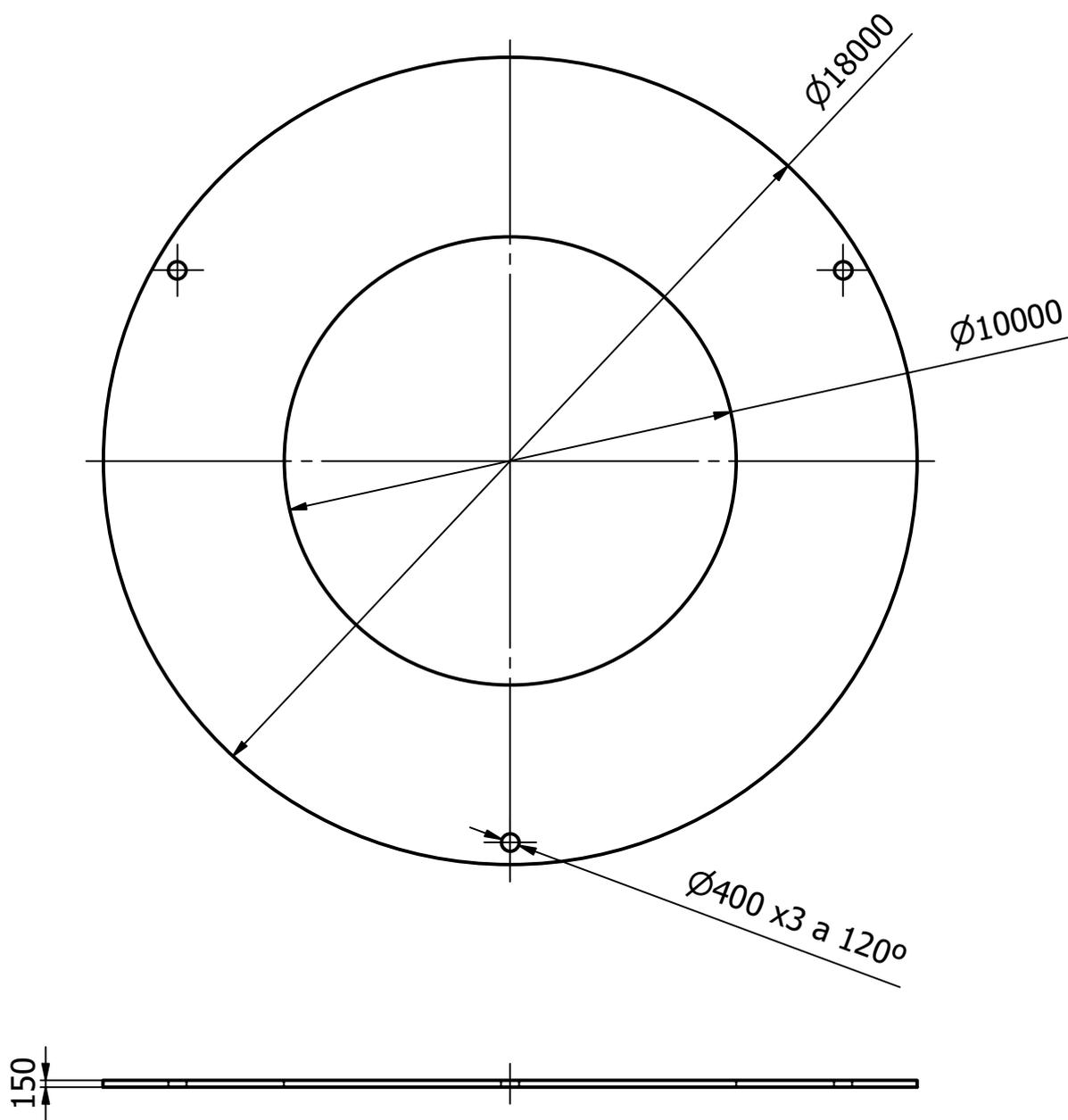
3 TAPAS

4 MÓDULOS

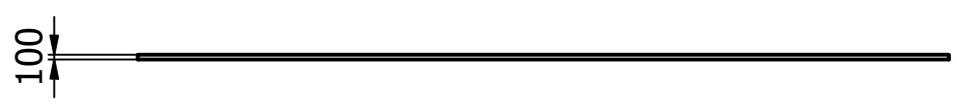
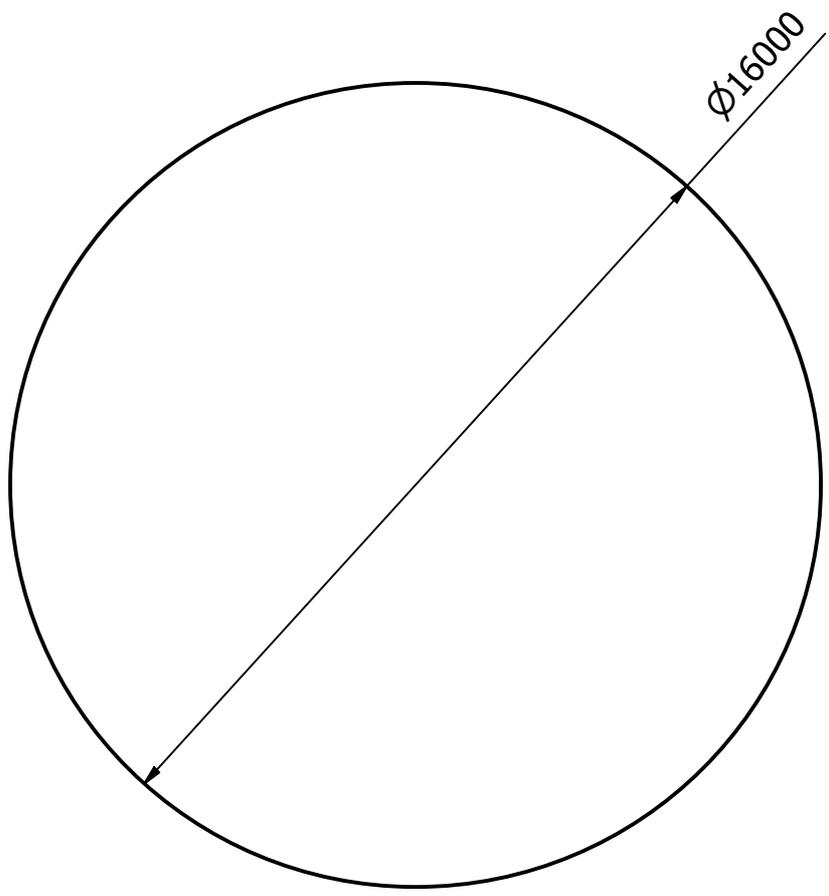
5 MÓDULO HORMIGÓN



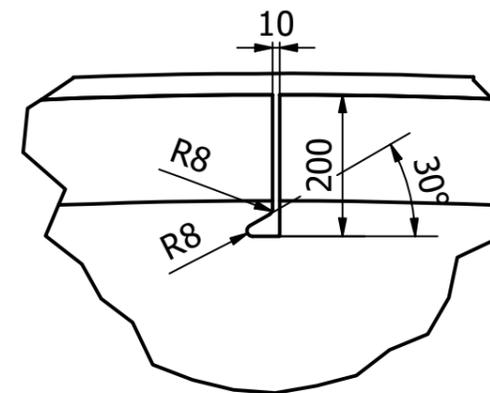
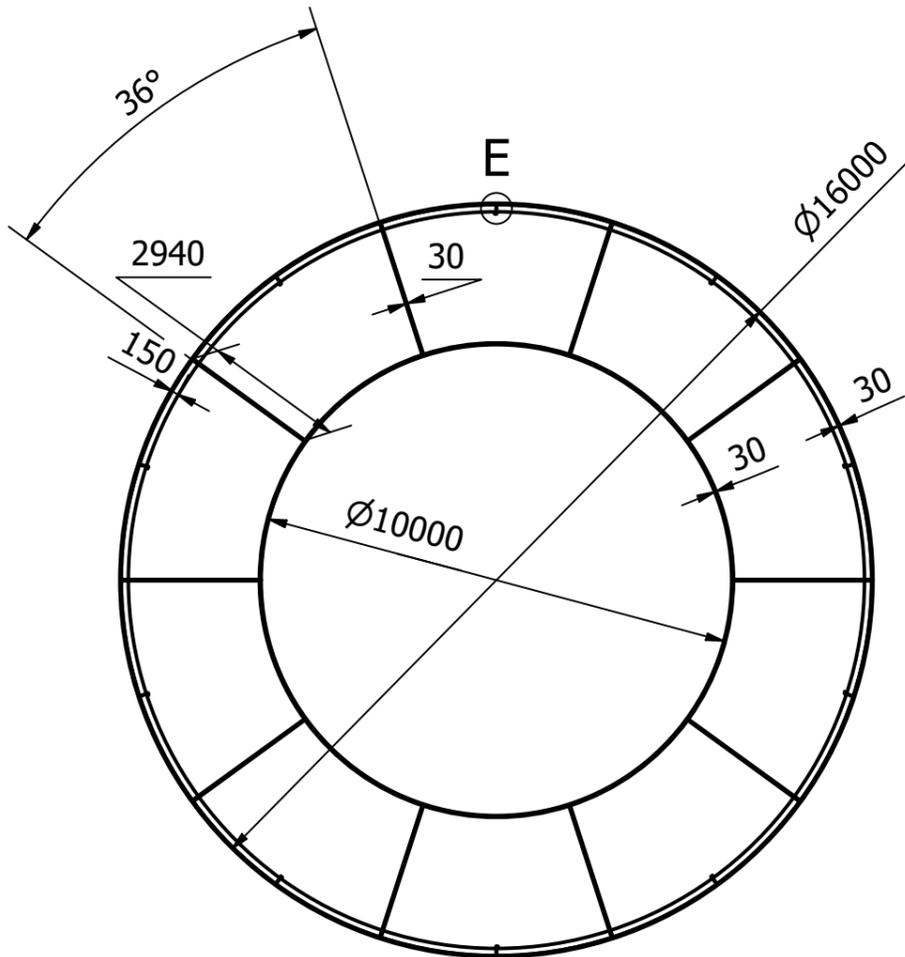
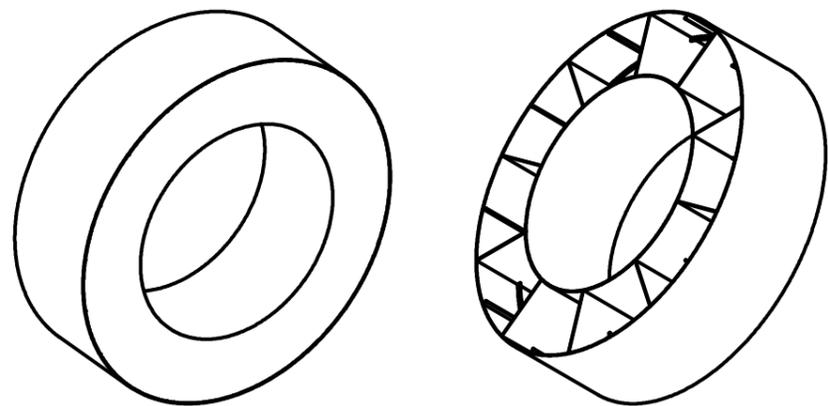
INGENIERÍA MECÁNICA	Creado por ÁLVARO IGARTUA SAN SEGUNDO	FIRMA:	ESCALA: 1 : 800
E.T.S. DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN		PLANO GENERAL	
		Nº PLANO: 1	Fecha: Septiembre 2021



INGENIERÍA MECÁNICA	Creado por ÁLVARO IGARTUA SAN SEGUNDO	FIRMA:	ESCALA: 1 : 150
E.T.S. DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN		BRIDA DE ANCLAJE	
		Nº PLANO: 2	Fecha: Septiembre 2021

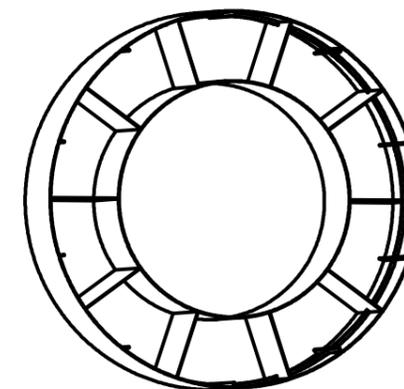
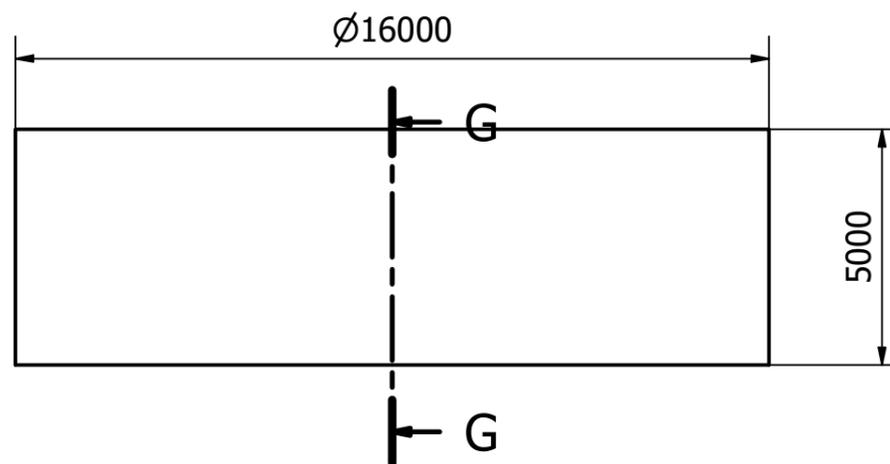
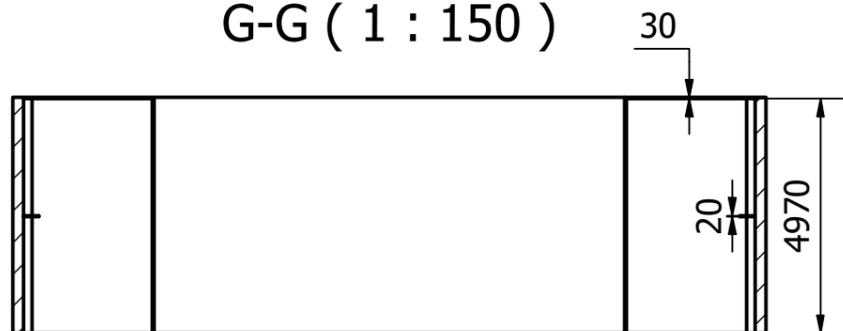


INGENIERÍA MECÁNICA	Creado por ÁLVARO IGARTUA SAN SEGUNDO	FIRMA:	ESCALA: 1 : 150
E.T.S. DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN		TAPAS	
		Nº PLANO: 3	Fecha: Septiembre 2021

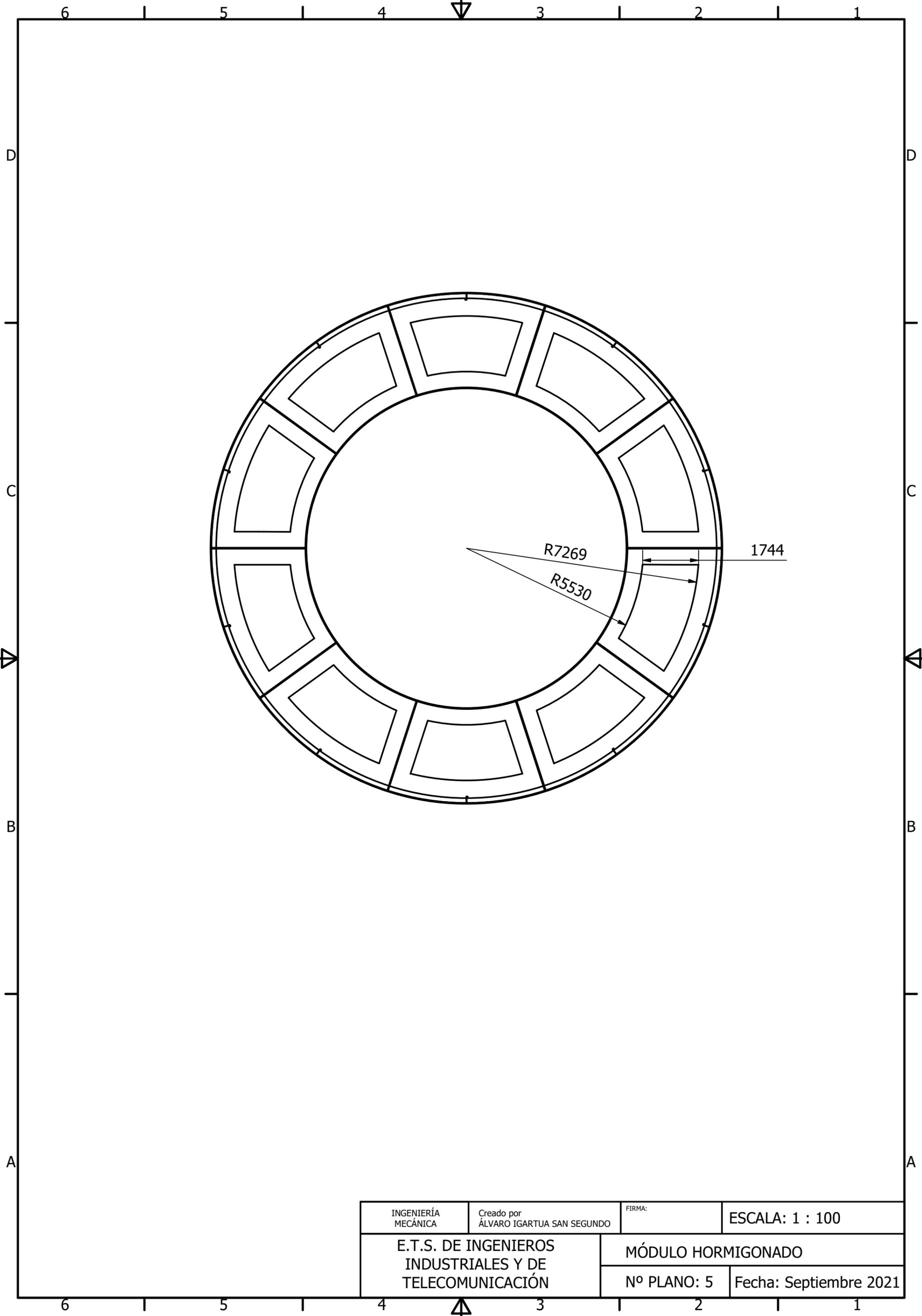
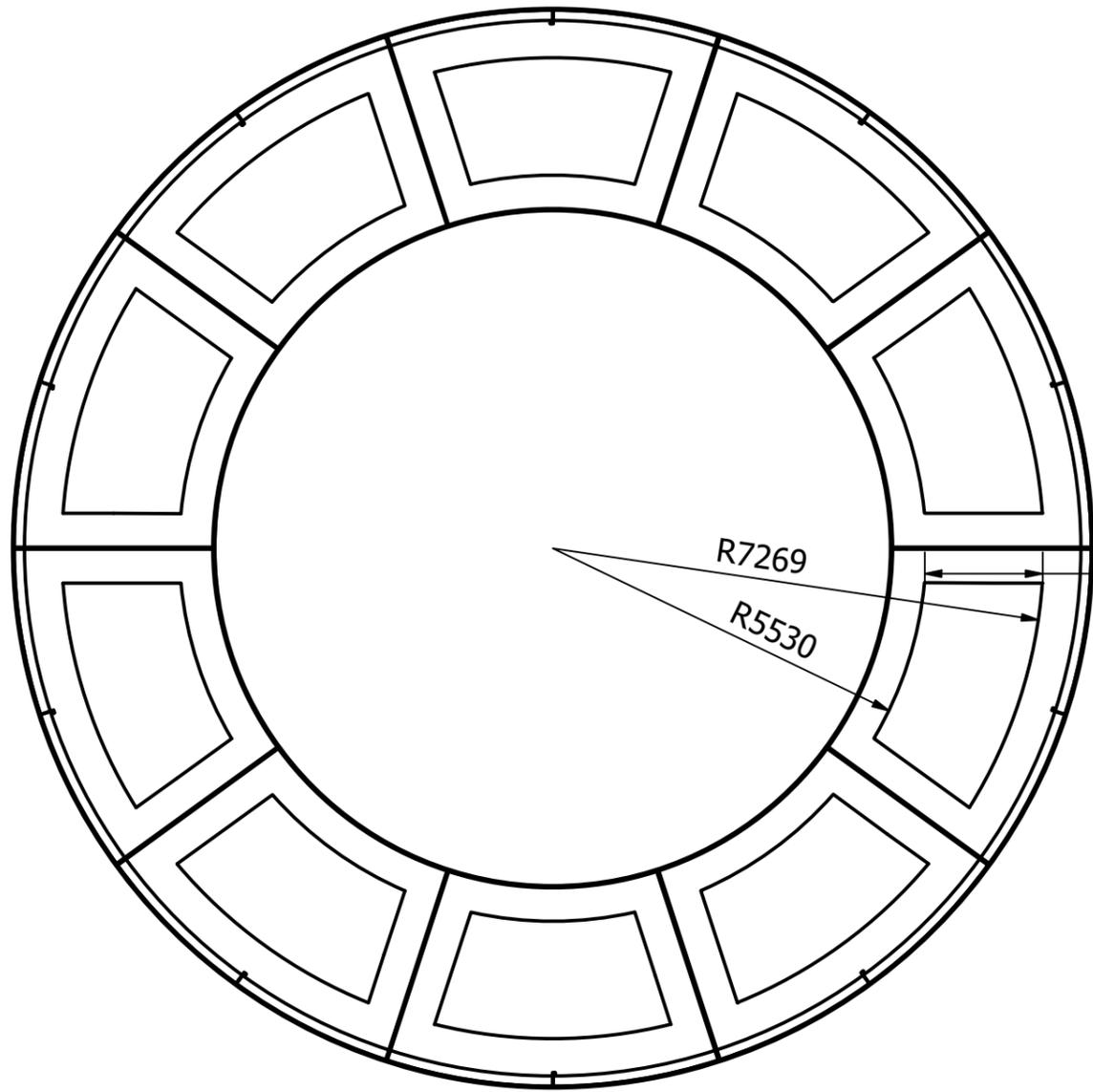


E ( 1 : 10 )

G-G ( 1 : 150 )



INGENIERÍA MECÁNICA	Creado por ÁLVARO IGARTUA SAN SEGUNDO	FIRMA:	ESCALA: 1 : 150
E.T.S. DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN		MÓDULO	
		Nº PLANO: 4	Fecha: Septiembre 2021



INGENIERÍA MECÁNICA	Creado por ÁLVARO IGARTUA SAN SEGUNDO	FIRMA:	ESCALA: 1 : 100
E.T.S. DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN		MÓDULO HORMIGONADO	
		Nº PLANO: 5	Fecha: Septiembre 2021

## 4. PLIEGO DE CONDICIONES

### Objetivo y ámbito de este pliego de condiciones

El objetivo fundamental de este pliego de condiciones es definir de modo escrito las indicaciones sobre las especificaciones técnicas del diseño.

### Condiciones técnicas del diseño

Al procederse a la fabricación o modificación de la estructura del presente proyecto, será necesario cercionarse de que el trabajo se realiza conforme a las normas de calidad y normativas correspondientes.

### Materiales

Los materiales a emplear en la ejecución de la estructura metálica son los siguientes:

- Acero Naval A36. Límite elástico de 355 MPa.
- Hormigón de uso no estructural.

### Control de materiales base

Se tomarán muestras de las chapas de acero antes del comienzo de la obra, y se realizarán los siguientes ensayos sobre ellas:

Ensayo de tracción.

- Límite elástico
- Tensión de rotura
- Alargamiento en rotura
- Módulo de elasticidad
- Registro del diagrama carga-deformación.

Ensayo de plegado.

Determinación de la resistencia.

### Corte y preparación de bordes

La preparación de bordes de las chapas a unir con soldadura tiene por objeto asegurar la completa penetración y facilitar el soldeo.

La elección del tipo adecuado de preparación de bordes solo puede ser seleccionada por un técnico experimentado. Puede ser cualquiera de los siguientes:

- Escuadrados
- Preparación de V, U, X, mixta.

### **Uniones soldadas**

Conforme a la normativa en soldadura para el sector naval, se realizará mediante uno o varios de los siguientes métodos:

- Soldadura manual con los electrodos revestidos.
- Soldadura semi automática de hilo continuo (MIG/MAG).
- Soldadura TIG (Gas Inerte de Tungsteno).
- Soldadura de arco de plasma o PAW.
- Soldadura por arco sumergido.
- Soldadura con oxiacetileno.

### **Prescripciones para soldaduras**

Previo al soldeo los bordes de unión estarán limpios y secos.

Se utilizará material de aporte en calidad de estructura con un límite elástico mínimo superior al del acero base.

### **Deformaciones y tensiones residuales**

Toda soldadura experimenta al enfriarse contracciones con sus correspondientes deformaciones y tensiones residuales. Es necesario preverlas en la medida de lo posible para así evitar posteriores operaciones de corrección que generen gastos adicionales. Las correcciones necesarias se realizarán a juicio de un técnico experimentado en el proceso.

### **Control de soldadura**

Se realizarán los siguientes controles:

- Control visual de la preparación de bordes.
- Control visual del aspecto del cordón.
- Control de calidad de la soldadura mediante inspección radiográfica o ultrasonidos según sea pertinente, en el 4% de los cordones existentes.

### **Pintura**

Se pintará la superficie íntegra de la estructura. Previo a la aplicación de pintura, se llevará a cabo una preparación exhaustiva de la zona mediante chorreo, que abarcará los siguientes puntos:

- Eliminación de los contaminantes (óxidos, grasas, suciedades, etcétera).
- Eliminación de la cascarilla, denominada calamina, para poder conseguir un buen grado de contacto entre el acero y el recubrimiento.
- Supresión de los cantos vivos y cordones de soldadura.

El proceso de pintado de la estructura se regirá por las mismas normas y condiciones que los buques en el sector naval. Con respecto a la pintura en la obra viva de la estructura, se realizarán inspecciones periódicas.

## 5. PRESUPUESTO

### CONSIDERACIONES

- Acero 4266 T a 1,60 €/kg
- Mano de obra 2,40 €/kg  
Mano de obra directa: promedio 20 €/h. 143 operarios.  
Mano de obra indirecta: 20% mano de obra directa. Promedio 30 €/h. 24 operarios
- Consumibles 0,32 €/kg.
- Utillajes 0,25 €/kg
- Armamento 0,15 €/kg
- Medios auxiliares 0,35 €/kg
- Pintura 33118 m2 a 35€/m2 son 0,27 €/kg
- Hormigón 17400T. 7250 m3. 100 €/m3.

CONCEPTO	PRECIO UNITARIO €/kg	TOTAL
<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL</b>		
Acero	1,60 €	6.825.600,00 €
Mano de obra	2,40 €	10.238.400,00 €
Utillajes 200T	0,25 €	1.066.500,00 €
Armamento	0,15 €	639.900,00 €
Pintura	0,30 €	1.279.800,00 €
Consumibles	0,32 €	1.365.120,00 €
Medios auxiliares	0,35 €	1.493.100,00 €
Varios	0,60 €	2.559.600,00 €
Hormigón	0,17 €	725.220,00 €
<b>TOTAL</b>	<b>6,14 €</b>	<b>26.193.240,00 €</b>
<b>PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA</b>		
Gastos generales (13%)	6,94 €	29.598.361,20 €
Beneficio empresarial (7%)	7,42 €	31.670.246,48 €
<b>PRECIO FINAL</b>	<b>31.670.246,48 €</b>	

## BIBLIOGRAFIA

- <https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/como-funciona-la-energia-eolica-marina>
- <https://www.worldenergytrade.com/energias-alternativas/energia-eolica/la-capacidad-eolica-marina-instalada-global-experimentara-un-crecimiento-del-37-en-2021>
- Sistemas de fondeo y anclaje J. L. Almazán Gárate. U. Politécnica de Madrid.
- <https://www.evwind.com/2019/09/23/el-crecimiento-del-mercado-mundial-de-energia-eolica-marina-impulsado-por-asia/>
- <https://www.eoi.es/blogs/merme/comparativa-de-eolica-terrestre-y-marina-situacion-en-el-mundo-y-posibilidades-en-espana/>
- <https://www.equinor.com/en/what-we-do/floating-wind/how-hywind-works.html>
- <https://www.edp.com/es/innovacion/windfloat>
- <https://www.bw-ideol.com/en/floatgen-demonstrator>
- <https://www.inocean.no/projects/sway-offshore-wind-turbine/>
- <https://www.windcrete.com/characteristics/>
- <https://www.esteyco.com/proyectos/proyecto-telwind/>
- <https://questfwe.com/concepts/hexafloat-saipem/>
- <https://www.stiesdal.com/offshore-windpower/>
- [https://www.aeeolica.org/uploads/documents/562-estudio-estrategico-ambiental-del-litoral-espanol-para-la-instalacion-de-parques-eolicos-marinos\\_mityc.pdf](https://www.aeeolica.org/uploads/documents/562-estudio-estrategico-ambiental-del-litoral-espanol-para-la-instalacion-de-parques-eolicos-marinos_mityc.pdf)
- <https://www.boe.es/boe/dias/2007/08/01/pdfs/A33171-33179.pdf>
- <https://ovacen.com/mapa-eolico/>
- <https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=42.81687;longitude=-1.64323;altura=50;dato=micro>
- [http://www2.ign.es/MapasAbsysJPG/11-I-12\\_01.jpg](http://www2.ign.es/MapasAbsysJPG/11-I-12_01.jpg)
- <https://energialaspalmasgc.es/informacion-energetica-canarias/>
- <https://www.marinetraffic.com/es/ais/home/centerx:-16.3/centery:28.0/zoom:9>
- <https://www.google.es/maps/place/Canarias/@28.4309007,-18.0969199,7z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0xc41aa86ef755363:0x10340f3be4bc8c0!8m2!3d28.2915637!4d-16.6291304>
- <https://www.smartgridsinfo.es/2019/01/31/red-transporte-electrico-canarias-preparada-transicion-energetica-gracias-inversion-ree-plan-eolico>
- <https://www.outlettours.es/es/blog/como-son-los-fondos-marinos-canarios/12.html>
- <http://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx>

- <https://www.agr2.es/es/noticias-agr2/calculando-la-velocidad-del-viento>
- <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica3/datos/viento/estadistica.html>
- <http://www.puertos.es/es-es/oceanografia/Paginas/portus.aspx>
- <https://www.climasyviajes.com/clima/canarias>
- <https://www.climasmonterrey.com/cuales-son-las-propiedades-del-aire>
- [https://es.wikipedia.org/wiki/Corriente\\_de\\_las\\_Islas\\_Canarias](https://es.wikipedia.org/wiki/Corriente_de_las_Islas_Canarias)
- <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114000469>
- *Soluciones flotantes para aerogeneradores: Plataforma Spar. Marta Caicoya Ferreiro.*
- *TFG diseño y cálculo del soporte de un aerogenerador marino del tipo jacket. Lorenzo Bernieri Kossmann.*
- *Plataforma offshore para aerogenerador de 5 MW. Santiago de Guzmán Montón.*

#### NORMATIVA

- **DNVGL-ST 0437**
- **DNVGL-ST 0119**
- **DNV-OS-J103**
- **DNV RP C205**
- **DNV OS C301**