

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE GRADO

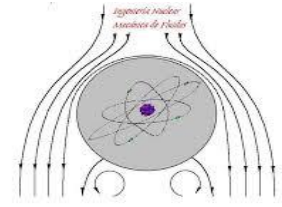
ENERGÍA EÓLICA: DIMENSIONAMIENTO DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE FLOTANTE

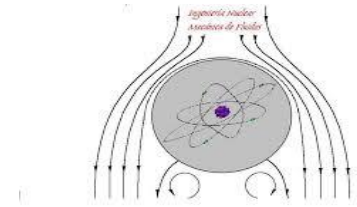
Alumno: Daniel Mark Wilding López

Directora: Margarita Eugenia Herranz Soler

Curso Académico: 2018/2019

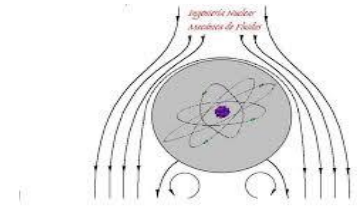
Bilbao, 18 de febrero de 2019



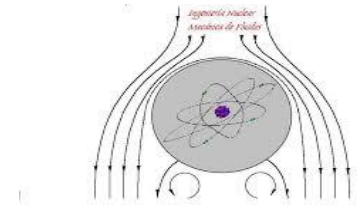


ÍNDICE DE CONTENIDOS

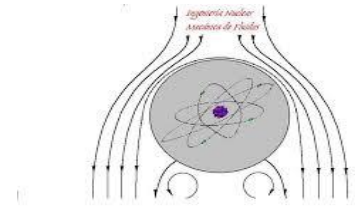
1. RESUMEN TRILINGÜE.....	06
2. ÍNDICE DE IMÁGENES Y TABLAS.....	07
3. INTRODUCCIÓN.....	09
4. CONTEXTO.....	10
5. ALCANCE.....	11
6. ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE.....	13
6.1. Situación a nivel internacional.....	13
6.1.1. Perspectivas a futuro a nivel internacional.....	14
6.2. Situación a nivel nacional.....	15
6.2.1. Perspectivas a futuro a nivel nacional.....	17
6.3. Situación de la eólica offshore flotante.....	17
6.3.1. Perspectivas a futuro de la energía eólica offshore flotante.....	18
7. LOCALIZACIÓN DEL PARQUE.....	19
7.1. Infraestructura en tierra.....	20
7.2. Recurso eólico.....	20
7.3. Profundidad del lecho marino.....	23
7.4. Infraestructura eléctrica de evacuación e integración en la red existente.....	23
7.5. Impacto ambiental.....	25
8. ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS.....	27
8.1. Rasgos a analizar.....	27
8.1.1. Presión hidroestática.....	27
8.1.2. Principio de Arquímedes.....	27
8.1.3. Estabilidad.....	28



8.2. Tipos de sistema de sujeción flotante.....	29
8.2.1. Plataformas estabilizadas mediante lastre.....	30
8.2.1.1. Sistema Hywind.....	30
8.2.2. Plataformas estabilizadas mediante flotabilidad.....	31
8.2.2.1. Sistema WindFloat.....	32
8.2.3. Plataformas estabilizadas mediante líneas de amarre a tensión.....	33
8.2.3.1. Sistema Gicon.....	33
8.3. Tipos de modelo de aerogenerador.....	34
8.3.1. MHI Vestas V164-9.5 MW.....	34
8.3.2. Windtec Seatitan 10 MW.....	35
8.3.3. Enercon E-112/45.114.....	36
8.3.4. Servion 6.3M152.....	36
9. SELECCIÓN DE LAS SOLUCIONES.....	38
9.1. Selección del sistema flotante.....	38
9.2. Selección del aerogenerador.....	38
9.3. Distribución de los aerogeneradores.....	41
10. CONSTRUCCIÓN DEL PARQUE.....	43
10.1. Instalación del sistema eléctrico.....	43
10.2. Instalación del sistema de anclaje y amarre.....	44
10.2.1. Sistema de amarre.....	45
10.2.2. Sistema de anclaje.....	45
10.3. Montaje de los aerogeneradores.....	47
10.4. Montaje de los aerogeneradores en las plataformas flotantes.....	47
10.5. Remolque de los aerogeneradores al emplazamiento.....	47
10.6. Anclaje de las plataformas y conexión a la red.....	48
10.7. Mantenimiento.....	48



11. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DEL PARQUE.....	49
12. PRESUPUESTO.....	51
12.1. Presupuesto del proyecto.....	51
12.2. Presupuesto de la realización del trabajo.....	52
13. DESCRIPCIÓN DE LAS TAREAS. (GANTT).....	53
13.1. GANTT del proyecto.....	53
13.2. GANTT de la realización del trabajo.....	53
14. CONCLUSIONES.....	54
15. FUENTES DE INFORMACIÓN.....	55
ANEXO I: NORMATIVA APLICABLE.....	57
ANEXO II: DATOS DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA EN ESPAÑA.....	58
ANEXO III: ROSA DE LOS VIENTOS.....	59
ANEXO IV: TIPOS DE PLATAFORMAS FLOTANTES.....	60
ANEXO V: FICHAS TÉCNICAS DE LOS AEROGENERADORES.....	61
ANEXO VI: GANTT AMPLIADO.....	62



1. RESUMEN TRILINGÜE

RESUMEN

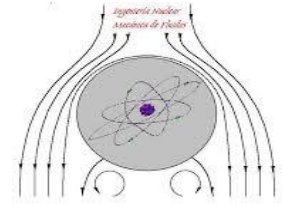
En un mercado estancado por la limitación en las profundidades del fondo marino, la energía eólica marina ha conseguido romper esta barrera mediante los sistemas de plataformas flotantes. Con esto, la explotación de dicha energía renovable en el mar aumentará de forma notable, siendo referente en la producción mediante energías limpias. En este proyecto se dimensiona un parque eólico offshore flotante en la costa de Galicia.

ABSTRACT

In a stagnated market due to the limitation of water depths, offshore wind power has managed to overcome this restraint by introducing floating platform solutions. Wind power production will increase significantly because of these new technologies, leading the way in energy production by renewables. In this project a floating offshore wind power plant is designed on the coast of Galicia.

LABURPENA

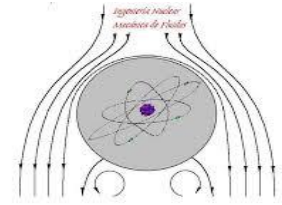
Itsas sakonerak mugatzen duen merkatuan, plataforma flotatzaileen bitartez energia eolikoak oztupoak gainditzea lortu du. Horrela, aipatutako energia berriztaparriaren ekoizpena era nabarmenean handituko da itsasoan, energía garbietan sortzaile lehena bilakaturik. Proiektu honetan, Galiziako kostaldean kokaturiko haize-parke flotatzaile offshore bat dimensionatuko da.



2. ÍNDICE DE IMÁGENES Y TABLAS

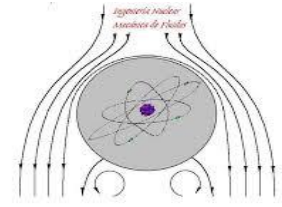
ÍNDICE DE IMÁGENES

- Imagen 1:** Potencia offshore instalada en 2017.
- Imagen 2:** Mapa eólico de las costas de España.
- Imagen 3:** Potenciales mercados de futuro.
- Imagen 4:** Localización del parque eólico.
- Imagen 5:** Puerto exterior de A Coruña.
- Imagen 6:** Mapa eólico de Galicia.
- Imagen 7:** Rosa de los vientos del parque.
- Imagen 8:** Distribución de Weibull.
- Imagen 9:** Mapa batimétrico de A Coruña.
- Imagen 10:** Red de transporte de A Coruña.
- Imagen 11:** Mapa de protección de costas de A Coruña.
- Imagen 12:** Impacto visual de los aerogeneradores offshore.
- Imagen 13:** Estabilidad de una masa flotante.
- Imagen 14:** Tipos de plataformas flotantes.
- Imagen 15:** Sistema de flotación Hywind.
- Imagen 16:** Sistema de flotación WindFloat.
- Imagen 17:** Sistema TLP Gicon.
- Imagen 18:** Curva de potencia MHI Vestas V164-9.5 MW.
- Imagen 19:** Curva de potencia Windtec Seatitan 10 MW.
- Imagen 20:** Curva de potencia Enercon E-112/45.114.
- Imagen 21:** Curva de potencia Senvion 6.3M152.
- Imagen 22:** Perfil del viento del emplazamiento.
- Imagen 23:** Distribución de los aerogeneradores.
- Imagen 24:** Conexión eléctrica a la red de potencia.
- Imagen 25:** Esquema de la conexión a la red.
- Imagen 26:** Sistemas de amarre.
- Imagen 27:** Ancla de arrastre.
- Imagen 28:** Remolque del sistema WindFloat.



ÍNDICE DE TABLAS

- Tabla 1:** Análisis de los tipos de zona en la costa española.
- Tabla 2:** Localización del parque eólico.
- Tabla 3:** Datos de las condiciones eólicas en el emplazamiento.
- Tabla 4:** Tensiones de conexión a la red.
- Tabla 5:** Alternativas de aerogeneradores.
- Tabla 6:** Datos técnicos MHI Vestas V164-9.5 MW.
- Tabla 7:** Datos técnicos Windtec Seatitan 10 MW.
- Tabla 8:** Datos técnicos Enercon E-112/45.114.
- Tabla 9:** Datos técnicos Senvion 6.3M152.
- Tabla 10:** Velocidad del viento.
- Tabla 11:** Potencia aprovechable.
- Tabla 12:** Potencia y precio total de los aerogeneradores.
- Tabla 13:** Generación eléctrica.
- Tabla 14:** Datos energéticos del aerogenerador.
- Tabla 15:** Presupuesto del proyecto.
- Tabla 16:** Presupuesto de la realización del trabajo.
- Tabla 17:** GANTT del proyecto.
- Tabla 18:** GANTT de la realización del trabajo.



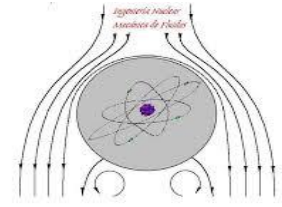
3. INTRODUCCIÓN

Debido a la rápida evolución del cambio climático, surge la necesidad de obtener energía de forma diferente a la tradicional como son los ciclos combinados o centrales nucleares. Durante los últimos años se ha investigado en diferentes formas de obtener energía, con un objetivo principal, que las emisiones, residuos y la contaminación sean inferiores a las existentes.

Entre las posibilidades de generar energía eficientemente, como son la solar fotovoltaica, mediante la biomasa, el movimiento de las olas, la geotermia o la energía eólica. Este último tipo de productor de energía limpia, obtiene dicha energía a partir del viento. Concretamente, se produce por el movimiento de las palas del aerogenerador, las cuales son impulsadas por el viento. Este movimiento rotatorio, se transmite a través de un eje a una caja multiplicadora conectada a un generador eléctrico.

La energía eólica está ganando mercado debido a la disponibilidad del recurso eólico y a su gran aprovechamiento. Dicha energía produce casi el 50% de la energía producida mediante energías renovables, sin embargo, tanto la imposibilidad de ubicar nuevos parques eólicos en el territorio español y las grandes profundidades de las aguas de su costa, inhabilita la instalación de nuevos emplazamientos.

Mediante plataformas flotantes que sujetan el aerogenerador en una posición fija, sin importar las profundidades del agua, abre a la energía eólica un mercado sin explotar y que consta como el futuro de las energías renovables, en concreto de la energía eólica.



4. CONTEXTO

La energía eólica offshore surge como medida para aprovechar el potencial eólico que se da en localidades marinas, ya que las zonas óptimas terrestres para su aprovechamiento eólico se encuentran ya en uso y es difícil encontrar nuevas zonas con aprovechamientos buenos.

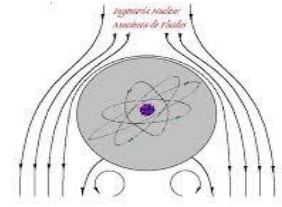
El recurso eólico marino se caracteriza por tener velocidades de viento de 3 m/s superiores respecto a las de zonas terrestres debido a la inexistencia de obstáculos y que la rugosidad del terreno es inferior, lo que hace que aumente la capacidad de producción de electricidad. Según Iberdrola, se estima que con la misma velocidad del viento, en el mar se puede llegar a un aprovechamiento de un 30% mayor en comparación a un emplazamiento terrestre.

El primer parque eólico offshore fue instalado en el Mar Báltico, en Suecia y el primer aerogenerador marino se puso en pie en 1991. Tras ello, Dinamarca inauguró el primer parque con carácter demostrativo que constaba de once aerogeneradores con una potencia total instalada de casi 5 MW. El primer parque comercial se instaló nuevamente en Dinamarca, en 2001 con una potencia instalada de 40 MW.

El auge de estos parques se acentúa en zonas del Mar del Norte y Báltico debido a las batimetrías en aguas poco profundas, entre 5 y 20 metros, así como las políticas energéticas de los países. Actualmente, con la salida al mercado de soluciones que permiten aumentar la profundidad a la que se instalan las turbinas eólicas, se buscan nuevas localizaciones. Es conocido que en el litoral atlántico de la península ibérica, el viento sopla a velocidades y frecuencias óptimas para su aprovechamiento mediante turbinas eólicas.

Las energías renovables en el sistema eléctrico español en 2018, la energía eólica fue la principal fuente renovable de generación eléctrica, las cuales producen el 45.8% de la energía total, incrementado su participación en 8,5 puntos porcentuales respecto al mismo periodo del 2017. El viento ha favorecido la producción de 27.779 GWh de energía eléctrica entre enero y junio del 2018, lo que convierte a la eólica en la tecnología líder en este periodo, con un 22,6% del total peninsular. En comparación con los seis primeros meses del 2017, la producción eólica se ha incrementado un 10,4% [1]. Tabla de datos ampliado en Anexo II.

En España se han fijado los objetivos generales del Plan de Energías Renovables 2011-2020, que son conseguir una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea y una cuota del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en



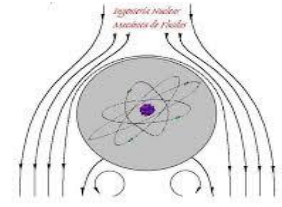
cada estado miembro para el año 2020. El Gobierno español pretende que la eólica aporte 35000 MW de potencia instalada en ese año, y 44000 en 2030 (de los cuales 8000 sean offshore).

5. ALCANCE

El objeto del proyecto es realizar un estudio técnico-económico sobre el dimensionamiento de un parque eólico offshore y flotante de 65 MW de potencia instalada, calculando la producción energética y viabilidad de dicho parque.

El primer paso a la hora de dimensionar un parque eólico es escoger una localización adecuada y que saque el máximo provecho de las instalaciones. Para ello, además de tener en cuenta las condiciones meteorológicas del emplazamiento, la accesibilidad al parque y tipos de aerogeneradores a instalar en el mismo, se debe de comprobar que la legislación vigente se cumpla a la hora de construir dicho parque. Por lo tanto, según el Real Decreto 1028/2007 [I], de 25 de mayo, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial, se establecen las siguientes condiciones:

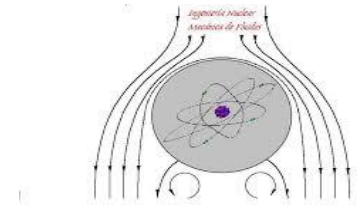
1. La construcción o ampliación de las instalaciones eléctricas de generación eólicas marinas requieren, además de las resoluciones administrativas a que se refiere el artículo 115 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, y los títulos de ocupación del dominio público marítimo-terrestre regulados en la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas, la resolución administrativa que resuelve previamente el procedimiento de concurrencia y otorga al solicitante la reserva de zona.
2. Toda ocupación del dominio público marítimo-terrestre o portuario necesaria para el desarrollo de las actividades constructivas asociadas a los trabajos de investigación se regirá, según corresponda, por lo dispuesto en la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas, y su Reglamento, o por la legislación reguladora del dominio público portuario y requerirá el previo otorgamiento por el órgano competente del título de ocupación que proceda en cada caso.
3. La aprobación del proyecto de ejecución, autorización de explotación, modificación y cierre de las instalaciones, se regirán por lo preceptuado en el Real Decreto



1955/2000, de 1 de diciembre, sobre procedimientos de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica, con las especificidades que resulten de las características propias del tipo de instalaciones que regula el presente real decreto.

Teniendo en cuenta la legislación vigente, se procede a buscar una localización idónea para ubicar el parque eólico de 65 MW. Mediante un estudio detallado, se justifica su elección y se procede a realizar un análisis técnico de distintas alternativas de modelos de sistemas de flotantes y de aerogeneradores para extraer el máximo rendimiento de las condiciones del emplazamiento.

En cuanto al ámbito económico, se realiza un presupuesto para la instalación de dicho parque en el que se reflejan las horas, amortizaciones e inversiones realizadas. Tras realizar los cálculos pertinentes, se procede a realizar la construcción del parque, analizando la producción energética de parque y los posibles riesgos del mismo.



6. ENERGÍA EÓLICA OFFSHORE

6.1. Situación a nivel internacional

Actualmente la mayoría de parques eólicos offshore en funcionamiento se encuentran ubicados en el norte de Europa, en concreto en el Mar Báltico y Mar del Norte debido al hecho de poder colocar cimentaciones marinas en sus aguas poco profundas. Como se puede observar en la imagen 1, a potencia eólica offshore instalada a nivel mundial es aproximadamente de 18.184 GW en el año 2017.

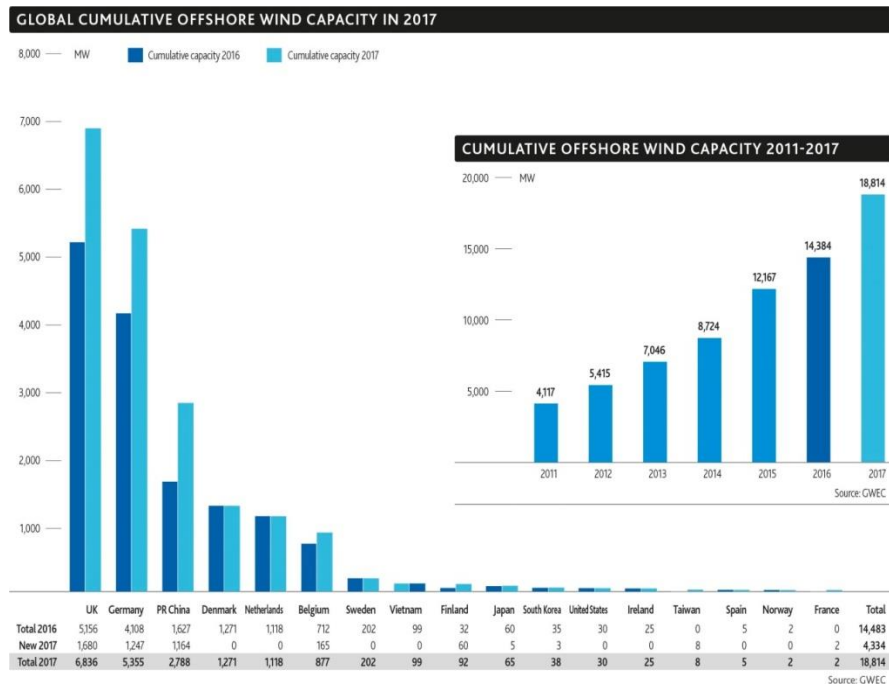
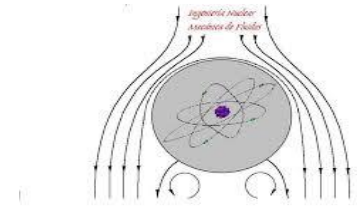


Imagen 1: Potencia offshore instalada en 2017. (Fuente: GWEC [Bibliografía])

Actualmente, está en construcción en Reino Unido el parque eólico offshore más grande del mundo, el cual tendrá una potencia de 1,2 GW y generará la electricidad suficiente para proporcionar electricidad a 1 millón de hogares en Reino Unido. Este parque se llama East Anglia One y se ubica en el Mar del Norte. El Parque contará con 174 turbinas Siemens-Gamesa de 7 MW de potencia cada una.



6.1.1. Perspectivas de futuro a nivel internacional

Según el informe de IRENA (Renewable Energy Innovation Outlook) “Perspectivas Innovación: la eólica offshore”, la capacidad eólica marina podría crecer desde los 13 GW que había en 2015 hasta los 400 GW en 2045. Los avances tecnológicos que se han dado en los últimos años han llevado a la disminución de costes y la expansión del mercado [3].

Para 2030 se prevé que el mercado de la energía eólica marina alcance los 100 GW de capacidad instalada en todo el mundo. También se espera que baje el coste medio de electricidad de los 170 dólares MWh actuales a unos 95 en 2030 y que, para el año 2045 llegue a 74 dólares MWh (esto ya se ha podido corroborar en los años 2015 y 2016).

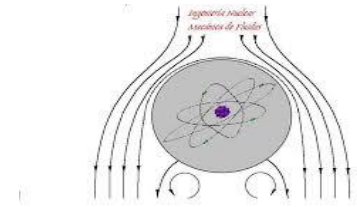
La Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA) propuso en 2014 tres escenarios de crecimientos para 2020, basados en la premisa de que la inestabilidad experimentada en los mercados energéticos hasta la fecha no se compensará completamente por nuevas instalaciones en la segunda mitad de la década, particularmente las offshore [Bibliografía]. Esto no significa que las pequeñas instalaciones vayan a debilitar el objetivo fijado del 20%. Puesto que dicho objetivo está basado en el consumo, y éste será en 2020 menor del que se supuso en un principio, alcanzar el objetivo con menos MW instalados produciendo menos TWh es posible.

Según el escenario central propuesto por EWEA se esperan 192 GW de instalaciones eólicas que produzcan 442 TWh, suponiendo el 14,9% del consumo eléctrico en 2020. Este escenario se traduce en la instalación de 75 GW durante siete años con un volumen de inversión en parques eólicos de entre 90 y 124 mil millones de euros, a través de los principales mercados (Alemania, Francia, Reino Unido, Polonia e Italia). Se prevé que para 2020 haya 354.000 personas trabajando en la industria eólica europea.

También es importante destacar que las Directrices de Energías Renovables tomadas por La Comisión Europea fijaron en 2009 unos objetivos para cumplir en 2020 sobre la producción energética a partir de fuentes renovables.

Dicho objetivo era la instalación de 230GW de capacidad (de los cuales 40GW serían generados con parques offshore) produciendo 581 TWh de electricidad, lo que supone un 15,7% del consumo de energía (la estimación del consumo para 2020 era de 3689,5 TWh).

Los acontecimientos ocurridos desde 2009, como la recesión económica y la inestabilidad regulatoria en varios mercados europeos son claves, entre otros, que han hecho que los



escenarios previstos para 2020 se vean modificados en el presente y con perspectivas más realistas.

La Comisión europea ha estimado una disminución del 11% en la demanda de energía proyectada para 2020; de hecho, no se prevé un aumento por encima del pico producido en 2008 antes de la fecha objetivo.

6.2. Situación a nivel nacional

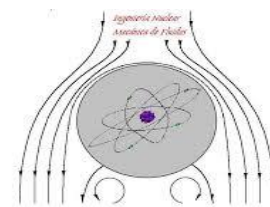
A pesar de que España sigue siendo una de las potencias mundiales en el sector eólico con cerca de 23 GW instalados, carece de parques eólicos offshore por lo que la totalidad de aerogeneradores instalados se encuentran en tierra, en zonas montañosas de alto impacto ambiental, visual y acústico.

La gran capacidad eólica en las costas de la península cuentan con la potencia de viento necesaria para la instalación de un parque eólico, sin embargo, la gran limitación son las profundidades. A contrario de los mares en el norte de Europa, el fondo marino alcanza batimetrías altas a poca distancia de la costa, imposibilitando la instalación de aerogeneradores cimentados al lecho.



Imagen 2: Mapa eólico de las costas de España. (Fuente: IDAE [Bibliografía])

A pesar de los inconvenientes de las costas españolas para dar luz verde a un parque eólico offshore, Canarias se prepara para instalar una torre telescópica a ubicar en el banco de ensayos de la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) la cual supone una gran innovación



tecnológica, ya que permite la auto-instalación de la estructura y el montaje completo de los componentes en puerto, evitando así operaciones marinas muy costosas y dependientes de las condiciones climáticas. Esta torre usará la cimentación por gravedad ya que se colocará a baja profundidad y una vez completado el fondeo, esta se desplegará elevando así la turbina.

En el año 2007, el Gobierno de turno puso en marcha un proyecto para analizar y definir posibles zonas aptas para la instalación de parques eólicos offshore en el litoral español, pero hasta 2009 no se aprobó el impulso de la energía eólica marina.

Como se puede observar en la siguiente tabla, los resultados obtenidos limitan el progreso de dicha energía en España, ya que, aunque existan 4830 km de costa peninsular y 3049 km de costa en zonas insulares, solo un 0,61% del total resulta zona apta para la implantación de parques eólicos marinos.

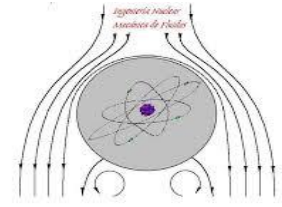
	Zonificación EEAL - parques marinos		+ Filtrado batimetría (cotas por encima de - 50 m)		+ Filtrado recurso eólico ($v \geq 7,5$ m/s, a 80 m de altura)	
	Superficie litoral (km ²)	S (%)	Superficie restante (km ²)	S (%)	Superficie restante (km ²)	S (%)
Zonas aptas	84.666	36,8	512	2,7	31	0,9
Zonas aptas con condicionantes	89.759	39,0	6.110	32,5	1.381	39,1
Zonas de exclusión	55.889	24,2	12.159	64,8	2.116	60,0
Total litoral español	230.313					
Superficie apta tras filtrados	174.425		6.623		1.412	
% apta resp. superficie total	75,73		2,88		0,61	

Tabla 1: Análisis de los tipos de zona en la costa española. (Fuente: IDAE [Bibliografía])

Actualmente, el único proyecto llevado a cabo en España de energía eólica offshore con una instalación de carácter piloto se encuentra ubicado en las Islas Canarias, en el muelle de Arinaga. Este aerogenerador tiene una potencia instalada de 5 MW y tiene una altura de 154 metros.

6.2.1. Perspectivas de futuro a nivel nacional

En el año 2016 se estimaba que, a partir del año 2017 (es decir, el año pasado), entraría en servicio las primeras fases de parques eólicos offshore de gran potencia en el litoral español



a batimetrías menores de 50 m. Se preveía también, y se prevé, que para el año 2020 España contará con una potencia instalada en el litoral de 750 MW.

En el Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER) se plantean como prioridad para la industria nacional una serie de objetivos:

- Desarrollar aerogeneradores con potencia instalada de 10 a 20 MW, adaptándolos para su posterior implantación mar adentro.
- Desarrollar plataformas marinas experimentales para la investigación y desarrollo de subestructuras de cimentación para profundidades medias, de diseños flotantes para aguas profundas y de aerogeneradores marinos.
- Reducción de ratios de inversión y coste de explotación con el objetivo de conseguir una máxima competitiva internacional.

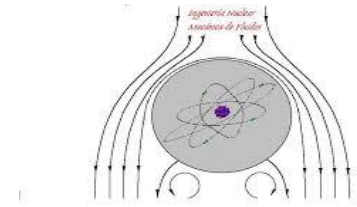
6.3. Eólica offshore flotante

Es conocido que el 80% de los recursos eólicos marinos están en aguas profundas, lo cual imposibilita el aprovechamiento de este recurso mediante aerogeneradores cimentados al lecho marino, por lo que es necesario hacer uso de plataformas flotantes que sujeten las torres. A parte de mayores velocidades de viento, la energía offshore flotante también presenta ventajas como la disminución del impacto ambiental y menos interferencias en el tráfico marino.

En octubre de 2017 se puso en pie el primer y único hasta el momento, parque eólico offshore haciendo uso de plataformas flotantes para sostener los aerogeneradores llamado Hywind Scotland. Cuenta con 5 aerogeneradores y una potencia instalada de 30MW en aguas de 80m de profundidad a unos 25km de la costa de Peterhead, Aberdeenshire.

Los aerogeneradores se mantienen a flote gracias a la estructura de tipo spar, permitiendo variar la altura de la turbina, y cuentan con cadenas de anclaje al lecho marino. Con este proyecto, Equinor (la empresa a la que pertenece el parque) ha conseguido abrir los ojos en el ámbito energético y con ello, se espera que más firmas sigan sus pasos.

Según la empresa fundadora, la energía eólica flotante tendrá un papel esencial en la reducción de costes de la energía puesto que tras el análisis del parque se ha concluido que



funciona con un factor de capacidad del 65%, mucho más que cualquier parque eólico terrestre.

6.3.1. Perspectiva a futuro de la energía eólica offshore flotante

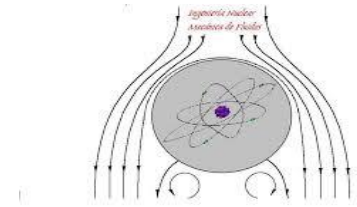
La eólica flotante es la llave de un potencial energético inagotable y a día de hoy ha alcanzado interés en el sector energético. Ahora que la tecnología eólica flotante ha madurado y los costes han empezado a decrecer, se espera que se vea un aumento exponencial en la producción mediante esta tecnología.

Europa ya cuenta con 30GW instalados con potencial de llegar a más de 100GW en 2030 con los que se podría suministrar 12 millones de viviendas. Los fuertes vientos en el Mar del Norte y en las orillas del Atlántico hacen que sean localidades idóneas para emplazamientos eólicos, que hasta la puesta en marcha de la eólica offshore flotante, estaban fuera de alcance debido a sus grandes profundidades.

En un mercado en auge y con recursos más que suficientes en todo el mundo, se localizan las posibles localizaciones de futuros emplazamientos en el mapa inferior. Los aerogeneradores rosas suponen proyectos que se están llevando a cabo, los grises indican localizaciones donde se podrían ubicar este tipo de emplazamientos y los blancos proyectos a largo plazo.



Imagen 3: Potenciales mercados de futuro. (Fuente: Equinor [4])



7. LOCALIZACIÓN DEL PARQUE

La ubicación de un emplazamiento eólico es el punto fundamental de un proyecto de este tipo, debido a que todo va ligado a ello. Es importante estudiar y analizar localizaciones teniendo en cuenta varios factores imprescindibles como son la infraestructura en tierra, el recurso eólico, la profundidad del lecho marino, Infraestructura eléctrica de evacuación e integración en la red existente y el impacto ambiental.

Para la realización de este proyecto, se ha escogido la costa de A Coruña como localización del emplazamiento debido a las condiciones eólicas idóneas y al interés y participación de la Junta de Galicia en el proyecto. El parque es delimitado en cumplimiento del Real Decreto 1028/2007 [1] y el espacio es cedido por la Junta de Galicia con aprobación del Estado Español.

El parque ocupará un tamaño aproximado de 8 km², distará a 20 km de la costa gallega y a 50 km del puerto exterior de A Coruña. La cantidad de aerogeneradores y su posicionamiento en el parque se verá en el apartado 9.3 Distribución de los aerogeneradores.

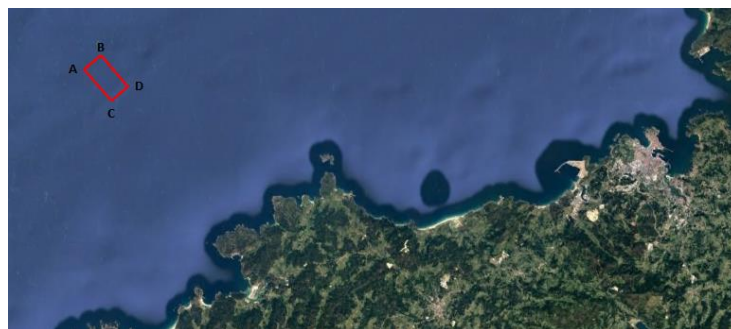


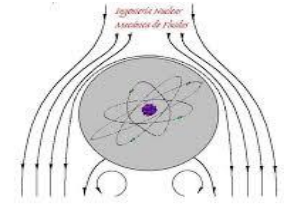
Imagen 4: Localización del parque eólico. (Fuente: Elaboración propia)

Las coordenadas que limitan el perímetro del emplazamiento son las siguientes:

	Latitud	longitud
A	43°26'45.30"N	9°10'16.36"O
B	43°27'34.07"N	9°08'59.09"O
C	43°24'50.05"N	9°07'59.97"O
D	43°25'43.64"N	9°06'41.18"O

Tabla 2: Localización del parque eólico.

7.1. Infraestructura en tierra



Un criterio importante a la hora de situar un parque eólico marino es la disponibilidad de puertos situados en las inmediaciones del parque con accesibilidad suficiente para alojar máquinas y medios constructivos de todos los componentes de la instalación. Es importante que el puerto sea capaz de albergar grandes buques en los que se cargaran las torres eólicas en partes y que tenga el espacio necesario para ensamblar la torre y góndola.

Por cercanía a la zona delimitada, el puerto de La Coruña satisface las necesidades del proyecto. Más específicamente, se usará el puerto exterior, conocido como Puerto de Punta Langosteira, que cuenta con 900 m de muelle y entrada de carretera directa desde la autovía. Desde este puerto también se iniciarán las operaciones de mantenimiento en el emplazamiento.



Imagen 5: Puerto exterior de A Coruña. (Fuente: Puerto A Coruña [7])

7.2. Recurso eólico

En cualquier parque eólico el factor más importante es la velocidad del viento, la cual es mayor en emplazamientos offshore debido al régimen laminar del viento y a la ausencia de obstáculos. Esto implica un mejor aprovechamiento del recurso eólico y por tanto una producción mayor que en tierra.

El litoral Gallego, junto con el Estrecho de Gibraltar, el Cabo de Creus y el Mar de Alborán, son los puntos con mayores velocidades de viento de la península que alcanzan los 9m/s.

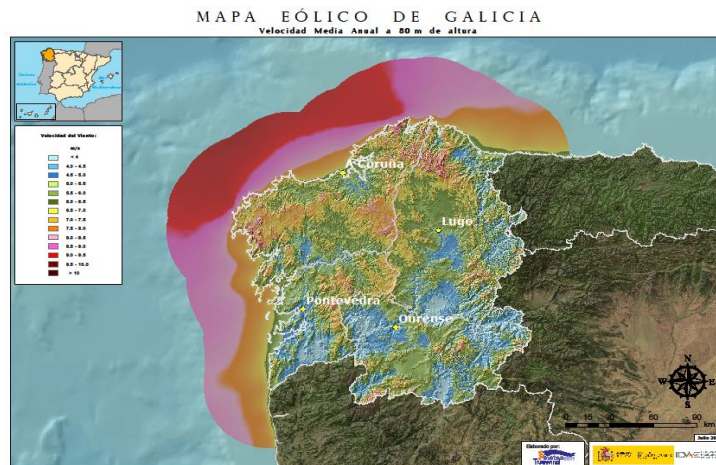
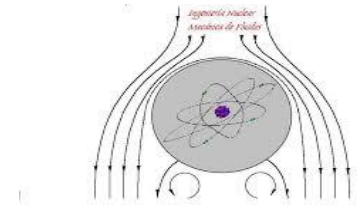


Imagen 6: Mapa eólico de Galicia. (Fuente: IDAE [Bibliografía])

Para localizar el emplazamiento es necesario un estudio preciso del lugar, por lo que se recurrirá a la información proporcionada por IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) y Puertos del Estado. Los siguientes datos corresponden a la información obtenida en la boya Villano-Sisargas a lo largo de los años 2016 y 2017, los cuales serán útiles para determinar la distribución de los aerogeneradores en el emplazamiento.

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	4.9	6.804	1.71	7.667	2.065
NNE	9.14	7.847	4.33	8.818	2.356
NE	14.51	10.187	15.29	11.213	2.138
ENE	11.79	11.454	18.33	12.793	2.151
E	3.82	7.009	1.53	7.855	1.942
ESE	1.48	4.408	0.14	4.989	2.106
SE	1.24	4.8	0.17	5.303	1.748
SSE	1.42	5.424	0.25	5.91	1.873
S	5.5	11.426	11.81	13.044	1.712
SSW	12.55	11.799	23.86	13.682	2.155
SW	10.38	9.749	9.41	10.952	2.347
WSW	6.57	8.975	4.71	9.916	2.18
W	5.3	8.798	3.47	9.665	2.213
WNW	4.46	8.025	2.74	8.881	1.842
NW	3.44	6.571	1.37	7.395	1.685
NNW	3.5	6.03	0.88	6.673	1.89

Tabla 3: Datos de las condiciones eólicas en el emplazamiento. (Fuente: IDAE [Bibliografía])

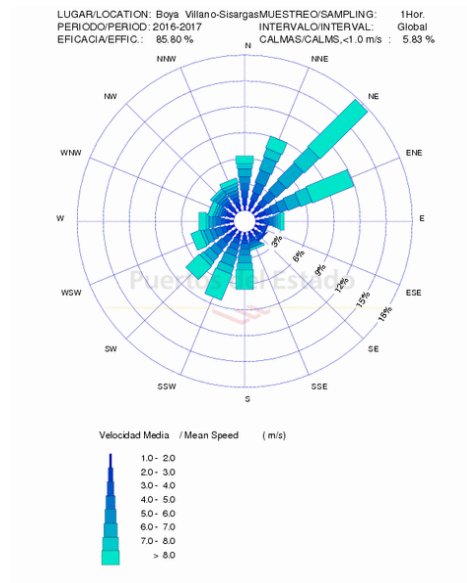


Imagen 7: Rosa de los vientos del parque. (Fuente: Puertos del Estado [5]) (Anexo III)

La rosa de los vientos es generada con los datos de la tabla, la cual es necesaria para obtener la producción energética del parque eólico.

A continuación se observa la distribución de Weibull, obtenida mediante los datos de la tabla 3, en las condiciones eólicas del emplazamiento. Esta gráfica plasma la probabilidad de que el viento sople a una determinada velocidad y en ella se observa la velocidad media del viento y la velocidad más probable del viento que son 10.8 y 10.5 m/s respectivamente.

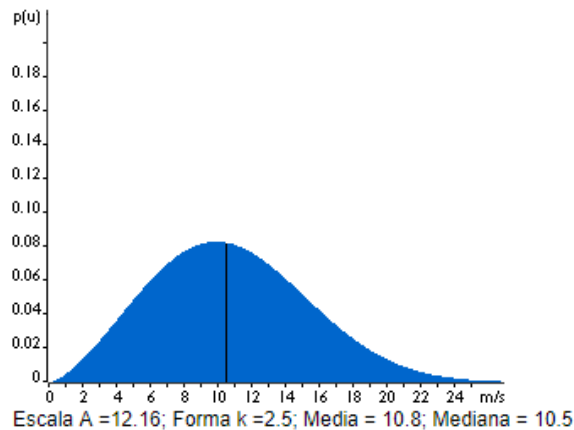
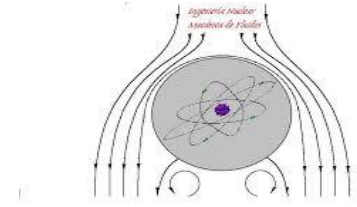


Imagen 8: Distribución de Weibull del emplazamiento. (Fuente: Elaboración propia)



7.3. Profundidad del lecho marino

Es importante destacar que en el litoral español se alcanzan grandes profundidades muy cerca de la costa y efectivamente observando en el mapa batimétrico de La Coruña, el lecho marino en la localización del parque se encuentra a alrededor de 220m de profundidad, lo que imposibilita que los aerogeneradores estén directamente cimentados al lecho marino. Por lo tanto, es necesario hacer uso de plataformas flotantes, que a día de hoy están siendo puestas en práctica por numerosas empresas. Por esta razón, no es requerido realizar un estudio geotécnico del fondo marino y basta con conocer la profundidad.

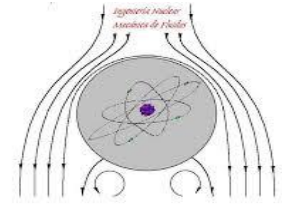


Imagen 9: Mapa batimétrico A Coruña. (Fuente: Openseamap [6])

7.4. Infraestructura eléctrica de evacuación e integración en la red existente

A la hora de integrar el parque eólico offshore a la red de conexión, la infraestructura eléctrica de evacuación de la energía generada, se hace más relevante que en un parque terrestre ya que los elementos toman una mayor complejidad. Debido a que estos elementos se ven sometidos a condiciones más desfavorables, se deben de diseñar con unas características específicas para alargar su vida útil. Entre estas características cabe destacar la resistencia al agua y la resistencia a la corrosión entre otros.

Dependiendo del tamaño de la instalación, convendrá disponer de la línea eléctrica adecuada para su conexión a la red. En el siguiente cuadro se ofrece una referencia de la relación recomendada entre MW conjuntos de la instalación y los voltajes de las líneas eléctricas a las que se debería de conectar el emplazamiento. Para la dimensión de este emplazamiento, convendrá conectarse a una red de 132 o 220 Kv.



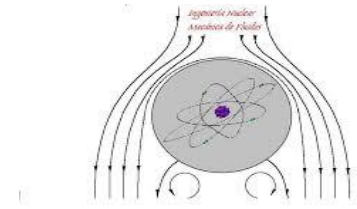
Potencia eólica (MW)	Líneas de 15 Kv	Líneas de 20 Kv	Líneas de 30 Kv	Líneas de 66 Kv	Líneas de 110 Kv	Líneas de 132 Kv	Líneas de 220 Kv	Líneas de 400 Kv
1 a 4	XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX					
4 a 15		XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX				
15 a 30				XXXXXXXX	XXXXXXXX			
30 a 50				XXXXXXXX	XXXXXXXX	XXXXXXXX		
50 a 100						XXXXXXXX	XXXXXXXX	
100 a 400							XXXXXXXX	XXXXXXXX

Tabla 4: Tensiones de conexión a la red. (Fuente: Manual de la energía eólica [Bibliografía])

La línea eléctrica de evacuación de energía generada mediante los aerogeneradores se conecta a la subestación situada en el mar, que aumenta la tensión hasta la requerida y se transporta mediante líneas submarinas hasta llegar a tierra, donde se conecta a la línea aérea terrestre mediante una subestación. En concreto, el puerto Punta Langosteira cuenta con una subestación conectada a una red mallada de 220 Kv (Líneas verdes en la imagen inferior). Se sabe que las redes malladas son más convenientes que las radiales ya que estas, no garantizan que las líneas tengan capacidad para recoger la producción eléctrica del parque con fiabilidad.



Imagen 10: Red de transporte de A Coruña. (Fuente: REE [Bibliografía])



7.5. Impacto ambiental

Hoy en día, la minimización del impacto ambiental y la aceptación social son factores casi tan importantes como el recurso eólico. Una elección del emplazamiento que cumpla con los requisitos del impacto ambiental y que a su vez sea técnica y económicamente viable, evitará conflictos sociales y medioambientales.

A día de hoy, el territorio nacional cuenta con multitud de parques eólicos terrestres, sin embargo un emplazamiento offshore es novedad. Es preciso para un establecimiento eólico localizado en el mar, la realización de estudios, ensayos y análisis abarcando un extenso periodo de tiempo. Por ello las instalaciones de generación eólicas marinas que se pretenda ubicar en el mar territorial, tendrán una potencia instalada mínima superior a 50 MW y, en todo caso, se regirán por lo establecido en el Real Decreto 1302/1986, de 28 de junio [II]. Además, deberá de tener en cuenta la directiva 2011/92/UE del parlamento europeo [III].

El estudio del impacto ambiental se realiza con los datos del documento del Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Gallego, elaborado por IDAE. Se observa en la siguiente imagen que para la localización del emplazamiento, la zona es apta con condicionantes ambientales, lo cual se entiende por zonas en las que hay posibilidad de sucesión de algún efecto negativo debido a la instalación de un parque marino, en los que se deberá estudiar la evaluación del impacto ambiental del proyecto.

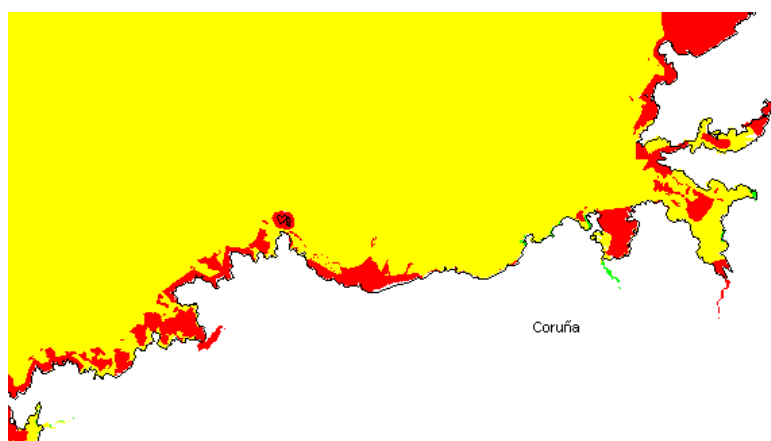
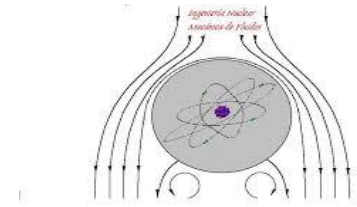


Imagen 11: Mapa de protección de costas de A Coruña. (Fuente: IDAE [Bibliografía])



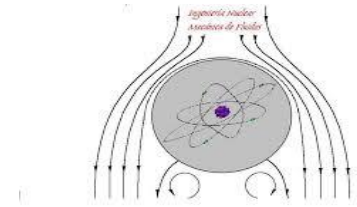
También es importante destacar el efecto visual que puede causar el parque eólico offshore, el cual depende de varios factores:

- La distancia a la línea de costa.
- La meteorología de la zona en un tiempo determinado.
- El diámetro de las palas del rotor.
- Número de aerogeneradores.

La distancia desde la costa hasta el emplazamiento es de aproximadamente 20km por lo que, contrastando en la imagen 12, apenas sería visible.



Imagen 12: Impacto visual de los aerogeneradores offshore. (Fuente: IDAE [Bibliografía])



8. ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS

8.1. Rasgos a analizar

Para entender el funcionamiento de los sistemas de soportes de aerogeneradores mediante la flotación, primero es preciso comprender los siguientes puntos teóricos:

8.1.1. Presión hidrostática

Dado un fluido en equilibrio, el valor de la presión que ejerce el peso del fluido sobre una superficie dada es:

$$P = \rho \cdot g \cdot h \quad [1]$$

Siendo P la presión hidroestática, ρ la densidad del fluido, g la aceleración de la gravedad y h la altura de la superficie del fluido. Es decir, la presión hidroestática es independiente del fluido y solo es función de la altura que se considere. Por tanto, la diferencia de presión de los puntos A y B cualesquiera viene dada por la siguiente expresión:

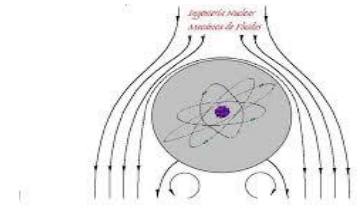
$$P_A - P_B = \rho \cdot g \cdot (h_A - h_B) = \rho \cdot g \cdot \Delta h \quad [2]$$

8.1.2. Principio de Arquímedes

“Un cuerpo parcial o totalmente sumergido en un fluido en reposo, experimenta un empuje vertical hacia arriba igual al peso de la masa del volumen del fluido que desaloja”

Esta es la ley fundamental enunciada por el científico Arquímedes, explica la flotabilidad y la ecuación que rige este principio expone que el empuje (E), medido en N en el SI, es igual a la densidad del fluido en el que está sumergido el cuerpo (ρ) por la aceleración de la gravedad (g) y por el volumen del cuerpo sumergido (V).

$$E = \rho \cdot g \cdot V \quad [3]$$



8.1.3. Estabilidad

La altura metacéntrica es una propiedad fundamental a la hora de estudiar la estabilidad de un volumen flotante. Para definir la altura metacéntrica primero habrá que aclarar varios conceptos sobre la mecánica de fluidos.

- Ángulo de escoramiento (φ): Ángulo entre la superficie del fluido antes y después de escorar el cuerpo.
- Centro de carena (C_0): Centro del volumen sumergido.
- Centro de carena (C_1): Centro del volumen sumergido después de escorar el cuerpo.
- Punto de quilla (K): Punto más bajo en la recta de la acción del empuje del volumen. Sirve como punto de referencia.
- Metacentro (M): Punto intersección de la recta de acción de empuje cuando el cuerpo está escorado un ángulo φ y la recta de acción de empuje cuando el cuerpo está adrizado.

Con esto se puede definir la altura metacéntrica como la distancia entre el centro de gravedad y el metacentro.

Se demuestra que:

$$\overline{BM} = \frac{I}{V} \quad [4]$$

Donde I es el momento de inercia de la superficie de flotación a lo largo de su eje longitudinal y V el volumen de carena.

De este modo se logra la estabilidad de la plataforma, incrementando la inercia de flotación, aumentando su desplazamiento o posicionando el centro de gravedad lo más abajo posible.

Se puede afirmar que un cuerpo flotante será estable si $\overline{KM} > \overline{KG}$, donde:

- \overline{KM} es la distancia entre el punto de quilla y el metacentro.
- \overline{KG} es la distancia entre el punto de quilla y el centro de gravedad de la masa.

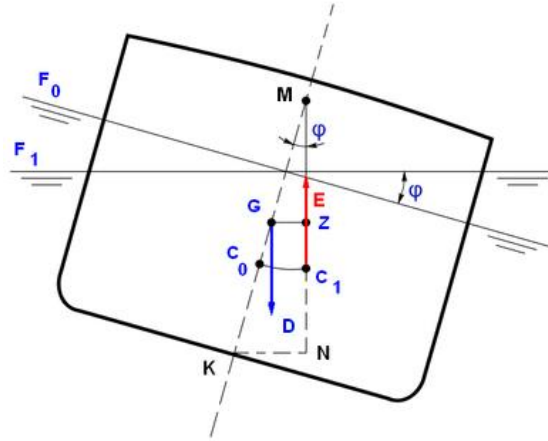


Imagen 13: Estabilidad de una masa flotante. (Fuente: Wikipedia [7])

8.2. Tipos de sistema de sujeción flotante

Los aerogeneradores deben de mantenerse erguidos a la hora de producir energía, por lo que será necesario analizar los distintos tipos de cimentación existentes. Es importante analizar las posibilidades teniendo en cuenta distintos factores, de los cuales prevalece el factor de la profundidad del lecho marino.

En primer lugar, se pueden distinguir entre cimentaciones mediante celosías ancladas al fondo marino y sistemas de sujeción de plataformas flotantes. En este caso, el nivel de mar se encuentra a 220m por encima del lecho marino, por lo que cualquier tipo de cimentación mediante estructuras rígidas se consideran descartadas.

A día de hoy, existen varios modelos representativos que se pueden clasificar en tres grupos de sistemas de sujeción flotantes:

- Plataformas estabilizadas mediante lastre (spar)
- Plataformas estabilizadas mediante líneas de amarre a tensión (TLP)
- Plataformas estabilizadas mediante flotabilidad (Barcaza)

Tras un estudio del mercado se escoge un modelo patentado de cada tipo de tecnología flotante para analizar sus características y escoger el más adecuado para este proyecto.

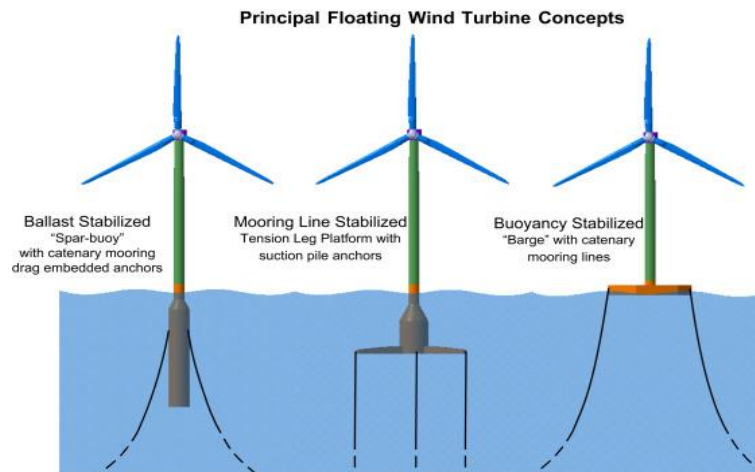


Imagen 14: Tipos de plataformas flotantes. (Fuente: Reaserch Gate [8])

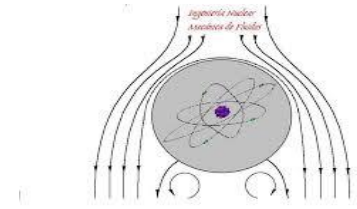
8.2.1. Plataformas estabilizadas mediante lastre (spar)

Las plataformas de tipo spar están formadas por un cuerpo de forma cilíndrico, con una relación entre su altura y diámetro especialmente elevada. Logran la estabilidad mediante el lastre, logrando un centro de masas especialmente bajo y obteniendo también una alta resistencia inercial al cabeceo y balanceo del aerogenerador. La forma alargada de la boya minimiza el movimiento oscilatorio vertical debido a la acción de las olas.

Estas plataformas cuentan con la forma más simples de todos los soportes flotantes, sin embargo, debido a la altitud del centro de gravedad del aerogenerador, deberán de tener más cuerpo que las demás para soportar el peso de la turbina y de la torre.

8.2.1.1 Sistema Hywind

Este sistema de flotación ya ha sido puesto en uso en el único parque eólico flotante en existencia, ubicado en Escocia con 5 aerogeneradores de 6 MW cada uno proporcionando energía a aproximadamente 20,000 familias. Su cuerpo de tipo spar presta a la plataforma una estabilidad muy grande, generando un momento adrizante especialmente elevado en respuesta a cualquier tipo de movimiento del mar. El sistema Hywind, recién inaugurado, consiguió aguantar el peor temporal que han visto las Islas Británicas en 50 años, resistiendo a vientos de 45 m/s y olas de más de 8 m de altura.



La estructura tiene una altura total de 254 m con 176 m por encima de la superficie del mar y los 78 m restantes sumergidos. Puede ser instalado en aguas de 100 m a 800 m de profundidad aunque el coste se ve exponencialmente elevado a una profundidad de alrededor de los 50 m. La boya está sujeta al lecho marino mediante un sistema de fondeo de 3 cadenas de acero y de la parte inferior se extrae la producción de energía mediante un cable conectado a la red en tierra.

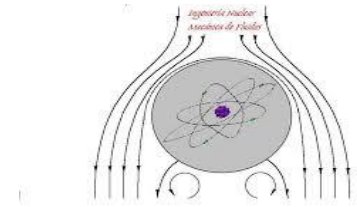


Imagen 15: Sistema de flotación Hywind. (Fuente: Equinor [Anexo IV])

8.2.2. Plataformas estabilizadas mediante flotabilidad (Semisumergible)

Esta tecnología se mantiene estable mediante la flotabilidad, haciendo uso de la inercia de flotación para corregir el escoramiento. Parte de la plataforma se sumerge, dejando la otra parte sobresaliente por encima de la superficie marina, aportando gran estabilidad al aerogenerador. También son utilizadas por el sector petrolero y cuenta con numerosos años de investigación y pruebas.

En comparación con otros tipos de sistemas flotantes, las plataformas semisumergibles cuentan con un proceso de fabricación más complejo. Sin embargo, estas cuentan con la ventaja de que el montaje se realiza en tierra firme y una vez ensamblada la turbina, es remolcado hasta su posición final donde se ancla al lecho marino mediante cadenas. Para el mantenimiento de la turbina, la plataforma de flotación es remolcada hasta el puerto y al finalizar la operación, se devuelve al emplazamiento de la misma manera.



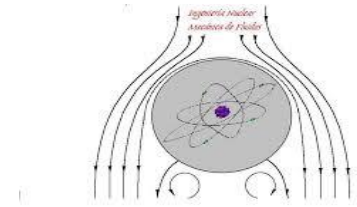
8.2.2.1. Sistema Windfloat

Este tipo de plataforma, patentada por Principle Power, sujeta la torre de la turbina mediante una estructura de trípode con 3 columnas de acero unidas entre sí mediante tubos conectores, permitiendo el lastre entre columnas para compensar cambios en la velocidad y dirección del viento además del movimiento del mar. Este sistema funciona en aguas de 40-1000 m de profundidad y permite el acoplamiento de turbinas con torres de 80-150 m de altura y un diámetro de rotor de 120-190 m. Como se puede observar en la figura siguiente, el sistema WindFloat cuenta con tres platos de atrapamiento de agua que se encuentran en las bases de las columnas verticales, que contribuyen significativamente su estabilidad dinámica.



Imagen 16: Sistema de flotación WindFloat. (Fuente: Principle Power [Anexo IV])

En octubre de 2011, el primer prototipo de plataforma flotante semisumergible WindFloat se instaló en el litoral portugués del Océano Atlántico, equipado con un aerogenerador MHI Vestas V80 2.0MW. A parte, fue la primera instalación de una turbina en el mar en llevarse a cabo sin el uso de grandes navíos de carga, puesto que todas las partes del aerogenerador fueron montadas en tierra antes de ser remolcado a 4km de la costa.



8.2.3. Plataformas estabilizadas mediante líneas de amarre a tensión (TLP)

Este tipo de plataformas se estabilizan mediante cables a tensión amarradas al fondo marino, que soportarán la acción del empuje. Debido a esto, será importante que este tipo de plataformas centren su atención en reducir el empuje que realiza el fluido a la plataforma en la mayor medida posible, además de, prestar especial atención en el diseño de los cables de amarre y en el fondo marino puesto que como consecuencia de la gran tensión a la que están sometidas no todos los suelos serán adecuados.

El movimiento del agua en la mar tiene un efecto mínimo en este tipo de plataformas en relación con las de amarre con catenarias ya que debido al amarre por líneas a tensión, estas solo permiten movimiento horizontal. Las plataformas TLP pueden adoptar las formas que se han observado anteriormente (semisumergible y spar).

8.2.3.1. Sistema Gicon

El sistema Gicon cuenta con 4 columnas verticales, unidas entre sí y amarradas a una cimentación en el lecho marino mediante cables a tensión. La totalidad de la estructura más aerogenerador, que son ensamblados en el puerto, se remolca hasta su localización sobre una plataforma y una vez se encuentra en su posición final, esta plataforma es sumergida hasta el lecho marino donde es anclado, sujetando el sistema mediante los cables a tensión. La configuración de los cables depende de la batimetría, aumentando su complejidad con el incremento de la profundidad.

Funciona en profundidades entre 20-500 m aunque próximamente este rango aumentará hasta los 700 m y permite el acoplamiento de turbinas offshore de cualquier tamaño. En 2014 empezó la construcción del primer prototipo a escala real del sistema Gicon y dos años más tarde se colocó en el mar del norte acoplado a una turbina Siemens de 2,3 MW y 93 m de diámetro.

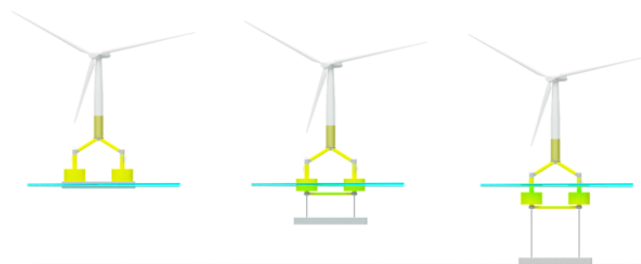
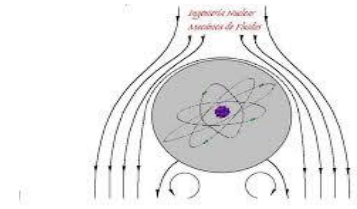


Imagen 17: Sistema TLP Gicon. (Fuente: Gicon [Anexo IV])



8.3. Tipos de modelo de aerogenerador

Para el análisis de la selección del aerogenerador a usar en el emplazamiento, se han escogido 4 modelos de turbinas offshore de distintos fabricantes, que presentan distintas potencias y precios, para realizar un estudio de la potencia aprovechable de cada una en el apartado 11. Producción energética del parque.

De cada turbina se presenta la curva de potencia, que ayuda a analizar cada una de ellas relacionando la potencia que se suministra a las distintas velocidades de viento. Los modelos preseleccionados son los siguientes:

Aerogeneradores				
Fabricante	MHI Vestas	Windtec	Enercon	Senvion
Modelos	V164-9.5 MW	Seatitan 10 MW	E-122/45.114	6.3M152
Potencia nominal (kW)	9500	10000	4500	6330

Tabla 5: Alternativas de aerogeneradores.

A continuación, se exponen los datos técnicos más relevantes además de las curvas de potencia de cada turbina, con el fin de realizar un análisis de costes y de producción energética del parque para cada aerogenerador y así elegir el óptimo para el emplazamiento.

Las fichas técnicas de los modelos de aerogenerador se pueden encontrar en el Anexo V.

8.3.1. MHI Vestas V164-9.5 MW

Potencia nominal	9500 kW	Área de barrido	21124 m ²
Diámetro del rotor	164 m	Altura de góndola	105-140 m

Tabla 6: Datos técnicos MHI Vestas V164-9.5 MW

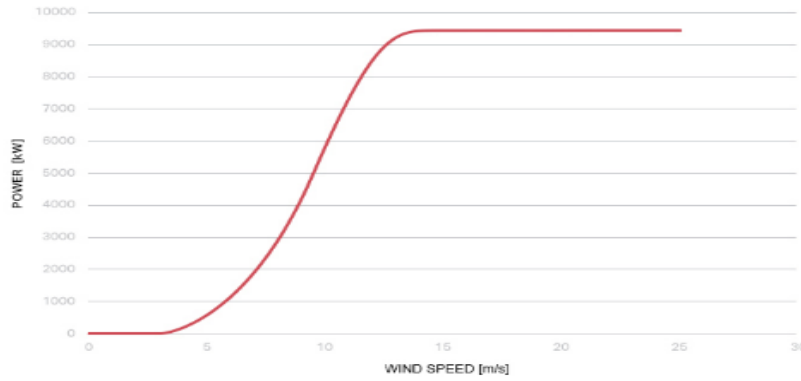
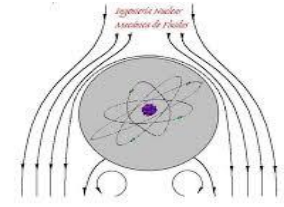


Imagen 18: Curva de potencia MHI Vestas V164-9.5 MW. (Fuente: MHI Vestas [Anexo V])

Para la obtención de 65MW de potencia instalada en el parque serán necesarias 7 turbinas MHI Vestas V164. El precio por MW de esta turbina es de 0.9M€/MW.

8.3.2. Windtec Seatitan 10 MW

Potencia nominal	10000 kW	Área de barrido	28.353 m ²
Diámetro del rotor	190 m	Altura de góndola	125 m

Tabla 7: Datos técnicos Windtec Seatitan 10 MW.

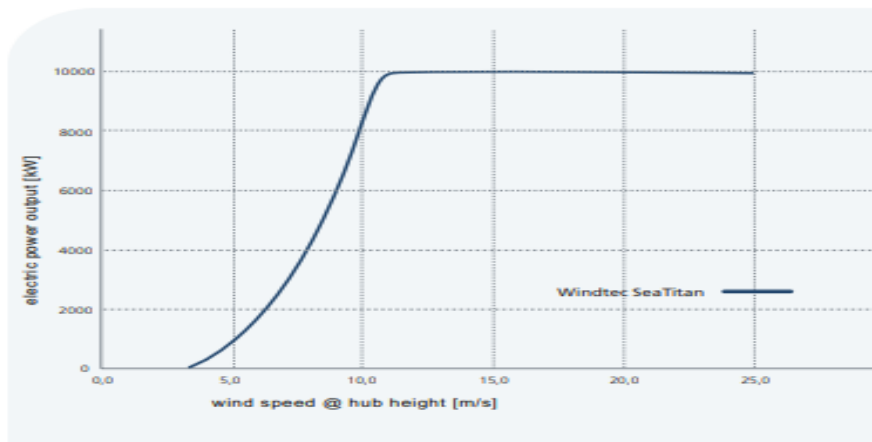
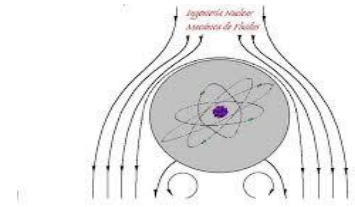


Imagen 19: Curva de potencia Windtec Seatitan 10 MW. (Fuente: Windtec [Anexo V])



Para la obtención de 65MW de potencia instalada en el parque serán necesarias 6 turbinas Windtec Seatitan. El precio por MW de esta turbina es de 1.05 M€/MW.

8.3.3. Enercon E-112/45.114

Potencia nominal	4500 kW	Área de barrido	10.207 m ²
Diámetro del rotor	114 m	Altura de góndola	124 m

Tabla 8: Datos técnicos Enercon E-112/45.114.

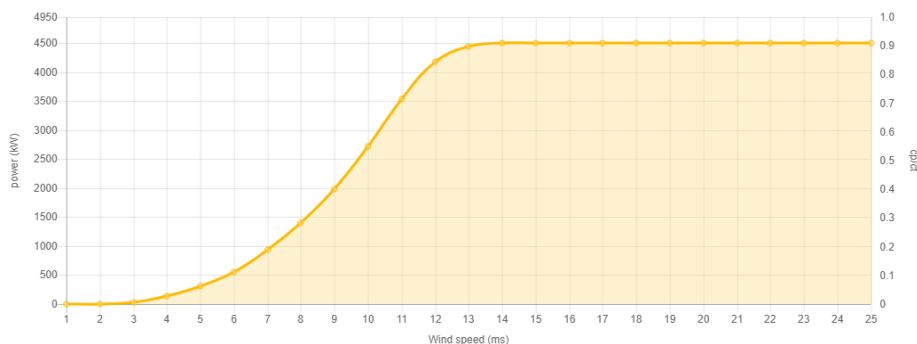


Imagen 20: Curva de potencia Enercon E-112/45.114. (Fuente: Enercon [Anexo V])

Para la obtención de 65MW de potencia instalada en el parque serán necesarias 14 turbinas Enercon E-112/45.114. El precio por MW de esta turbina es de 1M€/MW.

8.3.4. Senvion 6.3M152

Potencia nominal	6330 kW	Área de barrido	18.146 m ²
Diámetro del rotor	152 m	Altura de góndola	97-124 m

Tabla 9: Datos técnicos Senvion 6.3M152.

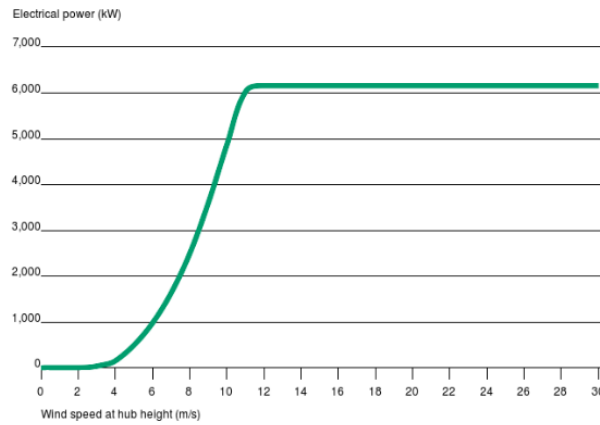
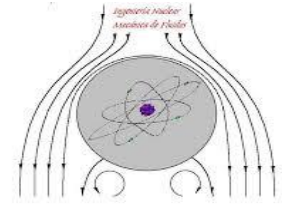
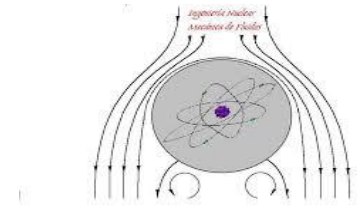


Imagen 21: Curva de potencia Senvion 6.3M152. (Fuente: Senvion [Anexo V])

Para la obtención de 65MW de potencia instalada en el parque serán necesarias 10 turbinas Senvion 6.3M152. El precio por MW de esta turbina es de 0.95M€/MW.



9. SELECCIÓN DE LAS SOLUCIONES

9.1. Selección del sistema flotante

Tras un análisis de las distintas patentes de sistema flotante en el apartado 8.2. Tipos de sistema de sujeción flotante, se escoge el sistema WindFloat debido a diversos motivos:

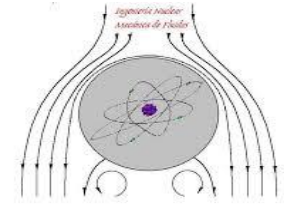
- El bajo perfil de riesgo y la competitividad económica la sitúa en cabeza entre las demás plataformas flotantes.
- La pre-instalación del sistema de catenarias y del sistema eléctrico permite reducir tiempos y costes.
- La reducción de costes debido a la ausencia de grandes buques de carga para el remolque de los aerogeneradores hasta el emplazamiento.
- El aerogenerador se ensambla con la plataforma en el puerto lo cual reduce tiempos y costes de la instalación.
- Las pruebas realizadas en el literal portugués, que cuenta con condiciones parecidas a las del emplazamiento, han demostrado su fiabilidad hasta en las peores condiciones meteorológicas.

9.2. Selección del aerogenerador

A la hora de seleccionar el modelo de aerogenerador a utilizar en el parque, habrá que hacer un análisis de la potencia aprovechable a la velocidad del viento a la altura correspondiente a cada aerogenerador.

Realizando los siguientes cálculos se podrá escoger la turbina con mayor producción en las condiciones eólicas del emplazamiento (Los resultados se reflejan en las tablas 10, 11 y 12, donde los datos son recuadrados de azul y las soluciones de verde):

$$\frac{v}{v_0} = \frac{\ln\left(\frac{h}{h_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{h_0}\right)} \quad [W] \quad [5]$$



Con la información correspondiente obtenida mediante IDAE de la boya Villano-Sisargas se sabe que la velocidad del viento a una altura $h_{ref} = 10 \text{ m}$ es de $v_0 = 10.8 \frac{\text{m}}{\text{s}}$. Al tratarse de un emplazamiento offshore, el coeficiente de rugosidad del terreno es de clase 0, por lo que tendrá una longitud de rugosidad de $h_0 = 0.0002 \text{ m}$.

Introduciendo los datos obtenidos en IDAE en la ecuación [3], se obtiene el perfil del viento medio en las condiciones del parque que se puede observar en la imagen 28.

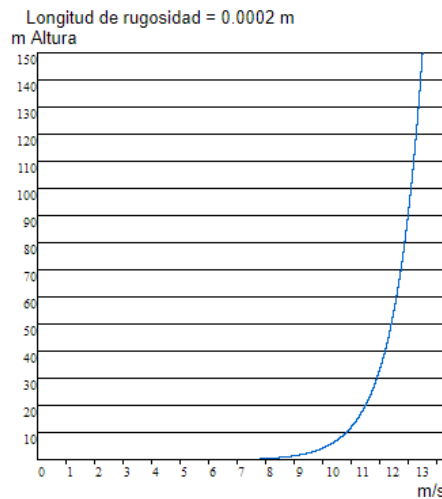


Imagen 22: Perfil del viento en el emplazamiento. (Fuente: Elaboración propia)

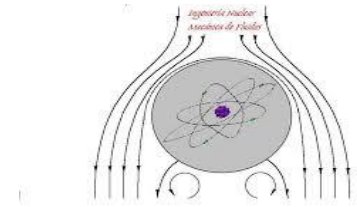
Del perfil de viento en el emplazamiento (imagen 28) se sabe la velocidad del viento a la altura del buje de cada aerogenerador:

Aerogeneradores	h [m]	v [m/s]
MHI Vestas V164-9.5 MW	140	13.43
Windtec Seatitan 10 MW	125	13.32
Enercon E-112/45.144	124	13.31
Senvion 6.3M152	100	13.10

Tabla 10: Velocidad del viento. (Fuente: Elaboración propia)

La potencia disponible del viento será:

$$P_D = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad [W] \quad [6]$$



Donde ρ es la densidad del aire ($\rho = 1.225 \frac{kg}{m^3}$ a 1 atm y $15^{\circ}C$), A el área barrida por la turbina y v la velocidad del aire.

La potencia aprovechable por la turbina será:

$$P_A = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p = P_D \cdot C_p \quad [W] \quad [7]$$

Donde C_p es el coeficiente de potencia, que indica con que eficiencia la turbina es capaz de convertir la energía proveniente del viento en electricidad. El valor máximo de este coeficiente es $C_p = 0.593$ que es conocido como el límite de Betz, aunque en la aplicación real se puede considerar $C_p = 0.49$ debido a la resistencia aerodinámica de las palas, el efecto estela y la compresibilidad del aire.

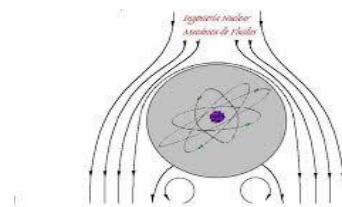
Por lo tanto, relacionando los datos obtenidos en la tabla 10 con la ecuación [7] obtenemos las curvas de potencia de los aerogeneradores.

Con las curvas de potencia de los aerogeneradores (ver 8.3. Tipos de modelos de aerogeneradores) y los datos obtenidos en la tabla 10, se obtiene la potencia a la que funciona cada aerogenerador (tabla 11):

Aerogeneradores	A [m ²]	v [m/s]	P _A [kW]
MHI Vestas V164-9.5 MW	21,124	13.43	9400
Windtec Seatitan 10 MW	28,353	13.32	9800
Enercon E-122/45.144	10,207	13.31	4400
Senvion 6.3M152	18,146	13.1	6200

Tabla 11: Potencia aprovechable. (Fuente: Elaboración propia)

Conociendo el número total de aerogeneradores en el emplazamiento (calculado en el apartado 8.3. Tipos de modelos de aerogeneradores) y el precio del MW de cada alternativa se calcula la potencia aprovechable y el precio total del parque, que se puede observar en la tabla 12:



Aerogeneradores	Nº aerogen.	Precio aerogen. [M€]	P _A [kW]	P _A Total [kW]	Precio Total [M€]
MHI Vestas V164-9.5 MW	7	8.5	9400	65800	59.85
Windtec Seatitan 10 MW	7	10.5	9800	68600	73.50
Enercon E-112/45.144	14	4.5	4400	6100	63.00
Senvion 6.3M152	10	6.5	6200	62000	65.00

Tabla 12: Potencia y precio total de los aerogeneradores. (Fuente: Elaboración propia)

Teniendo en cuenta los resultados se concluye que el aerogenerador MHI Vestas V164-9.5 MW es el más adecuado para instalar en el parque por los siguientes motivos:

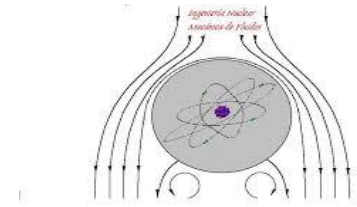
- Aunque la potencia aprovechable total del parque no es la mayor, el precio total de los aerogeneradores es menor que el resto de las alternativas. Además, reduciendo el número de aerogeneradores del parque también se reducirán los costes de instalación y mantenimiento del mismo.
- La opción de turbina Windtec Seatitan 10 MW supone una inversión mucho mayor que la de MHI Vestas V164-9.5 MW.
- Tanto el modelo de aerogenerador Enercon E-112/45.144 como el de Senvion 6.3M152 supone una instalación de un mayor número de turbinas, lo que incrementa el precio de la instalación y mantenimiento de las mismas.
- La turbina MHI Vestas V164-9.5 MW aprovecha un mayor porcentaje de la potencia nominal del aerogenerador que cualquier otra opción.

9.3. Distribución de los aerogeneradores

El posicionamiento de cada aerogenerador en el parque es esencial para conseguir el máximo provecho de los recursos. La máxima potencia se obtiene entre otros factores, del espacio entre aerogeneradores ya que este hecho influye sobre las velocidades de viento y, por tanto, la energía que producirá el parque.

En un emplazamiento onshore se deberán de tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Efecto estela



- Efecto parque
- Efecto túnel
- Efecto colina

En cambio, en una ubicación marina u offshore bastará únicamente con considerar el efecto estela y el efecto parque debido a la ausencia de rugosidad en el terreno.

- Efecto estela: Refleja una larga cola de viento que se genera tras la turbina del aerogenerador, muy turbulenta y ralentizada con respecto al flujo entrante. Para minimizar su efecto habrá que respetar una distancia mínima equivalente a 3 veces el diámetro del rotor.
- Efecto parque: Dependiendo de la distribución de los aerogeneradores, unos pueden hacer “efecto pantalla” sobre los demás. Para minimizar este efecto, las turbinas deberán de separarse de 5 a 9 veces el diámetro del rotor en la dirección predominante del viento y de 3 a 5 diámetros en la dirección perpendicular.

Por lo tanto, conociendo las dimensiones predeterminadas del parque, la dirección más favorable del viento para la producción de energía y el diámetro del rotor del aerogenerador se podrá determinar la posición de cada aerogenerador en el emplazamiento que será la siguiente:

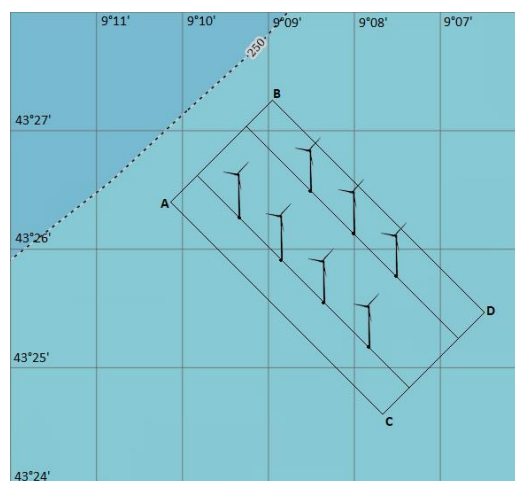
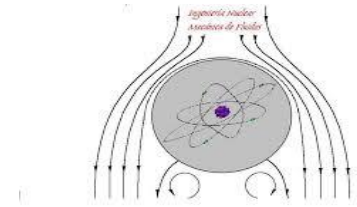


Imagen 23: Distribución de los aerogeneradores. (Fuente: Elaboración propia)



Las dimensiones del emplazamiento son de 2 x 4 km² en los cuales se deben colocar 7 aerogeneradores de 164 m de diámetro del rotor. Para maximizar la producción del parque es importante anular cualquier posible turbulencia en el flujo de aire entrante al aerogenerador, lo cual se consigue mediante la separación mencionada anteriormente.

La separación entre las turbinas en la dirección del viento es de 800 m y en la dirección perpendicular al viento es de 1500 m, formando dos filas: la primera consta de 4 aerogeneradores y la segunda de 3. De esta manera los aerogeneradores no interfieren con el aire que llega al contiguo ni a cualquiera de la otra fila.

10. CONSTRUCCIÓN DEL PARQUE

La construcción del parque se divide en las siguientes etapas:

- Instalación del sistema eléctrico
- Instalación del sistema de anclaje y amarre
- Montaje de los aerogeneradores
- Montaje de los aerogeneradores en las plataformas flotantes
- Remolque de los aerogeneradores al emplazamiento
- Anclaje de las plataformas y conexión a la red
- Mantenimiento

10.1. Instalación del sistema eléctrico

Al tratarse de un parque eólico offshore, el sistema eléctrico debe ir por debajo del lecho marino antes de llegar a tierra. Las dos líneas que acaban conectadas a la subestación en tierra, se une a los aerogeneradores de cada fila, pasando primero por una subestación offshore de servicio. Cada turbina se une a su respectiva línea mediante cables acuáticos que salen del fondo marino pasando por un transformador individual para cada aerogenerador. A continuación, se observa el diagrama del sistema eléctrico offshore:

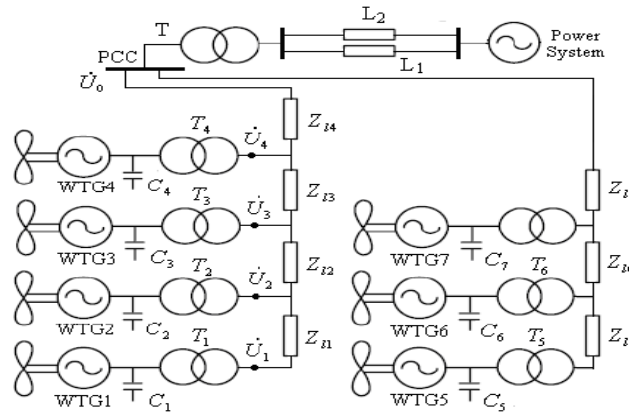
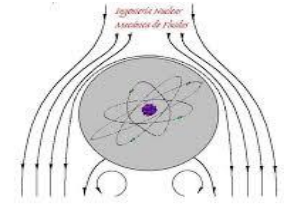


Imagen 24: Conexión eléctrica a la red de potencia. (Fuente: Elaboración propia)

Los cables subacuáticos se instalan mediante el uso de maquinaria especializada y una vez llegadas a tierra, son conectados a la red nacional. En la siguiente imagen se observa el esquema del sistema eléctrico general:

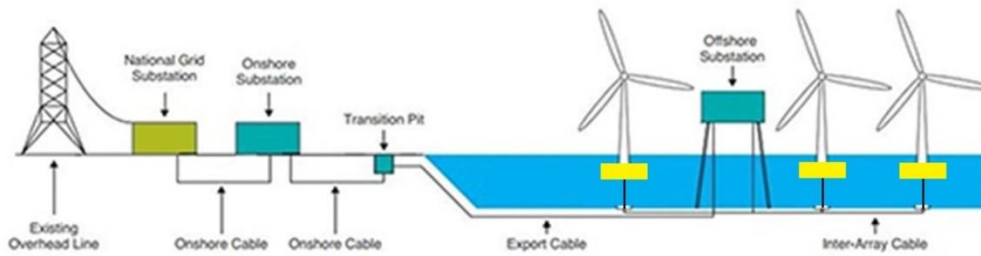
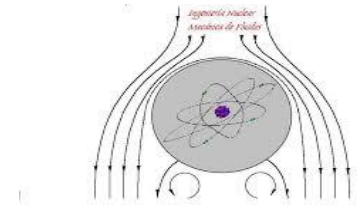


Imagen 25: Esquema de la conexión a la red. (Fuente: Offshorewind [9])

10.2. Instalación del sistema de anclaje y amarre

En este apartado se escogen tanto el sistema de anclaje al fondo marino como el sistema de amarre a la plataforma flotante. Ambas pueden ser de varios tipos, escogiendo el más adecuado para este caso. En la misma operación de la instalación del sistema eléctrico se preparan los anclajes en el lecho marino y las catenarias que van unidas a la plataforma flotante.



10.2.1. Sistema de amarre

El anclaje al lecho marino, conecta la plataforma flotante con el lecho marino, proporcionando una limitación en los movimientos de la plataforma. Pueden ser de los siguientes tipos:

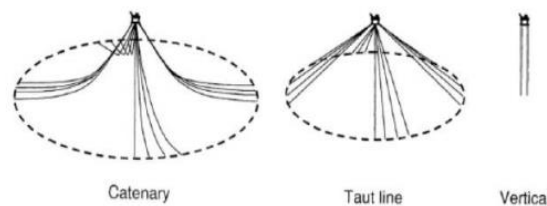


Imagen 26: Sistemas de amarre. (Fuente: ESRU [10])

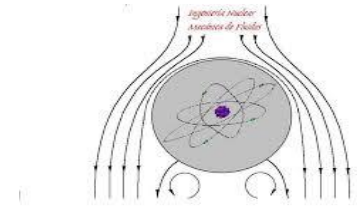
Para el sistema de flotación WindFloat se escoge como método de anclaje las catenarias por recomendación del fabricante. Son usadas en la mayoría de plataformas flotantes debido a su fiabilidad y garantía.

Consisten en unir la plataforma flotante al lecho marino mediante cadenas. En el primer tramo en el cual la cadena queda suspendida entre la plataforma y la superficie del fondo, esta adquiere forma de catenaria debido a la acción de su propio peso. La cadena debe tener una longitud suficiente para asegurar que la segunda parte del tramo se pose sobre la superficie del fondo. Las cargas que llegan al ancla son principalmente horizontales debido a la longitud de la cadena.

Para un sistema WindFloat basta con 3 cadenas, que junto con el sistema de anclaje, se colocan en los puntos previamente estudiados y una vez instalado el aerogenerador en el emplazamiento, se enganchan a la plataforma para así posicionarla fija.

10.2.2. Sistema de anclaje

El sistema de anclaje es el elemento que más fuerza proporciona para sujetar la plataforma y soportar las cargas de la misma. A esta fuerza se le conoce como fuerza de tiro o de arrancamiento. Por lo tanto es preciso optar por un anclaje con mayor fuerza de tiro debido



a las adversas condiciones en el emplazamiento durante los temporales. Los sistemas de anclajes pueden ser de dos tipos:

- Anclas de gravedad: La fuerza de tiro se basa en el peso del sistema y en la fricción con el fondo. En general, se usan para plataformas de tamaños pequeños y para proporcionar estabilidad adicional a otras plataformas. Solo pueden ser utilizadas en aguas de poca profundidad debido a que su tamaño está limitado. Entre las anclas de gravedad destacan las de tipo caja o anclas de berma y rejilla.
- Anclas enterradas: Son usadas en casos que necesitan una fuerza de tiro mayor. Como su nombre indica, son enterradas para conseguir fijar el punto de anclaje al lecho. Los tipos más usados son los pilotes, los cajones de sujeción y las anclas de arrastre.

Teniendo en cuenta las condiciones meteorológicas, las propiedades físicas del aerogenerador y tras un estudio geofísico del lecho marino se decide optar por las anclas de arrastre. Este tipo de anclaje es el mejor para sistemas de amarre de tipo catenarias ya que únicamente transmiten fuerzas horizontales (La desinstalación del ancla ocurre cuando se aplican fuerzas verticales).

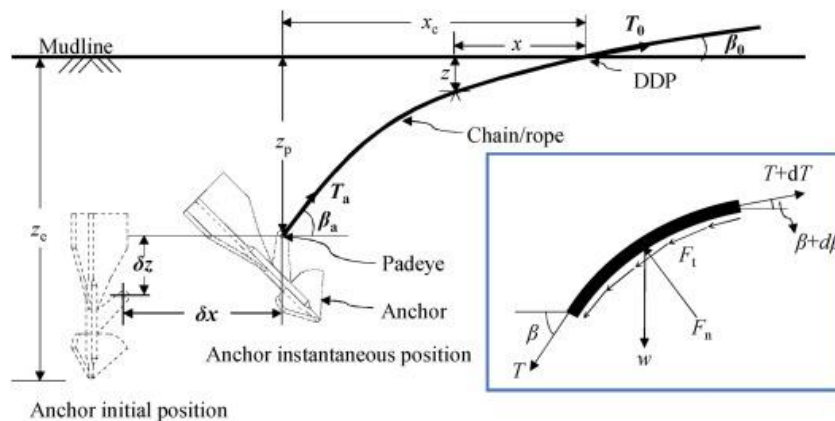
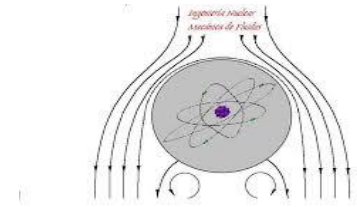


Imagen 27: Ancla de arrastre. (Fuente: Sciencedirect [11])

Para la instalación de estas anclas, primero se colocan en la orientación deseada sobre el fondo con la ayuda de vehículos submarinos no tripulados y a continuación, se lleva a cabo la maniobra de despliegue, en la que se aplica una precarga en la cadena de tal forma que se consigue que penetre en el fondo hasta la profundidad de diseño.

10.3. Montaje de los aerogeneradores



Los 7 aerogeneradores se reciben por partes: 3 tramos de torre (inferior, intermedio y superior), góndola, buje, 3 palas y los elementos de montaje en parque. Las partes son enviadas en navíos de carga hasta el puerto exterior de A Coruña, donde primero se montan los tramos de la torre y las palas con el buje. Después de acoplar la góndola encima de la torre, se monta el rotor en la góndola y para finalizar se colocan los elementos de montaje.

Esta operación se llevará a cabo mediante un equipo técnico especializado de MHI Vestas y la maquinaria necesaria que será subcontratada.

10.4. Montaje de los aerogeneradores en las plataformas flotantes

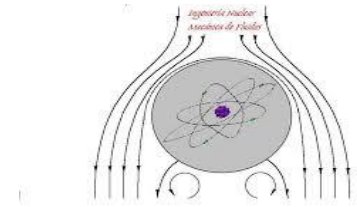
El montaje del aerogenerador en la plataforma WindFloat se lleva a cabo mediante un equipo especializado proporcionado por Principle Power (Patente de WindFloat) y haciendo uso de la maquinaria subcontratada. Esta operación se lleva a cabo seguida de la anterior.

10.5. Remolque de los aerogeneradores al emplazamiento

Tras el ensamblaje, mediante el uso de buques y escoltados por varios equipos, se procede al remolque de cada turbina hasta su localización. Prescindiendo de la necesidad de realizar el montaje en el emplazamiento, se podrá contar con simples buques de remolque en vez de grandes navíos de carga, lo que reducirá tiempos y costes.



Imagen 28: Remolque del sistema WindFloat. (Fuente: Principle Power [Anexo IV])



10.6. Anclaje de las plataformas y conexión a la red

Una vez posicionado el sistema flotante, se procede al anclaje de la cadena preparada con anterioridad, a los enganches de la plataforma.

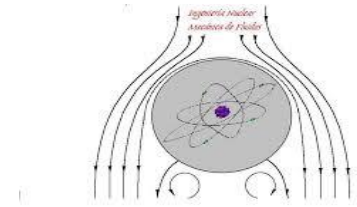
Mediante vehículos submarinos no tripulados se conectan los cables de tensión a la red previamente instalada.

10.7. Mantenimiento

Mediante el mantenimiento del parque eólico se pretende maximizar la generación de las turbinas offshore y minimizar los riesgos del proyecto. Además del mantenimiento anual, el parque cuenta con equipos que detectan cualquier fallo y se proporcionará una disponibilidad inmediata a la hora de acudir al emplazamiento, siempre que las condiciones no sean de riesgo.

Tanto MHI Vestas como Principle Power proporcionan servicios de mantenimiento para el aerogenerador y el sistema de flotación respectivamente. Mediante un acuerdo con los proveedores, el parque se someterá a una revisión técnica cada año durante los primeros 20 años del parque.

En el caso de averías graves, el sistema WindFloat está preparado para desengancharse de sus fijaciones para su remolque a tierra donde técnicos evaluarán los daños a ser reparados.



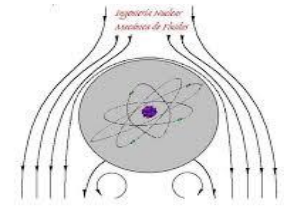
11. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DEL PARQUE

Para el cálculo de la producción de energía del parque se estiman los datos obtenidos del atlas eólico de España (IDAE) de la boya Villano-Sisargas a la altura del buje del aerogenerador, es decir, 140 m.

Potencia [MW]	Energía [MWh]
0,04	38,1
0,3	175,5
0,912	617,6
1,769	1299,7
2,892	2189,9
4,097	3062,1
5,977	4245,1
8,204	5351,1
9,139	5759,0
9.421	5019,2
9.5	4223,3
9.5	3464,2
9.5	2774,1
9.5	2171,7
9.5	1664,1
9.5	1249,6
9.5	920,6
9.5	666,0
9.5	473,5
9.5	331,2
9.5	228,0
9.5	154,6
9.5	56,9

Tabla 13: Generación eléctrica. (Fuente: IDAE [Bibliografía])

El total de la energía por turbina que se obtiene, en términos brutos, es de 46135,1 MWh. Asumiendo unas pérdidas del 15% la energía anual que se obtendría máxima sería de 39214,835 MWh.



A partir de este valor de energía producida se calcularán las horas equivalentes, es decir, las horas que tardaría en producir esa energía el aerogenerador a plena carga:

$$H_{eq} = \frac{E_{producida} [MWh]}{P_N [MW]} = \frac{39214.835}{9.5} = 4127.877 [h] \quad [8]$$

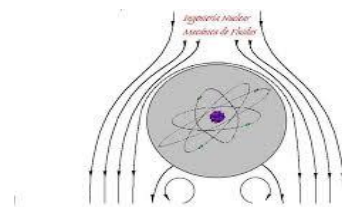
El factor de carga se define como la relación entre la energía producida por un aerogenerador, o un parque eólico, durante un periodo de tiempo y la energía que se hubiera generado durante ese periodo de tiempo si se hubiera trabajado a plena carga:

$$F_c = \frac{E_{producida} [MWh]}{P_N [MW] \cdot 8760 [h]} = \frac{H_{eq}}{8760} = 0.471 \quad [9]$$

En la siguiente tabla resumen se muestran los valores del parque offshore que se instalaría, junto con el número de aerogeneradores, la potencia del parque y la producción.

Aerogenerador	Vestas V164-9.5MW
Potencia unitaria [MW]	9.5
Nº aerogeneradores	7
Potencia del parque [MW]	66.5
Producción aerogenerador [MWh]	39214.835
Horas equivalentes [h]	4127.877
Factor de carga	0.471
Producción del parque [kWh/año]	274503845

Tabla 14: Datos energéticos del aerogenerador. (Fuente: Elaboración propia)

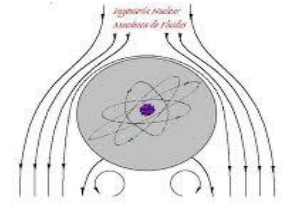


12. PRESUPUESTO

12.1. Presupuesto del proyecto

HORAS INTERNAS	Unidad	Número unidades	Coste/unidad	Coste
Director del proyecto	h	200	60 €	12,000 €
Ingenieros	h	1000	40 €	40,000 €
Operarios	h	800	20 €	16,000 €
AMORTIZACIONES	Coste de adquisición	Vida útil [h]	Tiempo de uso [h]	Amortización
Ordenadores	30,000 €	35,040 €	1000	856.16 €
Licencias	2,500 €	8,760 €	200	57.08 €
GASTOS	Unidad	Número unidades	Coste/unidad	Coste
Aerogeneradores MHI Vestas V164-9.5 MW	Aerogenerador	7	8,500,000 €	59,500,000 €
Sistemas WindFloat	Plataforma	7	400,000 €	2,800,000 €
Anclajes + Catenarias	Sistema anclaje	21	10,000 €	210,000 €
Maquinaria	-	-	-	500,000 €
SUBCONTRATACIONES	Unidad	Número unidades	Coste/unidad	Coste
Transporte aerogeneradores	Aerogenerador	7	1,500 €	10,500 €
Maquinaria	-	-	-	2,000 €
SUBTOTAL 1				63,091,413.24 €
COSTES INDIRECTOS (7%)				4,416,398.93 €
SUBTOTAL 2				67,507,812.17 €
IMPREVISTOS (10%)				6,750,781.22 €
SUBTOTAL 3				74,258,593.38 €
COSTES FINANCIEROS (4%)				2,970,343.74 €
TOTAL				77,228,937.12 €

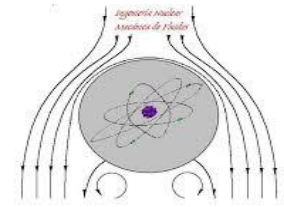
Tabla 16: Presupuesto del proyecto.



12.2. Presupuesto de la realización del trabajo

HORAS INTERNAS	Unidad	Número unidades	Coste/unidad	Coste
Directora del proyecto	h	25	60 €	1,500 €
Estudiante	h	250	30 €	7,500 €
AMORTIZACIONES	Coste de adquisición	Vida útil [h]	Tiempo de uso	Amortización
Ordenador	1,200	35,040	250	8.56 €
Licencias	2,500	8,760	200	57.08 €
GASTOS	Unidad	Número unidades	Coste/unidad	Coste
Material oficina	-	-	-	80 €
Impresión TFG	-	-	-	30 €
SUBTOTAL 1				9,175.64 €
COSTES INDIRECTOS (7%)				642.29 €
SUBTOTAL 2				9,817.93 €
IMPREVISTOS (10%)				981.79 €
SUBTOTAL 3				10,799.73 €
COSTES FINANCIEROS (4%)				431.99 €
TOTAL				11,231.72 €

Tabla 16: Presupuesto de la realización del trabajo.



13. DESCRIPCIÓN DE LAS TAREAS. (GANTT)

13.1. GANTT del proyecto

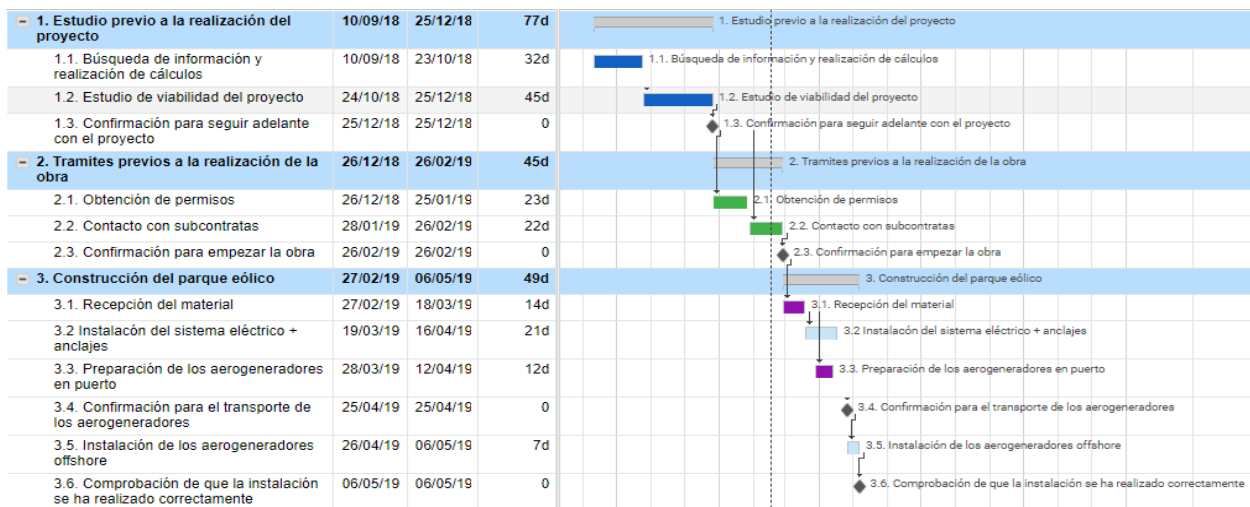


Tabla 17: GANTT del proyecto. (Fuente: Elaboración propia) (Anexo VI)

13.2. GANTT de la realización del trabajo

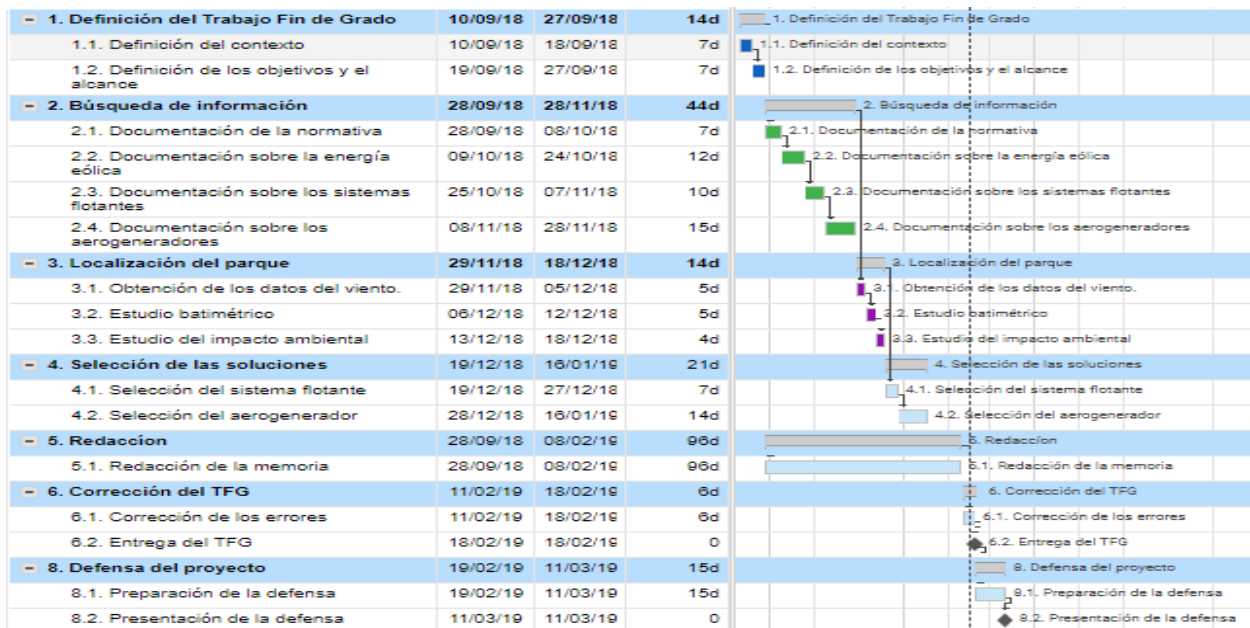
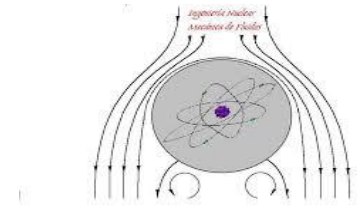


Tabla 18: GANTT de la realización del trabajo. (Fuente: Elaboración propia) (Anexo VI)



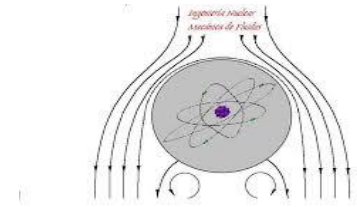
14. CONCLUSIONES

Enmarcando este proyecto dentro de la creciente necesidad de una producción de energía limpia y la falta de localizaciones donde poder instalar parques eólicos, las nuevas tecnologías de plataformas flotantes para la sujeción de los aerogeneradores en la mar permiten romper estas barreras. Instalando un emplazamiento de producción energética mediante el recurso eólico offshore, permite un mayor aprovechamiento de las instalaciones debido a las altas velocidades y frecuencias de dicho recurso.

La instalación del parque eólico offshore flotante cuenta con numerosos beneficios:

- La localización es óptima en cuanto a las condiciones eólicas.
- Al tratarse de un parque eólico offshore, el impacto visual es prácticamente nulo y el ruido es inaudible desde tierra. En cuanto al impacto en el medio biótico, el emplazamiento no interfiere con ninguna ruta de migración de aves principal y la ausencia de cimentación offshore hace que la fauna marina resulte intacta.
- El sistema de plataforma semisumergible WindFloat no requiere una instalación del aerogenerador en parque debido a su posibilidad de remolque del aerogenerador íntegro hasta el emplazamiento. En caso de avería o mantenimiento, el aerogenerador puede ser remolcado otra vez hasta tierra mediante una operación sencilla.
- Mediante esta instalación se pretende producir 39214,835 MWh/año, lo cual cubriría la demanda eléctrica anual de alrededor de 5500 familias.

En este proyecto, se han analizado las características técnicas y económicas de una alternativa de aerogeneradores y sistemas de plataformas flotantes, realizando un cálculo de producción energética para el aerogenerador óptimo para las condiciones del emplazamiento.



15. FUENTES DE INFORMACIÓN

BIBLIOGRAFÍA

Red Eléctrica de España (REE), 2018. *“Generación eléctrica en el primer semestre de 2018”*.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2005. *“Plan de Energías Renovables en España 2011-2020”*.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2011. *“Documento del Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Gallego”*

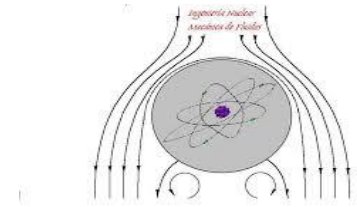
European Wind Energy Association (EWEA), 2016. *“Aiming High”*.

Global Wind Energy Council (GWEC), 2018. *“Global Wind Report 2017”*.

Escudero López, J. M., 2008. *“Manual de Energía Eólica (2ª ed.)”*.

Ferreño Gonzalez, S., 2011. *“Estudio, caracterización y comparación de tipologías de plataformas para soporte de aerogeneradores en alta mar”*.

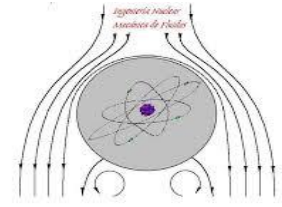
Herranz Soler, M. E., 2017. *Energías Alternativas - Eólica: Generalidades, Obtención de datos, Aerogeneradores, Instalando un parque e Impacto ambiental y costes*. Escuela de Ingeniería de Bilbao, UPV-EHU.



LISTADO DE REFERENCIAS. ENLACES WEB

- [1] <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2018/07/la-eolica-primera-fuente-de-generacion-electrica-de-enero-a-junio-del-2018>
- [2] <https://www.modernpowersystems.com/features/featureextensive-take-up-of-the-7-mw-offshore-wtg-4946104/featureextensive-take-up-of-the-7-mw-offshore-wtg-4946104-479139.html>
- [3] <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/>
- [4] <https://www.equinor.com/en/news/hywindscotland.html>
- [5] <http://www.puertocoruna.com/en/oportunidades-negocio/puerto-hoy/puertoext.html>
- [6] http://www.openseamap.org/index.php?id=openseamap&no_cache=1&l=2
- [7] https://es.wikipedia.org/wiki/Estabilidad_transversal
- [8] https://www.researchgate.net/figure/Floating-platform-concepts-for-offshore-wind-turbines_fig2_274967896
- [9] <https://www.offshorewind.biz/2014/06/18/tennet-to-operate-dutch-offshore-transmission-network/>
- [10] http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/11-12/MORE/mooring/types.html
- [11] <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0141118717301529>

*Última visita: 18-02-2019

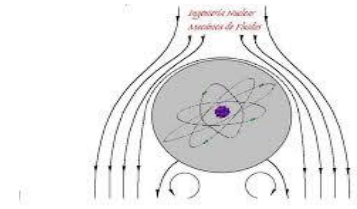


ANEXO I: NORMATIVA APLICABLE

[I] **REAL DECRETO 1028/2007**, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.

[II] **REAL DECRETO 1302/1986**, de 28 de junio, de evaluación de impacto ambiental y su normativa de desarrollo.

[III] **DIRECTIVA 2011/92/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO**, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.



ANEXO II: DATOS DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA EN ESPAÑA

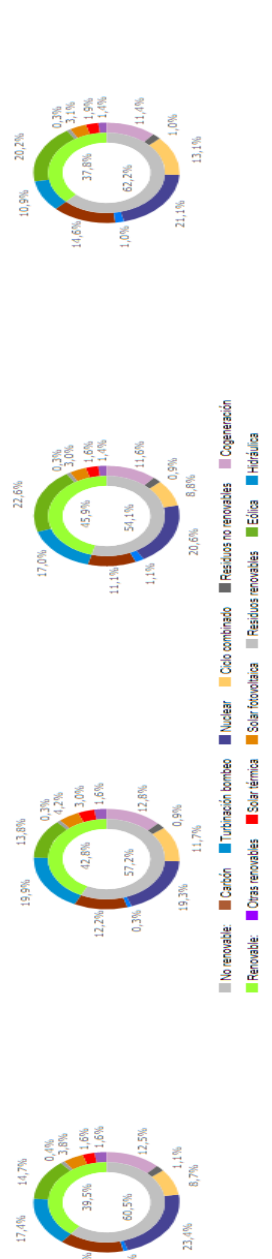
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

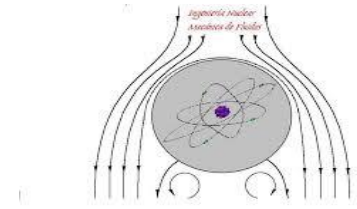
Sábado, 30 junio 2018
Estadística diaria del sistema eléctrico español peninsular
 Datos provisionales a 05/10/2018 • 10:11:47

	Día	Mes	%A. Mes	Año	%A. Año	Año móvil (2)	%A. Móvil
Balace eléctrico (GWh) (1)	106	3.711	126,6	20.931	72,0	27.213	17,7
Hidráulica	1	59	-36,1	1.381	10,2	2.376	6,4
Turbina bomba (3)	103	3.552	-11,0	25.310	-10,9	52.439	-7,9
Nuclear	90	2.274	-6,8	13.708	-31,2	36.217	-19,5
Carbón	53	2.180	-31,2	10.003	-8,7	32.614	15,2
Ciclo combinado (4)	90	2.572	-18,4	27.818	10,6	50.185	14,4
Eólica	23	780	-7,2	3.885	-8,4	7.661	-1,8
Solar fotovoltaica	10	551	-27,6	1.931	-22,3	4.795	-6,7
Solar térmica	10	304	0,7	1.698	-1,0	3.583	0,3
Otras renovables (5)	10	304	0,7	1.698	-1,0	3.583	0,3
Cogeneración (6)	77	2.004	3,8	14.248	2,3	28.500	4,2
Residuos no renovables (7)	7	175	-17,0	1.128	-4,1	2.411	-5,0
Residuos renovables (7)	2	51	-24,2	339	3,3	739	4,2
Generación	611	18.652	-10,6	122.984	0,5	246.714	0,8
Consumo en bombeo	-4	-84	-56,6	-2.236	10,9	-3.827	13,6
Enlace Península-Baleares (8)	-5	-109	-4,9	-511	11,3	-1.234	9,5
Saldo intercambios internacionales (9)	58	1.864	65,1	6.039	18,8	10.126	12,3
Demanda transportada (b.c.)	662	20.323	-6,3	126.746	1,0	253.779	1,0
Demanda corregida (10)	-12	-332	15,9	-2.179	14,2	-4.146	7,8
Pérdidas en transporte	650	19.991	-6,6	124.666	0,8	249.633	0,9
Demanda distribución							

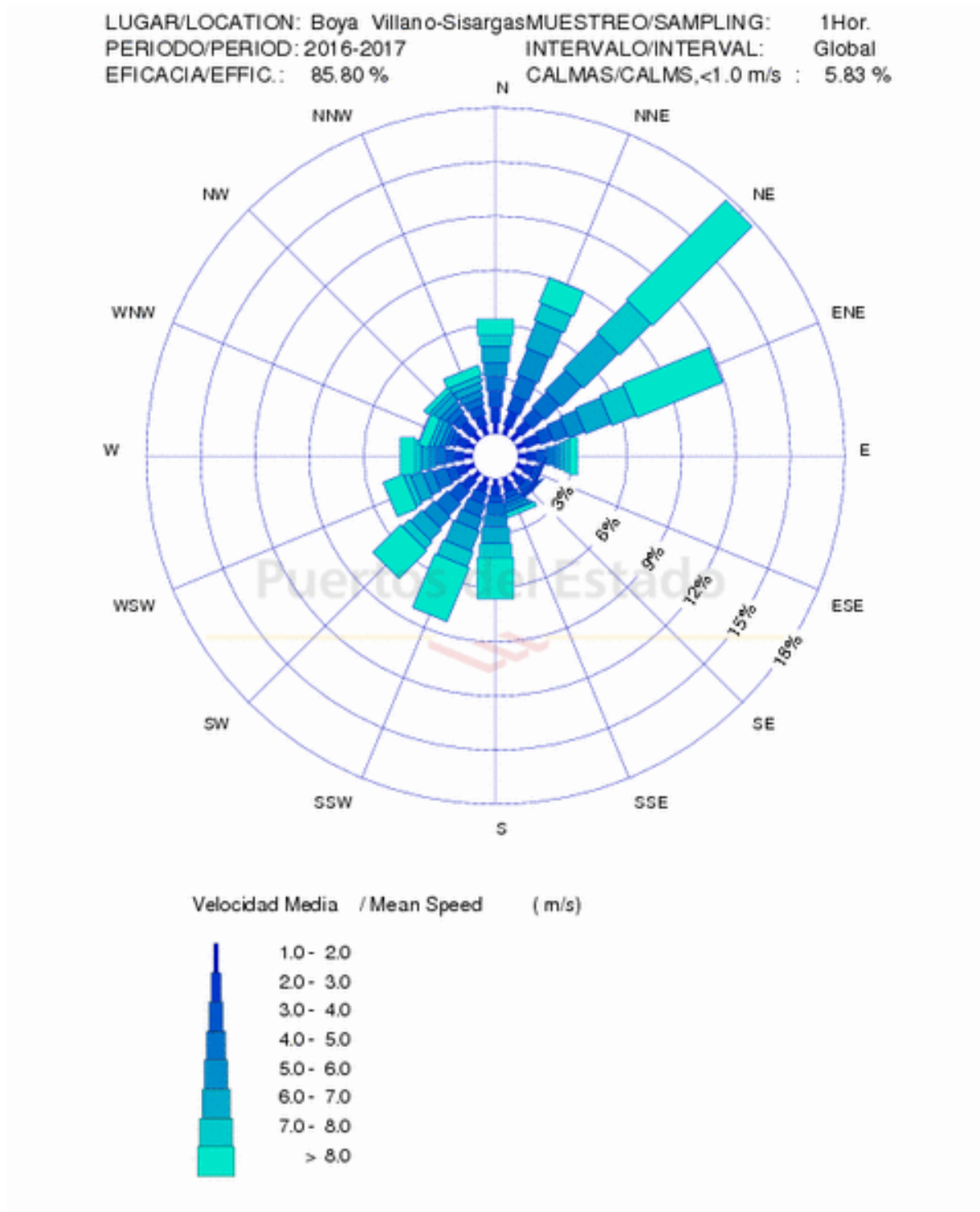
Estructura de generación

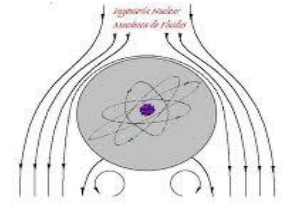
	30/06/2018	junio	2018	Acumulado año móvil
No renovable	17,4%	15,9%	17,0%	10,9%
Renovable	14,7%	42,8%	45,9%	14,6%
Carbón	0,4%	4,2%	3,0%	37,8%
Turbina bomba	3,8%	1,6%	1,6%	1,8%
Nuclear	1,6%	1,6%	1,7%	1,4%
Ciclo combinado	12,5%	57,2%	54,1%	62,2%
Residuos no renovables	1,1%	0,9%	0,9%	11,4%
Residuos renovables	8,7%	11,7%	11,6%	1,0%
Eólica	21,4%	19,3%	20,6%	21,1%
Solar fotovoltaica	22,4%	11,7%	20,6%	13,1%
Solar térmica	8,7%	0,9%	0,9%	1,0%
Cogeneración	1,1%	0,9%	0,9%	1,0%
Hidráulica	1,1%	0,9%	0,9%	1,0%





ANEXO III: ROSA DE LOS VIENTOS





ANEXO IV: TIPOS DE PLATAFORMAS FLOTANTES

Las fichas técnicas de las plataformas flotantes se pueden encontrar en los siguientes enlaces web:

- **SISTEMA HYWIND:**

<https://www.equinor.com/en/what-we-do/hywind-where-the-wind-takes-us.html>

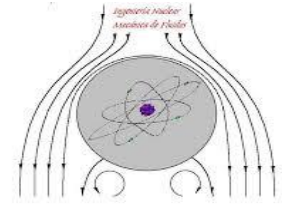
- **SISTEMA WINDFLOAT:**

<http://www.principlepowerinc.com/en/windfloat>

- **SISTEMA GICON:**

<http://www.gaet.gicon.com/en/products-services/floating-offshore-substructures.html>

*Última visita: 18-02-2019



ANEXO V: FICHAS TÉCNICAS DE AEROGENERADORES

Las fichas técnicas de los aerogeneradores se pueden encontrar en los siguientes enlaces web:

- **MHI Vestas V164-9.5 MW**

<http://www.mhivestasoffshore.com/innovations/>

- **Windtec Seatitan 10 MW**

http://www.amsc.com/wp-content/uploads/wt10000_DS_A4_0212.pdf

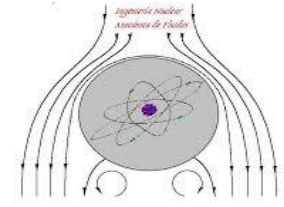
- **Enercon E-112/45.114**

<https://en.wind-turbine-models.com/turbines/113-enercon-e-112-45.114>

- **Senvion 6.3M152**

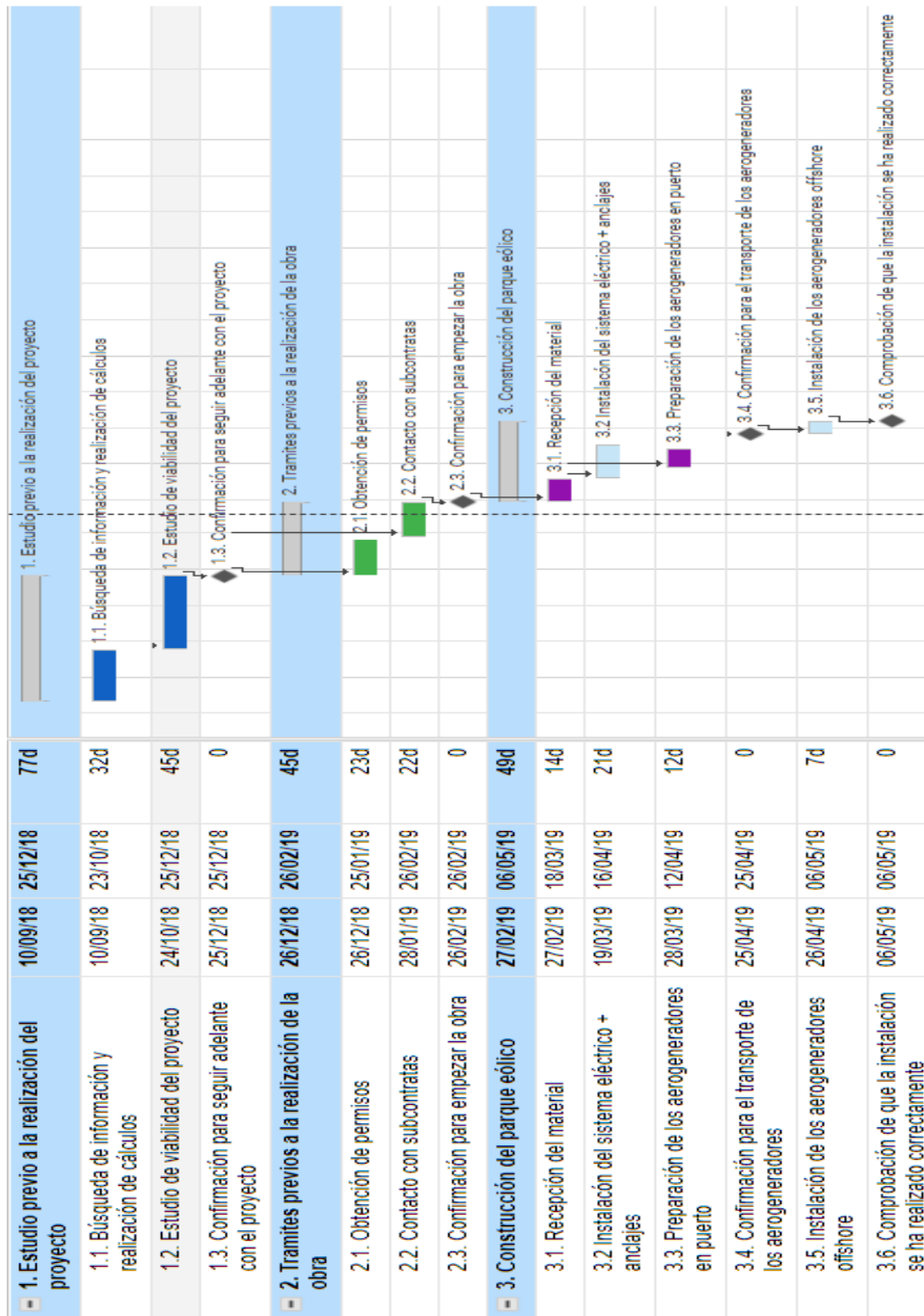
<https://www.senvion.com/global/en/products-services/wind-turbines/6xm/63m152/>

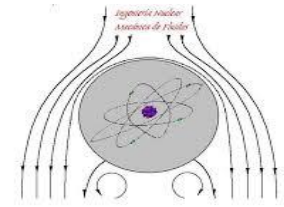
*Última visita: 18-02-2019



ANEXO VI: GANTT AMPLIADO

GANTT del proyecto ampliado





GANTT de la realización del trabajo

