

(05-009) - TECHNICAL FEASIBILITY STUDY OF AN OFFSHORE WIND TURBINE PROTOTYPE

De Francisco González, Iván ¹; Serrano Gomez, Luis ²; Fernández Guillamón, Ana ²

¹ SISTEMAS Y MONTAJES INDUSTRIALES SA, ² UNIVERSIDAD DE CASTILLA-LA MANCHA

The energy transition is a great and exciting challenge at a global level that will demand the best of society in terms of technological development. Along these lines, wind energy is presented as fundamental to this development, thanks to its solid foundations and the constant innovation that has been carried out, initially with the development of the Danish Tripala HAWT and, currently, with the implementation of floating solutions.

This article will study the technical feasibility of implementing an offshore wind turbine on the Spanish coast, considering the peculiarities of each of the locations presented in the alternatives, analysing from a technical point of view the components of the wind turbine, from the rotor, through the tower and ending with the anchors to the seabed. with the ultimate objective of assessing the possibility of carrying out a future installation of a wind farm made up of several turbines in the chosen location and serve as a precedent for the expansion of offshore wind in Spain. The study carried out will reveal the great potential that exists on the Iberian coasts for the generation of renewable energy.

Keywords: Wind power; Offshore; Feasibility; Renewable.

ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICA DE UN AEROGENERADOR OFFSHORE EN LAS COSTAS ESPAÑOLAS

La transición energética supone un gran y emocionante reto a nivel global que va a demandar lo mejor de la sociedad en cuanto a desarrollo tecnológico. En esta línea, la energía eólica se presenta como fundamental para dicho desarrollo, gracias a sus sólidas bases y a la constante innovación que se ha ido llevando a cabo, inicialmente con el desarrollo del HAWT Tripala Danés y, en la actualidad, con la implementación de soluciones flotantes.

En este artículo se estudiará la viabilidad técnica de la implantación de un aerogenerador offshore en las costas españolas teniendo en cuenta las peculiaridades de cada una de las ubicaciones presentadas en las alternativas, analizando desde el punto de vista técnico los componentes del aerogenerador, desde el rotor, pasando por la torre y finalizando con los anclajes al fondo marino, con el objetivo final de valorar la posibilidad de llevar a cabo una futura instalación de un parque eólico conformado por varias turbinas en la ubicación elegida y servir como precedente para la expansión de la Eólica Marina en España. El estudio llevado a cabo revelará el gran potencial existente en las costas ibéricas de cara a la generación de energía renovable.

Palabras clave: Eólica; Offshore; Viabilidad; Renovable.

Correspondencia:



©2024 by the authors. Licensee AEIPRO, Spain. This article is licensed under a Creative Commons Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4.0 International License (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

1. Introducción

La lucha contra el cambio climático se ha convertido en uno de los mayores desafíos ambientales a nivel mundial en la actualidad, en gran parte debido a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) (Uusitalo et al., 2017). Además, en las últimas décadas, la demanda de energía ha experimentado un crecimiento exponencial debido a los avances técnicos en la civilización y al aumento de la población global (Olabi & Abdelkareem, 2022). En 2021, los combustibles fósiles (es decir, carbón, petróleo y gas natural) aún proporcionaban el 83% del consumo mundial de energía (Ritchie & Rosado, 2020). Dado que la quema de combustibles fósiles es la principal fuente de emisiones de GEI, con el acuerdo de París celebrado en diciembre de 2015, este escenario debe cambiar (Cléménçon, 2016; Lima et al., 2020). Este acuerdo climático tiene como objetivo limitar el aumento máximo de la temperatura promedio mundial durante el siglo XXI a menos de 2°C por encima de los niveles preindustriales (Bataille et al., 2018).

La energía incluye diferentes sectores, como la electricidad, el transporte y la calefacción y refrigeración (Papadis & Tsatsaronis, 2020). Aunque la electricidad representa solo alrededor del 20% del consumo de energía, casi dos tercios todavía se producen a partir de combustibles fósiles (*Electricity Production from Fossil Fuels, Nuclear and Renewables, World*, 2023). Por ello, el uso de combustibles fósiles debería reducirse, ya que se consideran como la principal fuente de emisiones de GEI (Woo et al., 2017). Las emisiones de GEI están dominadas por el CO₂ debido a la combustión de combustibles fósiles, que han estado aumentando continuamente desde 1990 (Crippa et al., 2019). De hecho, Liddle y Sadorsky (2017) estimaron que aumentar en un 1% la participación de generación de electricidad no fósil puede reducir hasta un 0.82% las emisiones de CO₂. Estas emisiones pueden reducirse fácilmente cambiando de fuentes de energía fósil a no fósil, como energías renovables (EERR) y la energía nuclear (Ang & Su, 2016). Por ello, en los últimos años, los gobiernos han promovido varias medidas para asegurar un desarrollo sostenible en la generación eléctrica, siendo las EERR consideradas como la mejor herramienta para lograr dicho objetivo (Chen et al., 2014; Strachan et al., 2015; Madurai Elavarasan et al., 2020).

Las EERR incluyen, entre otras, la energía eólica (onshore y offshore), solar (fotovoltaica y térmica), hidroeléctrica, geotérmica y oceánica (mareomotriz y undimotriz) (Owusu & Asumadu-Sarkodie, 2016). Entre estas tecnologías, la energía eólica se considera la más favorable para la generación de electricidad (Molina-García et al., 2019). Por ello, desde 2001, la capacidad eólica instalada acumulada a nivel mundial ha mostrado un crecimiento exponencial, alcanzando un total de 906 GW en 2022 (Global Wind Report, 2023). De esta capacidad, la eólica offshore solo representa un 7% (64 GW). A pesar de que este tipo de instalaciones se remonta a la década de 1990, la complejidad de trabajar en el mar (fases de diseño, construcción y operación) implica desafíos significativos debido al aumento del número de factores que pueden impactar en dichos procesos (Esteban et al., 2011). Sin embargo, la capacidad offshore ha aumentado un 1180% durante la última década, y se espera que casi el 40% de la capacidad eólica total provenga de offshore en Europa en 2030 (Chaudhary et al., 2009).

A diferencia de los parques eólicos onshore, la eólica offshore no está limitada por la disponibilidad de tierra y suele recibir menos preocupaciones relacionadas con el ruido y el impacto visual en el entorno natural circundante (Sun et al., 2012). Además, la velocidad y calidad del recurso eólico en alta mar tiende a aumentar con la distancia a la costa, incrementando la energía generada, ya que depende del cubo de la velocidad del viento (Kalmikov, 2023). Junto con esto, pueden satisfacer las necesidades energéticas de arrecifes e islas remotas (Shin Hyun Kyoung, 2019), por lo que la comunidad científica está llevando a cabo avances tecnológicos para facilitar su integración en los sistemas eléctricos, incluida la

conversión de energía-a-X (“power-to-X”), el North Sea Wind Power Hub y varias soluciones de almacenamiento en el mar (Fernández-Guillamón et al., 2019).

La eólica offshore puede clasificarse en dos categorías según su instalación: cimentación fija y plataformas flotantes. Pese a que las instalaciones por cimentación son una tecnología comercial relativamente madura, sólo son viables en aguas poco profundas, normalmente menos de 60 m (Park et al., 2019). Dado que gran parte del recurso offshore se encuentra en aguas más profundas, la offshore flotante es idónea para aprovechar este recurso (Otter et al., 2022). Aunque presentan desafíos técnicos, los aerogeneradores flotantes tienen otra serie de ventajas: al poderse instalar más lejos de la costa, se reduce su impacto visual y acústico, así como sus repercusiones en las actividades humanas. Además, su instalación puede llegar a ser más fácil gracias a la disponibilidad de puertos de construcción regionales, donde pueden ser montadas en el muelle y remolcadas hasta el lugar de instalación, reduciendo así los costes debidos al trabajo en el mar (Barooni et al., 2023; Barter et al., 2020; Sergiienko et al., 2022; Stewart & Muskulus, 2016).

Debido a las ventajas de la eólica offshore, tanto la Agencia Internacional de Energía (IEA) como otras organizaciones han llevado a cabo evaluaciones exhaustivas sobre el potencial técnico para el desarrollo eólico offshore. La IEA proyectó un potencial técnico global de más de 120 TW, capaz de generar más de 420 TWh de electricidad al año (IEA, 2019). Asimismo, el análisis realizado por ESMAP (2019), se centró en el potencial técnico para la eólica offshore en ocho mercados emergentes, obteniendo que, a una distancia de 200 km de la costa, estos ocho países tienen un potencial combinado de 3.1 TW (1.02 TW de cimentación fija y 2.07 TW de flotante). A nivel nacional, el Gobierno español estableció un marco inicial para la ordenación del espacio marítimo a través del BOE-A-2023-5704 Real Decreto 150/2023, de 28 de Febrero, Por El Que Se Aprueban Los Planes de Ordenación Del Espacio Marítimo de Las Cinco Demarcaciones Marinas Españolas (2023), donde se recoge el deseo de alcanzar una capacidad offshore de 3 GW en 2030. Sin embargo, un estudio reciente determinó que esa cuota es insignificante, dejando 4.311 km² de extensión marítima sin utilizar, por lo que la generación de electricidad podría triplicar las previsiones de generación de electricidad previstas por el Gobierno (Gil-García et al., 2023).

Por todo ello, y dado que la eólica offshore jugará un papel importante en los próximos años, este artículo plantea un estudio sobre la viabilidad técnica de instalación de un aerogenerador offshore en las costas españolas. El resto del artículo se organiza de la siguiente manera: en la Sección 2 se presenta la metodología utilizada para el análisis de viabilidad; el caso de estudio se presenta en la Sección 3; la Sección 4 muestra los resultados obtenidos y, en la Sección 5, se incluyen las principales conclusiones del estudio.

2. Metodología

Para el desarrollo del estudio de viabilidad de la implantación de un aerogenerador offshore se plantean las siguientes fases.

1. Seleccionar la ubicación del aerogenerador.
2. Seleccionar los componentes del aerogenerador.

2.1 Selección de la ubicación del aerogenerador

Una elección precisa de la ubicación de un parque eólico es fundamental a la hora de optimizar la potencia que va a ser capaz de suministrar el proyecto a lo largo de su vida útil. Para ello, se seleccionarán diferentes posibles ubicaciones (alternativas), y se analizarán una serie de factores. Estos factores se han elegido considerando una reciente revisión bibliográfica sobre ubicación de aerogeneradores onshore y offshore (Gil-García et al., 2019):

1. Climáticos:
 - Disponibilidad de datos: herramientas y/o bases de datos históricas con datos de las zonas a estudiar.
 - Recurso eólico: recurso eólico medible (rosa de los vientos, distribución de frecuencias, perfiles diarios de velocidad del viento, ...).
2. Geográficos: factores inherentes a la localización.
 - Batimetría: determinación de la profundidad y morfología del fondo marino, clave para determinar el tipo de cimentación a utilizar.
 - Oleaje: clave a la hora de estudiar la viabilidad de cimentaciones flotantes.
3. Socioambientales: relativos a las afecciones sobre las actividades y el ecosistema existentes.
 - Áreas protegidas: existencia de reservas naturales y/o espacios protegidos en la ubicación seleccionadas o sus inmediaciones.
 - Impacto visual: cercanía a la costa o visibilidad desde la misma que pueda afectar al paisaje.
 - Impacto en la flora y fauna marinas: existencia de flora en el fondo marino, arrecifes, etc.
 - Afecciones a rutas marítimas: rutas de transporte de personas, rutas de barcos mercantes, zonas de aproximación a puerto.
 - Zonas de pesca y reservas marinas: determinadas por los gobiernos nacionales.
4. Relativos a la localización:
 - Disponibilidad de vías de transporte terrestre: necesaria para el acopio de los componentes de la instalación desde fábrica hasta puerto.
 - Distancias a puertos marítimos: necesario llegar aun punto de equilibrio entre la distancia para el suministro de componentes y la no afección al funcionamiento existente del puerto.
 - Distancia al punto de conexión con la red: clave para determinar la solución técnica idónea para la conexión y energización de la instalación.
 - Distancias a zonas militares: el tamaño de los aerogeneradores y los sistemas electrónicos del mismo pueden afectar a zonas en las que existan sistemas militares de defensa estratégicos para la defensa del país.
 - Distancia a la costa.

Para valorar estos factores en cada alternativa, se empleará un baremo con valor mínimo 1 y valor máximo 5, siendo en principio la mejor alternativa la que reúna una mayor puntuación. Este baremo se muestra en la Tabla 1.

2.2 Selección de los componentes del aerogenerador

La selección de los componentes del aerogenerador offshore es clave para evaluar la viabilidad técnica de su instalación, y vendrá fuertemente condicionada por la ubicación seleccionada una vez determinada su posible ubicación. Las alternativas a estudiar para cada uno de los principales componentes del aerogenerador se desarrollan a continuación:

1. Torre: en contacto con el agua y a merced de la climatología, soporta las cargas de la góndola y las palas y alberga los componentes eléctricos.
 - De celosía: se trata de una estructura de reducido peso, pero con un alto grado de mantenimiento y no apta para aerogeneradores de gran potencia por el elevado peso de la góndola.
 - Tubulares: diseño más extendido, con menor mantenimiento y mayor capacidad de carga, pueden ser de hormigón, acero o mixtas (tramo inferior en contacto con el mar de hormigón y tramo superior de acero)

Tabla 1. Baremo de los factores más relevantes

FACTORES MÁS RELEVANTES	VALORACIÓN				
	1	2	3	4	5
Vel. medias (m/s)	< 6	[6 - 7)	[7 - 8]	(8 - 9]	> 9
Distribución de Weibull			Estudio específico		
Dirección del viento			Estudio específico		
Batimetría			Estudio específico		
Altura y distribución de las olas			Estudio específico		
Áreas protegidas			NO APTO		APTO
Zonas de pesca y reservas marinas			NO APTO		APTO
Distancia al punto de acoplamiento eléctrico			Estudio específico		
Distancia a puertos	> 10	(7.5 - 10]	[5 - 7.5]	[2.5 - 5]	< 2.5
Disposición de carreteras			Estudio específico		
Distancia a zonas militares (km)	< 20	[20 - 30)	[30 - 40]	(40 - 50]	> 50
Distancia a tierra e impacto visual (km)	< 10	[10 - 15)	[15 - 20]	(20 - 25]	> 25

2. Góndola: ubicada en la parte superior del aerogenerador, alberga los mecanismos cinéticos y eléctricos de generación. En este caso, la elección se centra en la configuración interna de la góndola, debiendo seleccionar:
 - Transmisión: directa (direct drive) o con multiplicadora.
 - Tipo de generador eléctrico: síncrono o asíncrono.
 - Transformador elevador de tensión: ubicación en góndola o en torre, afecta al cableado eléctrico.
 - Sistema de orientación de la góndola.
 - Accesibilidad a las tareas de mantenimiento.
3. Rotor: compuesto por el buje, las palas y por los sistemas de guiado de estas.
 - Buje: determinado por la elección general del rotor, si es bipala o tripala.
 - Palas: su longitud determina el diámetro del rotor, el área de barrido y, por consiguiente, la potencia del aerogenerador.
 - Sistema de giro sobre el eje horizontal de la pala (pitch regulation): introducido en aquellos aerogeneradores en los que se requiere, bien por necesidades de seguridad o mantenimiento, que el aerogenerador se pare posicionándose en modo bandera.
4. Sistema de flotación: se trata de determinar el sistema de anclaje del aerogenerador.
 - Cimentación: su elección está limitada a una batimetría preferentemente plana y unas profundidades del fondo marino inferiores a 60 metros.
 - Flotante: independiente de la profundidad, permite alejar los aerogeneradores de la costa, minimizando así el impacto visual. En esta alternativa, es necesario determinar el sistema de flotación, el tipo de plataforma y el sistema de anclaje al lecho marino.

3. Caso de estudio: viabilidad técnica de eólica offshore en las costas españolas

La gran envergadura de la línea de costa, consecuencia de la condición de península que presenta el territorio conformado por España y Portugal, ofrece un amplio abanico de posibles alternativas para la ejecución de proyectos eólicos offshore.

Centrando el estudio en España y empleando la herramienta del Mapa Eólico Ibérico, presente en la página del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), perteneciente al Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, se lleva a cabo un primer barrido de ubicaciones interesantes.

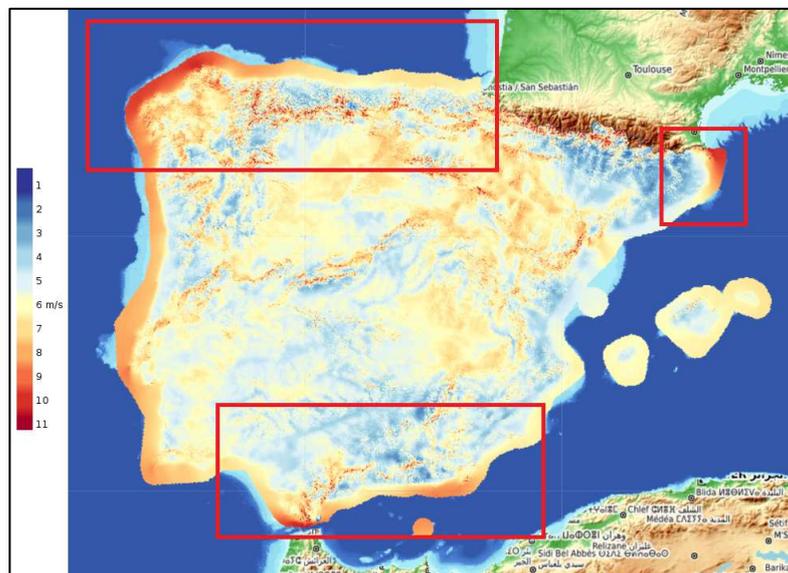
Se ejecutarán las siguientes métricas:

- Datos [Microescala 50m x 50m]: se consigue un ajuste más fino para una mejor lectura de los datos mostrados.
- Variable [Viento medio]: ofrece una primera y significativa visión del recurso eólico.
- Altura [100 m]: se trata de la más adecuada de cara al estudio debido al tamaño de los aerogeneradores comerciales actuales.
- Opacidad [100%]: el descenso de la velocidad del viento en la interfase mar-superficie permite distinguir la línea de costa y tener una perfecta visibilidad de los datos mostrados de forma simultánea.

En la Figura 1, comenzando desde la parte superior izquierda y finalizando por la parte inferior, se muestran las zonas de mayor interés:

- Costa de la Comunidad Autónoma de Galicia + Costa Cantábrica.
- Costa de la provincia de Gerona ubicada en la Comunidad Autónoma de Cataluña.
- Costa que baña la Comunidad Autónoma de Andalucía, así como la Isla de Alborán.

Figura 1: Costas españolas de mayor potencial eólico (elaboración propia)



Una vez llevada a cabo esta primera acotación, omitiendo además las reservas naturales y espacios protegidos, así como los espacios reservados a las actividades económicas, se presentan un total de 3 alternativas de ubicación, sobre las que se aplicará la valoración especificada en la Sección 2.

- Alternativa 1: Proximidades de Gijón, Asturias ($43^{\circ} 48' 41''$ N – $5^{\circ} 39' 31''$ O).
- Alternativa 2: Proximidades de A Coruña ($43^{\circ} 32' 25''$ N – $8^{\circ} 41' 26''$ O).

- Alternativa 3: Alrededores de Cádiz (36° 0' 31" N – 5° 56' 36" O).

Cuando se tenga la mejor alternativa de ubicación, se elegirán los diferentes componentes del aerogenerador offshore.

4. Resultados

4.1 Selección de la ubicación del aerogenerador

Para analizar los diferentes factores identificados en la Tabla 1, es necesario recoger una serie de datos de cada alternativa. Así, se obtiene lo siguiente:

1. Alternativa 1: Proximidades de Gijón en el Mar Cantábrico (43° 48' 41" N – 5° 39' 31" O).
 - Velocidad media del viento: Con un valor de 7.3 m/s, se trata de una ubicación de interés medio.
 - Distribución de Weibull: El factor A se eleva a los 8.12 m/s y el rango de velocidades más frecuentes, aunque por debajo de lo óptimo, se encuentra dentro del área de funcionamiento del aerogenerador; la llegada a la velocidad de parada superior a los 20 m/s de desestima.
 - Dirección del viento: Existe una marcada dirección principal del viento este – oeste, lo que permitirá maximizar los rendimientos del parque al poder seleccionar la distribución de aerogeneradores óptima que marca la teoría.
 - Batimetría: Zona sin grandes pendientes ni accidentes batimétricos destacables que facilitará la instalación del cableado y de futuros aerogeneradores.
 - Altura de las olas: Con una alta direccionalidad, el 70% de las olas no superan los 2 m, y sólo el 15% llegarían hasta los 3 m, es decir, un oleaje que no presenta riesgos para las instalaciones.
 - Áreas protegidas, reservas marinas y zonas de pesca: No se producen interferencias con dichas zonas.
 - Distancia al punto de acoplamiento eléctrico: Existe una densidad óptima de redes de transporte de 220 y 400 kV en los alrededores de la ciudad de Gijón.
 - Distancia a puertos: El puerto de Gijón, ubicado a 30 km de la ubicación, facilita los transportes a la ubicación.
 - Disponibilidad de carreteras: La autovía A-8 que circunvala la ciudad y las autovías de acceso AS-I y AS-II junto con una vía urbana amplia hacia el puerto, garantizan unos buenos accesos.
 - Distancia a zonas militares: Las bases de la Armada y Ejército de Tierra a 30 y 45 km, respetivamente, se encuentran alejadas.
 - Distancia a tierra e impacto visual: Distancias de 23.5 km hasta el punto más cercano y 30 km hasta la población más cercana consiguen un nulo impacto visual.
2. Alternativa 2: Proximidades de A Coruña en el Oc. Atlántico (43° 32' 25" N – 8° 41' 26" O).
 - Velocidad media del viento: Con un valor de 9.5 m/s, se trata de una ubicación de gran interés.
 - Distribución de Weibull: El factor A se eleva a los 10.38 m/s y la distribución de velocidades ofrece un rango de trabajo muy interesante, siendo muy frecuentes las velocidades superiores a los 5 m/s hasta los 15 m/s.
 - Dirección del viento: Se diferencia una dirección principal con sentidos NE y SO. Sin embargo, existe cierto grado de dispersión que afectaría en el rendimiento de la energía generada por el parque.
 - Batimetría: Zona sin grandes pendientes ni accidentes batimétricos destacables que facilitará la instalación del cableado y de futuros aerogeneradores.
 - Altura de las olas: Un oleaje predominante en sentido Oeste – Noroeste con alturas relativamente frecuentes de 3 a 5 metros, se traducen en un interés medio.

- Áreas protegidas, reservas marinas y zonas de pesca: No se producen interferencias con dichas zonas.
 - Distancia al punto de acoplamiento eléctrico: Existe una densidad óptima de redes de transporte de 220 y 400 kV en los alrededores de la ciudad de A Coruña.
 - Distancia a puertos: El puerto de A Coruña, ubicado a 25 km de la ubicación, facilita los transportes a la ubicación
 - Disponibilidad de carreteras: Las autovías A-6, AG-55 Y AP-9 facilitan el acceso a la ciudad, sumado a la AC-15 que desemboca directamente en el puerto.
 - Distancia a zonas militares: Las bases de la Armada, Ejército de Tierra y Ejército del Aire más cercanas, se encuentran 45 km, 120 km y 75 km respetivamente, se encuentran lo suficientemente alejadas.
 - Distancia a tierra e impacto visual: Distancias de 25 km hasta el punto más cercano y 27 km hasta la población más cercana consiguen un nulo impacto visual.
3. Alternativa 3: Alrededores de Cádiz en el Oc. Atlántico (36° 0' 31" N – 5° 56' 36" O).
- Velocidad media del viento: Con un valor de 10 m/s, se trata de una ubicación de gran interés.
 - Distribución de Weibull: El factor A se eleva a los 10.74 m/s. En este caso, existirían 2 bloques de velocidades diferenciados, uno primero entre 3 y 9 m/s que mantendrían rango de trabajo el aerogenerador y uno segundo con menor frecuencia que llegaría hasta los 18 m/s y que permitiría un rendimiento máximo de la turbina.
 - Dirección del viento: Existe una clara direccionalidad hacia el Este sin prácticamente distorsión, lo que permitiría una distribución óptima de las turbinas.
 - Batimetría: Una zona realmente accidentada en la que no existiría una gran flexibilidad para llevar a cabo diferentes tipos de distribuciones, aunque bien es cierto que el trayecto hacia tierra de la línea de evacuación no presentaría grandes obstáculos.
 - Altura de las olas: Existe una cierta dispersión en la dirección del oleaje. Sin embargo, en torno al 80% no alcanzarían los 2 m de altura y el 20% restante rara vez superaría los 3 m, lo que lo hace una ubicación interesante.
 - Áreas protegidas, reservas marinas y zonas de pesca: No se producen interferencias con dichas zonas.
 - Distancia al punto de acoplamiento eléctrico: No abundan conexiones de interés en las inmediaciones. Sin embargo, a unos kilómetros de la costa existe una alta densidad de redes de 220 y 400 kV.
 - Distancia a puertos: Los puertos de Barbate y de Tarifa, ubicados a 20km y 29 km, respectivamente, serían los elegidos en el caso de llevarse a cabo el proyecto.
 - Disponibilidad de carreteras: Una pobre infraestructura de vías amplias en la zona dificultaría en gran medida la logística del proyecto.
 - Distancia a zonas militares: Las bases de la Armada, Ejército de Tierra, Ejército del Aire y de la Royal Gibraltar Regiment más cercanas, se encuentran 60 km, 60 km, 130 km y 55 km, respetivamente, se encuentran lo suficientemente alejadas.
 - Distancia a tierra e impacto visual: Distancias de 15 km hasta el punto más cercano y 17 km hasta la población más cercana, junto con una baja densidad de población, consiguen un bajo impacto visual.

Una vez que se han recabado todos los datos de las ubicaciones sometidas a estudio, es posible llevar a cabo una comparación entre ellas gracias al apoyo del baremo mostrado en la Tabla 1.

Los factores climáticos y geográficos, así como los socioambientales y relativos a la localización, juegan un papel crítico. A continuación, se presenta un resumen de la comparativa de alternativas:

- Las velocidades medias y distribuciones basadas en la Ley de Weibull, beneficiarían a las alternativas de A Coruña y Cádiz, aunque unos valores más contenidos como los vistos en Gijón, podrían ser la mejor opción en el caso de un aerogenerador.
- Una marcada direccionalidad del viento, así como un oleaje contenido y una batimetría prometedora en cuanto a la ubicación del cable de evacuación y nuevas instalaciones se refiere, harían de la alternativa de Gijón una elección muy prometedora de cara a futuro.
- Los accesos y magnitud de los puertos de las alternativas de A Coruña y Gijón destacan sobre los pequeños puertos y complicados accesos alrededor de la alternativa de Cádiz.
- Las alternativas de A Coruña y Gijón gozan de una alta densidad de puntos de acoplamiento eléctrico de redes de 220 y 400 kV, mientras que la alternativa de Cádiz necesitaría una adecuación de la zona.

La alternativa finalmente seleccionada será la bañada por el Mar Cantábrico, frente a la ciudad de Gijón, concretamente en la ubicación: (43° 48' 41" N – 5° 39' 31" O) mostrada en la Figura 2.

Figura 2. Ubicación de la Alternativa (Elaboración propia)



4.2 Selección de los componentes del aerogenerador

El aerogenerador tripala danés mostrado en la Figura 3, máximo exponente de esta tecnología aprovechará el rango de velocidades más habituales de las zonas con mayor potencial eólico, de 5 a 15 m/s.

Su diseño simple y robusto, así como el gran bagaje del que disponen este modelo de aerogeneradores, permitirán reducir las labores de mantenimiento necesarias en alta mar.

Su torre tubular, en cuyo interior se encontrarán unas escaleras de acceso, irá conectada a la góndola mediante unos engranajes que permitan a la turbina, mediante un controlador electrónico, girar sobre su torre buscando esa perpendicular de la superficie de barrido con el viento incidente.

En el interior de la góndola se encontrarán los diferentes elementos mecánicos (eje de conexión y caja de cambios), electrónicos (controladores y sensores) y eléctricos (cableado de baja y media tensión, así como el generador, transformador y celdas de distribución) que permiten el funcionamiento en armonía de todos y cada uno de los componentes para poder llevar a cabo la transformación de la energía cinética del viento en energía eléctrica.

Las palas del aerogenerador, conectadas al buje, tendrán la capacidad de girar sobre su propio eje longitudinal con el objetivo de tener control sobre la velocidad a la que gire la turbina, así como de su freno total, gracias al empuje generado o su ausencia, respectivamente. Esto se consigue gracias al estudio aerodinámico previo con el que se han programado los controladores de cara a perseguir la máxima eficiencia y la seguridad de las instalaciones.

Figura 3. Aerogenerador de eje horizontal danés tripala



Cualquiera de las tipologías de plataformas mostradas en la Figura 4 serían viables para el proyecto. Sin embargo, la tecnología “Deep Draft Vertical Cylinder” será la base para el desarrollo de la plataforma flotantes sobre la que se erigirá el aerogenerador.

Figura 4. Tipologías de plataformas (Longridge, 2020)



Así, un correcto anclaje al fondo marino será indispensable para el correcto desarrollo del proyecto piloto y de la posterior ampliación del parque eólico.

Entre las principales candidatas se encuentran las tecnologías “Driven Anchor” y “Suction Anchor” mostradas en la Figura 5 y Figura 6, respectivamente, entre las cuales se elegirá la primera.

Figura 5. Driven anchor (Anchoring systems, 2023)



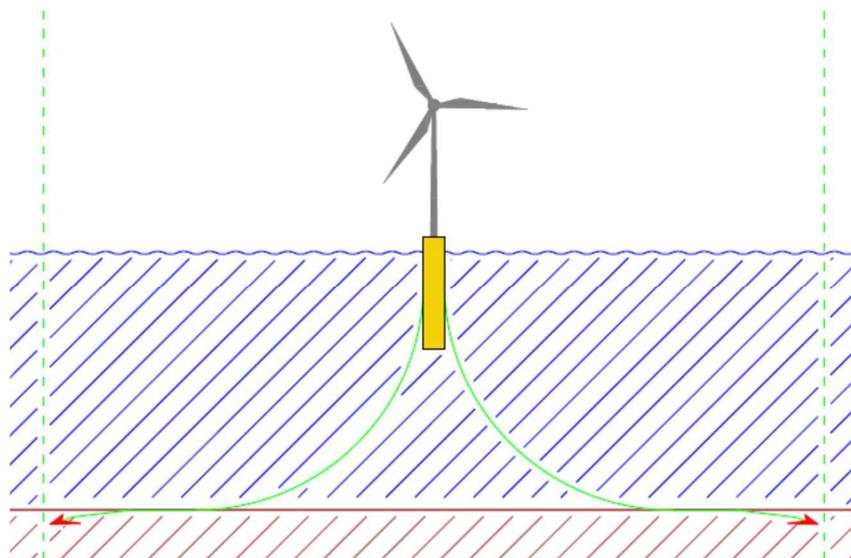
Figura 6. Suction anchor (Anchoring systems, 2023)



Los principales motivos han sido los siguientes:

- Reducción del momento generado al combinar la reducida superficie expuesta al oleaje y el conseguir que el centro de gravedad de la estructura se encuentre muy por debajo del centro de flotación.
- Bajo impacto visual al emplear una estructura de flotación de sección circular y un diámetro ligeramente mayor que el de la torre, consiguiendo que se asimile a una prolongación de este elemento.
- La simpleza y gran bagaje del empleo de la tecnología “Driven Anchor” en otros proyectos encajan a la perfección con el carácter de este proyecto.
- Las características del lecho marino conformado por limos y sedimentos en los estratos superiores y zonas rocosas en estratos inferiores, decanta la balanza hacia la tecnología “Driven Anchor”.
- Buena capacidad de anclaje al fondo gracias a que el comienzo del anclaje se encuentra a poca profundidad por la característica plataforma tal y como se muestra en la Figura 7. Esto permite que al final de la catenaria generada, el anclaje sufra en su mayor medida esfuerzos horizontales, de forma que, por su diseño, se adhiera cada vez más al fondo marino.

Figura 7. Anclaje de la plataforma al fondo marino (Elaboración propia)



5. Conclusiones

El empleo de la energía eólica es pasado, presente y, sobre todo, futuro, siendo uno de los principales bastiones de las energías renovables en la transición energética hacia una generación de energía sostenible. A pesar de que el balance de nuevas instalaciones entre onshore y offshore aún se encuentre claramente desbalanceado hacia la primera tecnología, su brecha no deja de reducirse año a año. Los sistemas flotantes anclados al fondo marino poseen una amplia trayectoria en la industria petrolera, lo que implica que, de cara a la expansión de la eólica offshore flotante, existe una gran cantidad de información y aprendizajes sobre los que basarse.

El desarrollo de la tecnología offshore flotante supone una gran oportunidad para España, debido a sus características a nivel de longitud de línea de costa y la poca superficie apta para el empleo de offshore con cimentación; esto hace que España sea una clara candidata a convertirse en uno de los referentes de Europa si existe un enfoque correcto. La ubicación seleccionada en este estudio de viabilidad técnica, en las costas del Mar Cantábrico, frente a la ciudad de Gijón, reúne unas características idóneas para el comienzo de la expansión offshore flotante en España. Un puerto con gran capacidad, densidad de puntos de acoplamiento eléctrico a 220 y 400 kV para las líneas de evacuación, buenos accesos tanto al puerto como a la localidad en este caso son factores clave, al igual que los factores climáticos, de cara a la logística y, por tanto, prosperidad del proyecto.

6. Bibliografía

- Ang, B. W., & Su, B. (2016). Carbon emission intensity in electricity production: A global analysis. *Energy Policy*, 94. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.03.038>
- Barooni, M., Ashuri, T., Velioglu Sogut, D., Wood, S., & Ghaderpour Taleghani, S. (2023). Floating Offshore Wind Turbines: Current Status and Future Prospects. In *Energies* (Vol. 16, Issue 1). <https://doi.org/10.3390/en16010002>
- Barter, G. E., Robertson, A., & Musial, W. (2020). A systems engineering vision for floating offshore wind cost optimization. In *Renewable Energy Focus* (Vol. 34). <https://doi.org/10.1016/j.ref.2020.03.002>
- Bataille, C., Åhman, M., Neuhoff, K., Nilsson, L. J., Fishedick, M., Lechtenböhmer, S., Solano-Rodriguez, B., Denis-Ryan, A., Stiebert, S., Waisman, H., Sartor, O., & Rahbar, S. (2018). A review of technology and policy deep decarbonization pathway options for making energy-intensive industry production consistent with the Paris Agreement. In *Journal of Cleaner Production* (Vol. 187). <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.03.107>
- BOE-A-2023-5704 Real Decreto 150/2023, de 28 de Febrero, Por El Que Se Aprueban Los Planes de Ordenación Del Espacio Marítimo de Las Cinco Demarcaciones Marinas Españolas. (2023). <https://www.boe.es/eli/es/rd/2023/02/28/150>
- Chaudhary, S. K., Teodorescu, R., & Rodriguez, P. (2009). *Wind Farm Grid Integration Using VSC Based HVDC Transmission - An Overview*. <https://doi.org/10.1109/energy.2008.4781061>
- Chen, W. M., Kim, H., & Yamaguchi, H. (2014). Renewable energy in eastern Asia: Renewable energy policy review and comparative SWOT analysis for promoting renewable energy in Japan, South Korea, and Taiwan. *Energy Policy*, 74(C). <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.08.019>
- Cléménçon, R. (2016). The Two Sides of the Paris Climate Agreement: Dismal Failure or Historic Breakthrough? In *Journal of Environment and Development* (Vol. 25, Issue 1). <https://doi.org/10.1177/1070496516631362>

- Crippa, M., Oreggioni, G., Guizzardi, D., Muntean, M., Schaaf, E., Lo Vullo, E., Solazzo, E., Monforti-Ferrario, F., Olivier, J. G. J., & Vignati, E. (2019). Fossil CO₂ and GHG emissions of all world countries - 2019 Report Publications Office of the EU. In *JRC Science for Policy Report*.
- Electricity production from fossil fuels, nuclear and renewables, World*. (2023). <https://ourworldindata.org/grapher/elec-fossil-nuclear-renewables?>
- ESMAP. (2019). Going Global-Expanding Offshore Wind to Emerging Markets. *World Bank*, October.
- Esteban, M. D., Díez, J. J., López, J. S., & Negro, V. (2011). Why offshore wind energy? In *Renewable Energy* (Vol. 36, Issue 2). <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.07.009>
- Fernández-Guillamón, A., Das, K., Cutululis, N. A., & Molina-García, Á. (2019). Offshore wind power integration into future power systems: Overview and trends. *Journal of Marine Science and Engineering*, 7(11). <https://doi.org/10.3390/jmse7110399>
- Gil-García, I. C., García-Cascales, M. S., Fernández-Guillamón, A., & Molina-García, A. (2019). Categorization and analysis of relevant factors for optimal locations in onshore and offshore wind power plants: A taxonomic review. *Journal of Marine Science and Engineering*, 7(11). <https://doi.org/10.3390/jmse7110391>
- Gil-García, I. C., Ramos-Escudero, A., Molina-García, Á., & Fernández-Guillamón, A. (2023). GIS-based MCDM dual optimization approach for territorial-scale offshore wind power plants. *Journal of Cleaner Production*, 428, 139484.
- Global wind report 2023*. (2023).
- IEA. (2019). Offshore Wind Outlook 2019. In *International Energy Association*.
- Kalmikov, A. (2023). Wind power fundamentals. In *Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-99353-1.00007-4>
- Liddle, B., & Sadorsky, P. (2017). How much does increasing non-fossil fuels in electricity generation reduce carbon dioxide emissions? *Applied Energy*, 197. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.04.025>
- Lima, M. A., Mendes, L. F. R., Mothé, G. A., Linhares, F. G., de Castro, M. P. P., da Silva, M. G., & Sthel, M. S. (2020). Renewable energy in reducing greenhouse gas emissions: Reaching the goals of the Paris agreement in Brazil. In *Environmental Development* (Vol. 33). <https://doi.org/10.1016/j.envdev.2020.100504>
- Madurai Elavarasan, R., Afridhis, S., Vijayaraghavan, R. R., Subramaniam, U., & Nurunnabi, M. (2020). SWOT analysis: A framework for comprehensive evaluation of drivers and barriers for renewable energy development in significant countries. *Energy Reports*, 6. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.07.007>
- Molina-Garcia, A., Fernandez-Guillamon, A., Gomez-Lazaro, E., Honrubia-Escribano, A., & Bueso, M. C. (2019). Vertical Wind Profile Characterization and Identification of Patterns Based on a Shape Clustering Algorithm. *IEEE Access*, 7. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2902242>
- Olabi, A. G., & Abdelkareem, M. A. (2022). Renewable energy and climate change. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 158. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112111>
- Otter, A., Murphy, J., Pakrashi, V., Robertson, A., & Desmond, C. (2022). A review of modelling techniques for floating offshore wind turbines. In *Wind Energy* (Vol. 25, Issue 5). <https://doi.org/10.1002/we.2701>

- Owusu, P. A., & Asumadu-Sarkodie, S. (2016). A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation. In *Cogent Engineering* (Vol. 3, Issue 1). <https://doi.org/10.1080/23311916.2016.1167990>
- Papadis, E., & Tsatsaronis, G. (2020). Challenges in the decarbonization of the energy sector. In *Energy* (Vol. 205). <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118025>
- Park, S., Lackner, M. A., Pourazarm, P., Rodríguez Tsouroukdissian, A., & Cross-Whiter, J. (2019). An investigation on the impacts of passive and semiactive structural control on a fixed bottom and a floating offshore wind turbine. *Wind Energy*, 22(11). <https://doi.org/10.1002/we.2381>
- Ritchie, H., & Rosado, P. (2020). Energy Mix. *Our World in Data*.
- Sergiienko, N. Y., da Silva, L. S. P., Bachynski-Polić, E. E., Cazzolato, B. S., Arjomandi, M., & Ding, B. (2022). Review of scaling laws applied to floating offshore wind turbines. In *Renewable and Sustainable Energy Reviews* (Vol. 162). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112477>
- Shin Hyun Kyoung. (2019). Floating Offshore Wind Energy: The Next Generation of Wind Energy. In *Journal of Wind Energy* (Vol. 10, Issue 4).
- Stewart, G., & Muskulus, M. (2016). A Review and Comparison of Floating Offshore Wind Turbine Model Experiments. *Energy Procedia*, 94. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.09.228>
- Strachan, P. A., Cowell, R., Ellis, G., Sherry-Brennan, F., & Toke, D. (2015). Promoting Community Renewable Energy in a Corporate Energy World. *Sustainable Development*, 23(2). <https://doi.org/10.1002/sd.1576>
- Sun, X., Huang, D., & Wu, G. (2012). The current state of offshore wind energy technology development. In *Energy* (Vol. 41, Issue 1). <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.02.054>
- Uusitalo, V., Väisänen, S., Inkeri, E., & Soukka, R. (2017). Potential for greenhouse gas emission reductions using surplus electricity in hydrogen, methane and methanol production via electrolysis. *Energy Conversion and Management*, 134. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.12.031>
- Woo, J. R., Choi, H., & Ahn, J. (2017). Well-to-wheel analysis of greenhouse gas emissions for electric vehicles based on electricity generation mix: A global perspective. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 51. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2017.01.005>

**Comunicación alineada con los
Objetivos de Desarrollo Sostenible**

