

PROYECTO DE CONSULTORA EN ENERGÍAS RENOVABLES

MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES
Y MERCADO ENERGÉTICO.
MERME 2021/2022

Autores:

Antonio Carvajal León
Delia Giofrè
Francisco José Jiménez Guardado
Luis Antonio Lora Gordillo

Tutor:

Ignacio Láinez Aracama

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN/RESUMEN EJECUTIVO	5
RESUMEN EJECUTIVO	5
INTRODUCCIÓN	7
2. WINDALIA	11
2.1. ANÁLISIS DE MERCADO	11
2.1.1 Factores clave de éxito	11
2.1.2 DAFO	12
2.1.3 Las 5 Fuerzas de Porter	13
3. PROYECTO DE DEMOSTRACIÓN	14
3.1. OBJETIVO Y ALCANCE PARQUE EÓLICO “LA ISLA” 40 MW	14
3.2. SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	15
3.3. JUSTIFICACIÓN DE LA ACTUACIÓN	16
3.4. RESTRICCIONES Y NORMATIVAS	18
3.4.1 Restricciones medio ambientales	18
3.4.2 Restricciones tráfico aéreo	23
3.4.3 Restricciones tráfico marítimo	26
3.4.4 Morfología de fondo	27
3.4.5 Normativa legal y especificaciones aplicables	28
3.4.5.1 Normativa general de construcción	28
3.4.5.2 Instalaciones de protección contra incendios	28
3.4.5.3 Instalaciones eléctricas de baja y media tensión	28
3.4.5.4 Normativa medioambiental de aplicación a proyectos	30
3.4.5.5 Otras disposiciones	31
3.5. LOCALIZACIÓN DEL PARQUE EÓLICO OFFSHORE	32
3.5.1 Punto de conexión a red	36
3.5.1.1 Línea de conexión a la subestación evacuadora	37
3.6. DESARROLLO DE LA TURBINA	39
3.6.1 Tamaño, accesibilidad y fondeo del puerto de instalación	39
3.6.2 Instalación de los sistemas de fondeo	39
3.7. INFRAESTRUCTURAS MARÍTIMAS	41
3.7.1 Aerogeneradores	41
3.7.2 Sistemas de anclaje	42

3.7.3	Sistemas de sujeción al lecho marino	44
3.7.4	Cables submarinos	45
3.7.5	Subestación marina	46
3.7.6	Conexión marina-terrestre	47
3.7.7	Infraestructuras terrestres	48
3.8.	ELECCIÓN DE LA TURBINA	48
3.9.	DISEÑO DEL PARQUE	50
3.9.1	Openwind	50
3.10.	ANÁLISIS ECONÓMICO	57
4.	CONCLUSIONES	65

Índice de las Ilustraciones

<i>Ilustración 1. Emplazamiento del Parque Eólico “La Isla” 40 MW</i>	6
<i>Ilustración 2. Potencia instalada a nivel nacional en junio de 22</i>	8
<i>Ilustración 3. Aumento del tamaño de la turbina. Altura y área barrida</i>	9
<i>Ilustración 4. Reducción del LCOE de la eólica marina flotante hasta 2030</i>	10
<i>Ilustración 4. Análisis DAFO</i>	12
<i>Ilustración 6. Potencia Instalada en las Islas Canarias</i>	14
<i>Ilustración 7. Emplazamiento del parque</i>	15
<i>Ilustración 8. Densidad del viento</i>	15
<i>Ilustración 9. Previsiones Plan Nacional Integrado de Energía y Clima hasta 2030</i>	17
<i>Ilustración 10. Restricción Medio ambiente marino. Hábitats, especies y espacios</i>	18
<i>Ilustración 11. Restricción espacios protegidos futuros</i>	19
<i>Ilustración 12. Restricción acuicultura</i>	19
<i>Ilustración 13. Restricción zona de defensa nacional</i>	20
<i>Ilustración 14. Estado ecológico de las masas de agua (PH 2015-2021)</i>	21
<i>Ilustración 15. Estado químico de las masas de agua (PH 2015-2021)</i>	21
<i>Ilustración 16. Restricción de inundación por el mar</i>	22
<i>Ilustración 17. Zona de alto potencial para el desarrollo de energía eólica marina</i>	22
<i>Ilustración 18. Mapa SSAA (Servidumbres Aéreas)</i>	23
<i>Ilustración 19. Restricciones Radio ayudas</i>	24
<i>Ilustración 20. Aeródromo El Berril -GCLB. Pista 7</i>	25
<i>Ilustración 21. Aeródromo El Berril -GCLB. Pista 25</i>	25
<i>Ilustración 22. Tráfico Marítimo</i>	26
<i>Ilustración 23. Fondeo Marino</i>	27
<i>Ilustración 24. Distribución de la velocidad del viento</i>	33
<i>Ilustración 25. Rosa de los vientos</i>	34
<i>Ilustración 26. Recurso eólico a 140 metros de altura</i>	34
<i>Ilustración 27. Altura, período y dirección del oleaje</i>	35
<i>Ilustración 28. Punto de conexión El Tablero 66kV</i>	36
<i>Ilustración 29. Esquema unifilar de conexión a red P.E. “La Isla” 40 MW</i>	36
<i>Ilustración 30. Fotografía Aérea del Puerto de Arguineguín</i>	39
<i>Ilustración 31. Partes de un aerogenerador Vestas V-164 10 MW</i>	41
<i>Ilustración 32. Sistemas de anclaje flotantes</i>	43
<i>Ilustración 33. Composición del cable submarino</i>	46
<i>Ilustración 34. Fotografía de un Aerogenerador Vestas V164 - 10 MW</i>	48
<i>Ilustración 35. Mapa de elevación del suelo</i>	52
<i>Ilustración 36. Torre meteorológica</i>	52
<i>Ilustración 37. Rosa de los vientos</i>	53
<i>Ilustración 38. Layout inicial con las turbinas</i>	54
<i>Ilustración 39. Situación de puntos de recepción</i>	54
<i>Ilustración 40. Mapas de ruido</i>	55
<i>Ilustración 41. Mapas de ruido</i>	55
<i>Ilustración 42. Layout del parque</i>	56
<i>Ilustración 43. Porcentaje presupuesto eólica marina</i>	59
<i>Ilustración 44. Datos de financiación del proyecto</i>	61

1. INTRODUCCIÓN/RESUMEN EJECUTIVO

Resumen ejecutivo

Windalia nace con el objetivo de incorporar de manera definitiva las energías renovables al mercado energético mundial, cuya misión es:

Aportar valor a la industria eólica a través de la especialización en el análisis de base de datos de todo tipo y proponer soluciones en el desarrollo de instalaciones de energía eólica marina y terrestre.

Con objeto de demostrar nuestra capacidad presentamos el siguiente proyecto de parque eólico marino, dentro del territorio español, donde no existe hoy en día ninguna instalación. Para ello, escogemos como lugar de implantación las Islas Canarias, territorio en el cual la descarbonización es un paso que se debe de tratar de manera inmediata. Este territorio genera electricidad a partir de fuentes de energía no renovables debido a sus limitaciones de conexión, pues se encuentra a kilómetros de la península ibérica y el continente africano, por lo que es muy costoso recibir apoyo energético de la península ibérica, por un lado, y poca capacidad de generación desde África, por lo que se califica como “isla energética”.

Windalia propone la idea de desarrollar el parque eólico marino referido con la idea de buscar inversores que requieran de este soporte técnico, y deseen llevar a cabo la construcción de un parque de estas características.

En este caso presentamos una solución de financiación a través de un contrato PPA con la compañía eléctrica de las Islas Canarias, que en este caso será Red Eléctrica de España, encargada del transporte de energía eléctrica a 66 kV, tensión de evacuación de la potencia de nuestro parque.

Diseño y emplazamiento

Como se ha comentado anteriormente, y después de un análisis de tallado de 4 alternativas.

- Noreste de la Península Ibérica, muy próximo a Badalona
- Noroeste de la Isla de la Gomera
- Sureste de la Isla de Santa Cruz de Tenerife
- Noroeste de la Isla de Gran Canaria

El emplazamiento del proyecto del Parque Eólico “La Isla” de 40 MW, tendrá lugar en el Término Municipal de San Bartolomé de Tirajana, provincia de Gran Canaria. Para la elección final, se ha tenido en cuenta el marco legislativo referente a las instalaciones eléctricas en Cataluña y en Canarias. Este último aparece desglosado a continuación en nuestro proyecto.

Desde Windalia, hemos tenido acceso a un considerable número de bases de datos y páginas web de interés en el estudio de la implantación: pasando por los distintos visores cartográficos creados por el gobierno de España e incluyendo datos de viento, oleaje y demás en www.copernicus.org, cuya explotación nos permite dar un valor adicional en Windalia.

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

El parque constará de una potencia total de 40 MW, formado por 4 aerogeneradores Vestas V-164 10MW, que generarán la energía eléctrica a una tensión de 33 kV. Posteriormente, esa energía se recogerá en la subestación elevadora SE “La Isla” 33/66 kV, donde alcanzará una tensión de 66 kV, para pasar por una línea de alta tensión hacia la subestación evacuadora El Tablero 66 kV, propiedad de Red Eléctrica de España. Esta última parte no forma parte de nuestro proyecto, sin embargo, Windalia se encargará de recibir el permiso de acceso y conexión a dicha subestación a través de la presentación de este proyecto a concurso, gestionándolo soportado por avales de futuros inversores.



Ilustración 1. Emplazamiento del Parque Eólico “La Isla” 40 MW

(Imagen: Google Earth)

Coste del Proyecto

Los principales costes del proyecto son los costes de inversión (CAPEX) para adquirir los equipos que necesitamos para la instalación, en concreto los aerogeneradores. También se ha considerado unos costes de Operación y Mantenimiento (OPEX) como un 10 % del CAPEX. Los costes durante la vida útil del proyecto se presentan en la siguiente tabla:

Coste del Proyecto	
Coste de inversión de equipos (CAPEX)	7.485.410 €
Costes de operación y mantenimiento (OPEX)	774.854 €

Modelo de financiación del proyecto

Este proyecto se trata de la instalación del primer parque eólico marino en España, enfocado a descarbonizar el territorio de las Islas Canarias y financiarse a través de un fondo de inversión, recuperable a través del contrato PPA que se alcance con el distribuidor de la zona, en este caso Red Eléctrica de España.

Ingresos de Windalia

En primer lugar, para poder empezar el desarrollo del proyecto nos financiamos a través de un préstamo bancario de 60.000€, suficiente para llevar a cabo la primera fase del proyecto, que no es más que la búsqueda de las licitaciones necesarias para su ejecución y la presentación a concurso de acceso y conexión a la subestación evacuadora, buscando avales de futuros inversores. Una vez

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

conseguimos estos permisos, buscaremos financiación a través de la venta del proyecto a los distintos inversores a los que haya atraído la idea y decidan invertir, pues veremos a continuación que este proyecto tiene una rentabilidad atractiva.

Rentabilidad de Windalia

Realmente, el contrato alcanzado con el PPA deberá ser mayor que 76,315 €/MWh para que el proyecto sea rentable. Hoy en día, es un precio que se puede superar, debido al aumento de la generación de energía eléctrica a través de combustibles fósiles no renovables.

Según el IDAE, el LCOE de los parques eólicos marinos irán bajando a lo largo de los años, situándose en la actualidad entre los 80 y los 100 €/MWh. Para el caso de nuestro proyecto, el LCOE se sitúa en los de 86,59 €/MWh, dentro del rango descrito en la actualidad. Cabe destacar que con el paso de los años y tal y como está evolucionando el mercado eléctrico, se alcanzarán contratos PPA con precios más elevados que en la actualidad, por consecuencia la implantación de un parque eólico marino es una idea que en los próximos años será bien remunerada, en consonancia con la bajada de LCOE como consecuencia de la aparición de nuevas tecnologías y la reducción de valor de las actuales.

En cuanto al tema de la descarbonización, hay que tener en cuenta que en la actualidad ya se están implantando soluciones a nivel mundial para combatirlo, traducándose en la entrada de posibles competidores con la tecnología offshore al mercado de la generación eléctrica. Sin embargo, lugares como Reino Unido o Dinamarca son ejemplos en los que esta tecnología está perfectamente integrada en el mercado, convirtiéndose en proyectos consolidados financieramente.

Introducción

Windalia es una empresa dedicada al desarrollo de parques eólicos marinos, enfocada en tratar la ingeniería del proyecto en cuestión y apoyar técnicamente en los trámites administrativos necesarios de dicho proyecto.

Con objeto de presentar un ejemplo de la capacidad técnica de este proyecto, presentamos nuestro primer parque eólico marino desarrollado en España, concretamente en las Islas Canarias, desarrollado en el actual marco de la descarbonización del territorio español, así como participar y ser pioneros en implantar esta nueva tecnología en España.

La energía eólica es un recurso energético renovable, en la que uno o varios aerogeneradores transforman la energía cinética del viento en energía eléctrica. Es una energía limpia, inagotable, competitiva y clave para la descarbonización de la economía y la transición energética. La energía eólica en España se ha convertido en la principal fuente de generación eléctrica.

POTENCIA INSTALADA NACIONAL

Junio 2022

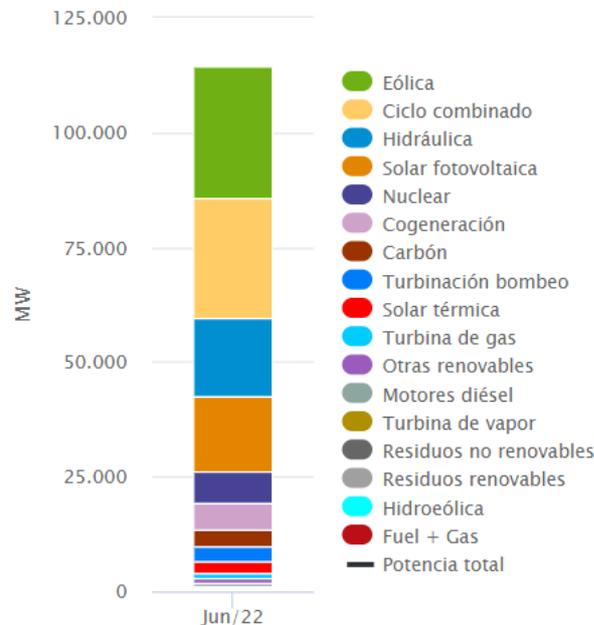


Ilustración 2. Potencia instalada a nivel nacional en junio de 22

(Fuente: Red Eléctrica de España)

Concretamente, España es el segundo país europeo y quinto país del mundo con mayor potencia eólica instalada hasta la fecha (28.889 MW). Siendo España una gran zona en el desarrollo eólico terrestre a nivel mundial, se sitúa en una posición privilegiada de cara al desarrollo de la eólica marina.

Por otro lado, la eólica marina tiene un mejor recurso eólico que la terrestre. El viento en el mar tiene un régimen laminar y una velocidad constante, lo cual permite una mayor vida útil del aerogenerador y una mayor calidad de energía producida. La velocidad media del viento es mucho más elevada que en tierra y presenta menor intermitencia.

La tecnología offshore requiere de turbinas de gran potencia unitaria, pero con menor altura de buje dadas las características de perfil vertical del viento en el mar. Así se consigue un mejor aprovechamiento económico por posición de turbina, dado que deben soportarse grandes inversiones de instalación, sobre todo comprado con la energía eólica terrestre, donde las cimentaciones son significativamente más baratas.

Por otro lado, el factor de capacidad de eólica marina, en general, es mucho más alto en comparación con otras fuentes renovables: En el 2018, se ha calculado que el factor de capacidad global promedio para la turbina eólica marina fue del 33%. De esta manera se optimizan las inversiones, el uso del material y capacidad de conexión eléctrica.

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

Además de que la potencia unitaria de los aerogeneradores es más alta, también el área de implantación es mayor que en la eólica terrestre. Por otro lado, la gran inversión que supone el sistema de evacuación obliga a que en general la potencia de los parques sea mayor.

Además, la eólica marina suele tener un perfil de generación más plano que en tierra (por no tener tantos efectos térmicos), y a diferencia con la fotovoltaica es capaz de generar energía en todas las horas del día, produce más energía en todo el invierno, y así que contribuye a la seguridad del suministro.

La tecnología que vamos a utilizar son aerogeneradores marinos sobre plataforma flotante. Actualmente, siguen desarrollándose turbinas de mayor potencia, sin embargo, no vamos a proponer en nuestro proyecto las turbinas más modernas, pues dada la complejidad del acoplamiento con el sistema que las mantiene en flotación, nuestras turbinas reducen el tiempo de diseño y validación, y por tanto nos permiten un ahorro de costes de inversión y de coste de mantenimiento. Esta nueva tecnología, respecto a la tecnología con cimentación fija, puede alcanzar una profundidad mucho más elevada y llegar a zonas con mejor capacidad de viento. En concreto, la profundidad de la zona elegida se encuentra en un rango de 50m-300m.

Fuente: GE Renewable Energy 2018; IRENA 2019c; 2016b; MHI Vestas 2018

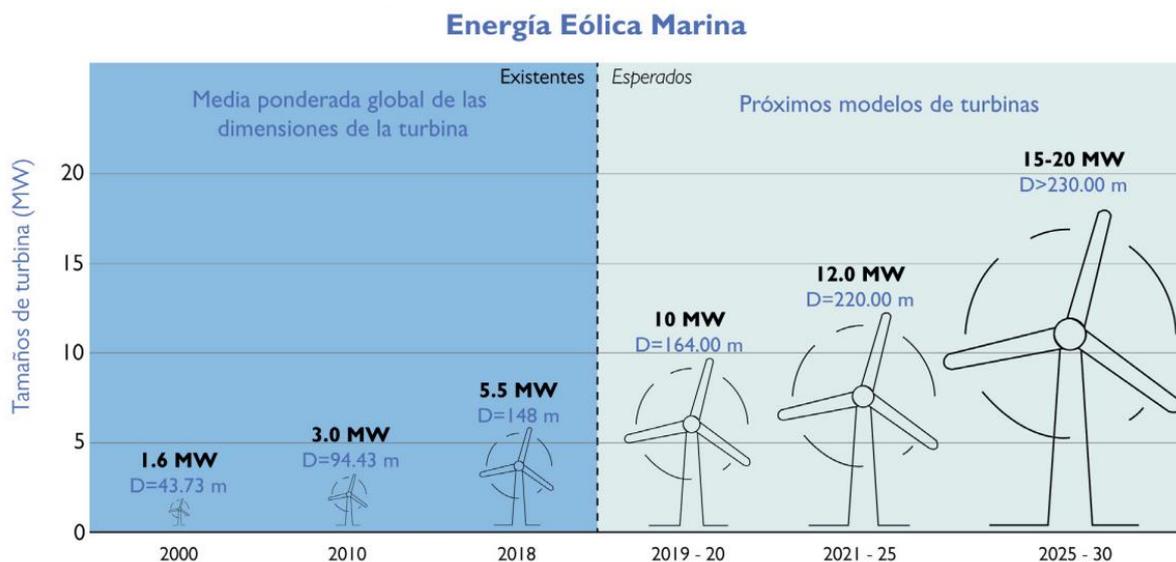


Ilustración 3. Aumento del tamaño de la turbina. Altura y área barrida

(Fuente: IRENA)

La tecnología de la eólica marina sigue desarrollándose y mejorando, por eso, en los últimos años, el LCOE (Livelized Cost of Energy) de la eólica marina se ha reducido bastante, llevándola así a un nivel competitivo muy alto.

En particular, la tecnología con plataforma flotante ha experimentado una reducción de costes mayor que la eólica marina de cimentación fija. Actualmente los costes actuales están al alrededor de 150-180 €/MWh para proyectos precomerciales de pequeña escala y se espera de llegar hasta los 80-100 €/MWh en 2025 para los primeros proyectos a escala comercial utilizando tecnologías probadas existentes.

También lo que se espera es que se puedan alcanzar los 40-60 €/MWh para 2030 a escala comercial.

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)
 Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

La gráfica abajo describe la bajada continua del LCOE, al aumentar de la capacidad acumulada.

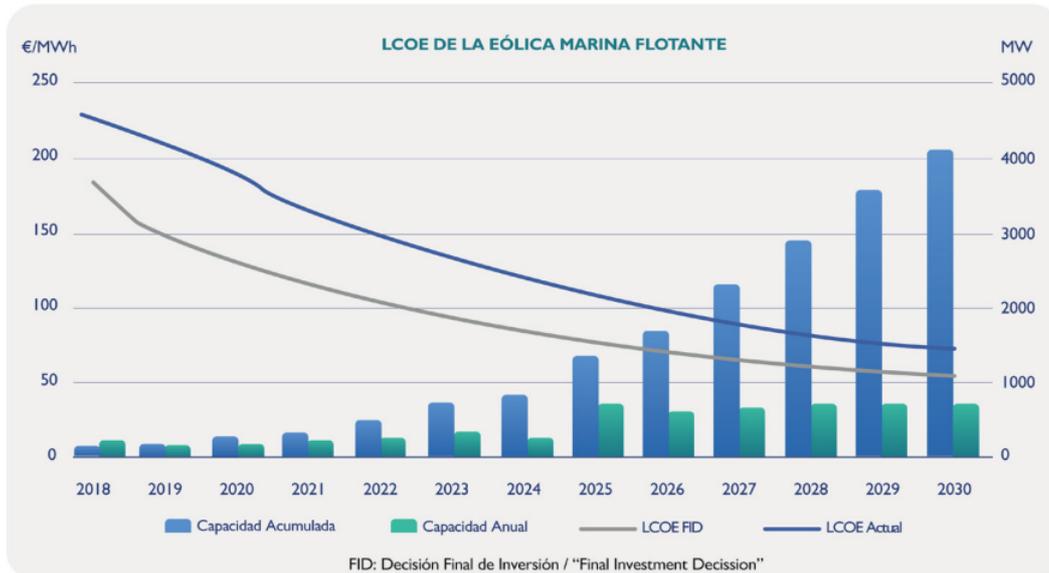


Ilustración 4. Reducción del LCOE de la eólica marina flotante hasta 2030

(Fuente: IRENA)

2. Windalia

2.1. Análisis de mercado

2.1.1 Factores clave de éxito

Es muy importante identificar nuestra misión y cuáles son los “factores clave” que se encuentran en nuestro mercado y que nos harán triunfar frente a la competencia.

Dicho esto, hemos analizado a continuación un listado de los “factores clave” de éxito.

- Idea disruptiva y pionera en España.
- Financiación a través de fondos europeos para el desarrollo de energía eólica offshore.
- Descarbonización del territorio español, como cumplimiento del PNIEC.
- Buen recurso eólico en la implantación de nuestro parque.

Estos factores nos permitirán analizar el entorno, considerándose atributos o características del servicio prestado que satisfacen las expectativas de los grupos de interés más relevantes en cada caso.

A continuación, trataremos cada uno de esos factores clave que nos llevará a tener una ventaja respecto a nuestros competidores, que en este caso son las energías de combustible fósil.

Al ser una idea pionera en España, el apoyo tanto social como gubernamental irán de la mano para tratar de sacar adelante esta novedosa idea. Dicho de otra forma, instituciones como la Unión Europea apuestan por el desarrollo de este tipo de tecnología renovables, apoyando económicamente estos proyectos. Este factor es clave de cara a la viabilidad, pues el espaldarazo financiero de la Unión Europea nos permitirá poder llevar a cabo el desarrollo del parque eólico. El Gobierno de España, sin ir más lejos, aprobó hace unos años una Hoja de Ruta de la eólica marina y las energías del mar para que España sea el referente europeo de estas tecnologías.

Además, según el PNIEC para 2030 deberemos de instalar unos 22 GW de eólica tanto marina como terrestre, por lo que sirva este proyecto para cumplir esos objetivos descritos, aprovechando el gran recurso eólico que se encuentra en nuestra localización. Hemos optado por implantar esta nueva tecnología en Canarias, pues su dependencia de combustibles fósiles es mayor que en la península ibérica. Con este proyecto y como se ha comentado anteriormente ayudaremos al territorio canaria a avanzar aún más en su plena descarbonización, debido principalmente a la mala conexión entre las islas Canarias y la Península Ibérica.

2.1.2 DAFO

El DAFO es una herramienta que se utiliza para identificar las posibles estrategias comerciales que podría adoptar una empresa para crecer, analizando la situación de esta interna y externamente. Las características internas serían D y F (debilidades y fortalezas), así como las características externas A y O (amenazas, oportunidades). En el gráfico se exponen los aspectos más importantes analizados.

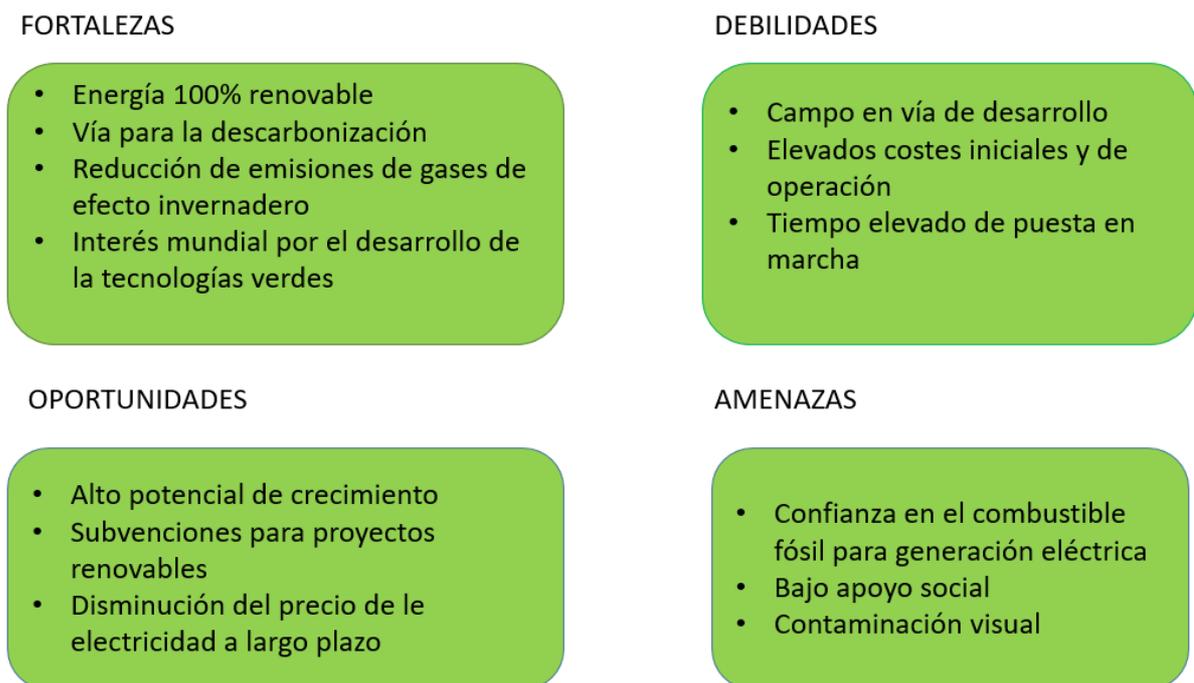


Ilustración 5. Análisis DAFO

Comentando un poco más allá el análisis DAFO, la principal debilidad que podemos observar son los altos costes del proyecto, tanto de CAPEX como de OPEX, pues se trata de una tecnología bastante costosa al implantarse dentro del terreno marino. Sin embargo, y apuntando una gran oportunidad, conviene disminuir el precio de la electricidad en Canarias, limitado por las tecnologías fósiles. Además, no olvidemos las subvenciones que reparte la Unión Europea para proyectos dedicados a las energías renovables, clave para el fomento y desarrollo de este proyecto. En cuanto a las amenazas, es cierto que existe un bajo apoyo social dentro de la isla por la implantación del parque eólico marino, derivado de la confianza en las actuales tecnologías fósiles para generar energía eléctrica y además el impacto visual negativo que podría llegar a tener, enfocando el tema en la economía canaria proveniente del turismo.

Aun así, son más las oportunidades y fortalezas que nos hacen ser optimistas de cara al desarrollo final de este proyecto, como por ejemplo el gran interés mundial general por la evolución de tecnologías de origen renovable, cruciales para parar el avance del impacto negativo del cambio climático.

2.1.3 Las 5 Fuerzas de Porter

Las 5 fuerzas de Porter es una herramienta que se utiliza para analizar el entorno competitivo. El modelo ha sido ideado por Michael Eugene Porter en el año 1979. Con este modelo se trata de analizar y desarrollar la estrategia del negocio de nuestra empresa.

Las 5 fuerzas de Porter son:

- 1 Rivalidad entre los competidores existentes
- 2 Poder de negociación del cliente
- 3 Poder de negociación con proveedores
- 4 Amenazas de nuevos competidores
- 5 Productos o servicios sustitutivos

A continuación, se explica cuáles serían para el modelo de negocio que sigue Windalia.

- **Rivalidad.** Alta. Existe una gran competencia con las tecnologías de combustible fósil que llevan liderando la generación de energía eléctrica en Canarias, además de la energía solar fotovoltaica que también está creciendo en estos últimos años.
- **Poder de negociación en clientes.** Bajo. Actualmente por coste no competitivo de la energía eólica marina, pero a largo plazo se considera medio-bajo por la evolución de esta gran tecnología en el territorio español. Recordemos que este proyecto es pionero en España, por lo que a medida que vaya creciendo esta tecnología, mayor será el poder de negociación en clientes.
- **Poder de negociación con proveedores.** Medio. Existen diferentes empresas con las que se trabajará para el tema de suministro de materiales y estructuras necesarias para la implantación del parque eólico. Será difícil negociar con empresas en las cuales los productos ya puedan ser los aerogeneradores o las plataformas de sujeción sean costosos.
- **Barreras de entradas.** Alto. Hay una alta inversión detrás de este proyecto, por lo que los costes hoy en día no son competitivos.
- **Productos sustitutivos.** Alto. Actualmente la implantación de energías renovables está en auge como lucha frente a la descarbonización del sistema eléctrico canario. Existe una buena oportunidad de entrar al mercado eléctrico a través de esta tecnología.

3. PROYECTO DE DEMOSTRACIÓN

3.1. Objetivo y Alcance Parque Eólico “La Isla” 40 MW

El proyecto contempla la producción de energía eléctrica a partir de un parque eólico marino en la isla de Gran Canaria, con el objetivo de conseguir una descarbonización de las Islas Canarias y además, financiarnos a través de la venta del proyecto a una empresa o fondo de inversión encargado de la obra y puesta en marcha de nuestro parque eólico, denominado Parque Eólico “La Isla” 40 MW.

Por su conformación geográfica, Gran Canaria no tiene el mismo porcentaje de uso de tecnologías renovables de la península, por eso nuestro objetivo es enfocarnos en utilizar los recursos energéticos renovables disponibles para realizar una descarbonización progresiva en el territorio canario y así poder llegar en un futuro a asentar esta innovadora tecnología en la península Ibérica.

De hecho, como se ve en la siguiente gráfica, sobre una potencia total instalada de 3.175 MW, solo 560 MW son de eólica, 200 MW de Solar Fotovoltaica y 2 MW de hidráulica, que corresponde al 23,5% de potencia de origen renovable instalada. El porcentaje restante es de origen fósil, con una potencia instalada de 865 MW en Ciclo Combinado y 1.419 MW entre fuel y gas.

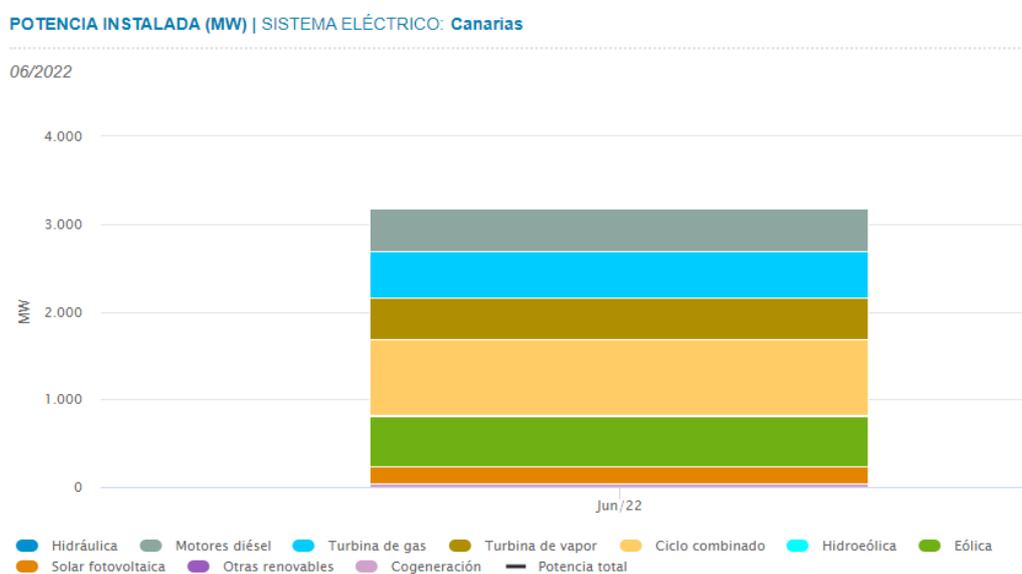


Ilustración 6. Potencia Instalada en las Islas Canarias

(Fuente: Red Eléctrica de España)

3.2. Situación y emplazamiento

El proyecto prevé 4 turbinas, de 10 MW cada una, instaladas cerca de la playa de San Agustín, en el término municipal de San Bartolomé de Tirajana, provincia de Gran Canaria. Esta zona constituye una de las áreas con mayor potencial energético asociado al viento de toda la isla de Gran Canaria.

Este sitio es bastante asequible para realizar la implantación, principalmente por su cercanía al punto de evacuación, pues precisamente se encuentra a unos 12,5 km aproximadamente de distancia desde la subestación El Tablero 66 kV, reduciendo así los costes de conexión eléctrica.



Ilustración 7. Emplazamiento del parque

(Imagen: Google Earth)

Uno de los factores más importante para la viabilidad del parque es el recurso eólico. En esta área la velocidad media del viento está próxima a 10 m/s, aprovechando así la máxima potencia del aerogenerador. La variación de la velocidad a lo largo del año se mantiene baja y la densidad de potencia es elevada.

Se ha utilizado la herramienta Global Wind Atlas para obtener los datos de nuestro interés, pues Windalia es especialista en trabajar con base de datos públicas para la obtención de datos de nuestro interés, como por ejemplo los datos de viento.

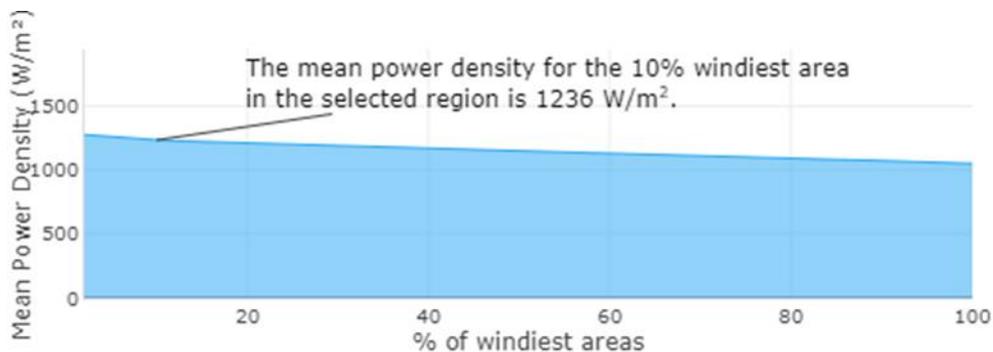


Ilustración 8. Densidad del viento

(Fuente: Global Wind Atlas)

3.3. Justificación de la actuación

Nuestro proyecto contribuye de manera muy significativa a la consecución de objetivos del Marco de Políticas de Energía y Cambio Climático 2021-2030 (“Marco 2030”), en relación con la reducción de emisiones y transición energética para el horizonte 2030, y del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), en el que las energías renovables son la base del desarrollo de la transición energética, con un objetivo para 2030 de potencia instalada eólica de 50 GW.

España ha adquirido el compromiso de limitar o de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en el ámbito de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático.

En línea con la política europea de reducción progresiva de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y con los objetivos establecidos en el Acuerdo de París, España tiene el objetivo de alcanzar la neutralidad de emisiones de GEI entre 2050 y 2100, contribuyendo así en la contención del incremento de la temperatura de la Tierra.

El Marco de Políticas de Energía y Cambio Climático 2021-2030 (“Marco 2030”), aprobado por el Consejo Europeo en octubre de 2014, establece los siguientes objetivos de reducción de emisiones y transición energética para el horizonte 2030:

- Los objetivos para la UE en 2030 es reducir, al menos, un 40% las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con 1990, aumentar un 27% el uso de energías renovables en el consumo de energía y mejorar un 27% la eficiencia energética.
- La consecución urgente, a más tardar en 2020, del actual objetivo de interconexiones de electricidad del 10%, en particular para los Estados Bálticos y la península ibérica, y del objetivo de alcanzar el 15% de aquí a 2030.

Además, cabe destacar la comunicación realizada por la Comisión Europea en el año 2011, consistente en una hoja de ruta hacia una economía baja en carbono y competitiva en 2050. En ésta se establecen los elementos clave que deberían estructurar la acción climática para que la Unión Europea pueda convertirse en una economía descarbonizada de aquí a 2050. Si bien no establece objetivos vinculantes, indica cómo la Unión Europea debe reducir sus emisiones un 80% por debajo de los niveles de 1990 a través de reducciones domésticas, estableciendo hitos intermedios (reducciones del orden del 40% en 2030 y 60% en 2040), para la consecución de dicha economía baja en carbono.

Para ello, es imprescindible un cambio del modelo energético de España, mediante el desarrollo de parques de generación eléctrica basados exclusivamente en energías renovables. Este nuevo modelo tiene como objetivo alcanzar hasta el 90-100% de origen renovable en 2050, para lo que se estima necesario instalar entre 145-201 GW de generación eléctrica renovable (eólica y solar fotovoltaica), así como la capacidad de respaldo suficiente para garantizar la seguridad de suministro.

Como parte de este nuevo modelo energético, tanto el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, como el anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética contemplan el desarrollo de la energía eólica marina.

Concretamente, en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 se establecen como objetivos para el horizonte 2030:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de energías renovables sobre el consumo total de energía final.

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

- 39,5% de mejora de la eficiencia energética
- 74% de energías renovables en la generación eléctrica.

Las energías renovables son por tanto la piedra angular de esta transición energética. El borrador actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) prevé para el año 2030 una potencia total instalada en el sector eléctrico de 161 GW de renovables, de los que 50 GW serán energía eólica.

Sin embargo, la disponibilidad de terrenos para la instalación de plantas de generación renovable en las áreas más densamente pobladas, que constituyen los principales centros de demanda energética, como es el caso de la mayor parte del territorio en Canarias, es muy escasa. La implantación de renovables en tierra está actualmente muy limitada por la presencia de zonas urbanas, infraestructuras de transporte y espacios naturales protegidos, lo que implica que el desarrollo de las energías renovables marinas sea una vía óptima, y en algunos casos la única, para conseguir los objetivos de transición energética hacia fuentes renovables perseguidos tanto a nivel estatal como autonómico. Además, Canarias se caracteriza por ser la zona española en la que existe más porcentaje de generación de energía eléctrica a partir de fuentes no renovables, siendo este porcentaje de un 47% para el caso del fuel + gas y un 27,25% para el ciclo combinado, por lo que el desarrollo de este proyecto es clave de cara a la descarbonización del territorio.

La hoja de ruta para el desarrollo de la eólica marina y las energías del mar en España responde principalmente al avance tecnológico que ha experimentado en los últimos años la energía eólica marina flotante, que supone un importante vector de desarrollo para España, con una base sólida de empresas nacionales en la cadena de valor de eólica marina y, por extensión, de las restantes energías marinas.

Este progreso tecnológico facilita el acceso a emplazamientos más alejados de la costa que antes eran inviables, tanto técnica como económicamente, con niveles de capacidad muy elevados y con un menor impacto ambiental y paisajístico.

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

Ilustración 9. Previsiones Plan Nacional Integrado de Energía y Clima hasta 2030

(Fuente: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima)

3.4. Restricciones y normativas

3.4.1 Restricciones medio ambientales

Medio ambiente marino. Hábitats, especies y espacios. En las Islas Canarias existen multitud de especies y espacios protegidos en las costas para proteger dichas especies y sus respectivos hábitats. Para el caso de nuestra implantación, según el Visor de Información Geográfica del Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, existe en la costa una zona en la que se encuentran bancos de arena cubiertos por agua marina, con poca profundidad. Como se puede observar en la imagen a continuación, este hábitat para diferentes especies marinas se encuentra rodeando prácticamente toda costa de la zona de Gran Canaria, aunque nuestro parque eólico se encuentra un poco más alejado de esta zona, por lo que sin problema cumplimos dicha restricción. No obstante, se enviará al Ayuntamiento de San Agustín la correspondiente separata administrativa necesaria para llevar a cabo la implantación de nuestro parque eólico. Además, estas separatas serán necesarias en muchas restricciones que veremos a continuación, puesto que la línea de Alta Tensión que conecta la subestación elevadora al punto de conexión propuesto deberá pasar por algún espacio tratado a continuación.



Ilustración 10. Restricción Medio ambiente marino. Hábitats, especies y espacios

(Fuente: Visor Cartográfico Gobierno de España)

Espacios protegidos futuros. Siguiendo con el tema de medio ambiente y fauna, nos encontramos con que existe una zona muy próxima a nuestro parque que está en tramitación por petición de La Red de Áreas Marinas Protegidas de España para convertirse en un espacio natural protegido, que a su vez coincide con ser un espacio de importancia comunitaria. Este espacio hará que nuestro parque se encuentre un poco más alejado de la costa, afectando en el desarrollo de este en la implantación inicial. Por este motivo, para agilizar y tratar de desarrollar el parque en nuestro emplazamiento inicial, se enviará al organismo de La Red de Áreas Marinas Protegidas de España la correspondiente separata administrativa necesaria para llevar a cabo la implantación de nuestro parque eólico en la implantación descrita anteriormente o muy próxima a ella, e informar al organismo mencionado. En cuanto a la protección de la costa, esta restricción no afecta a nuestra implantación, pues en el visor se recogen

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

unas pequeñas infraestructuras de protección costera que están situadas en la playa de San Agustín, muy lejos de nuestro emplazamiento.

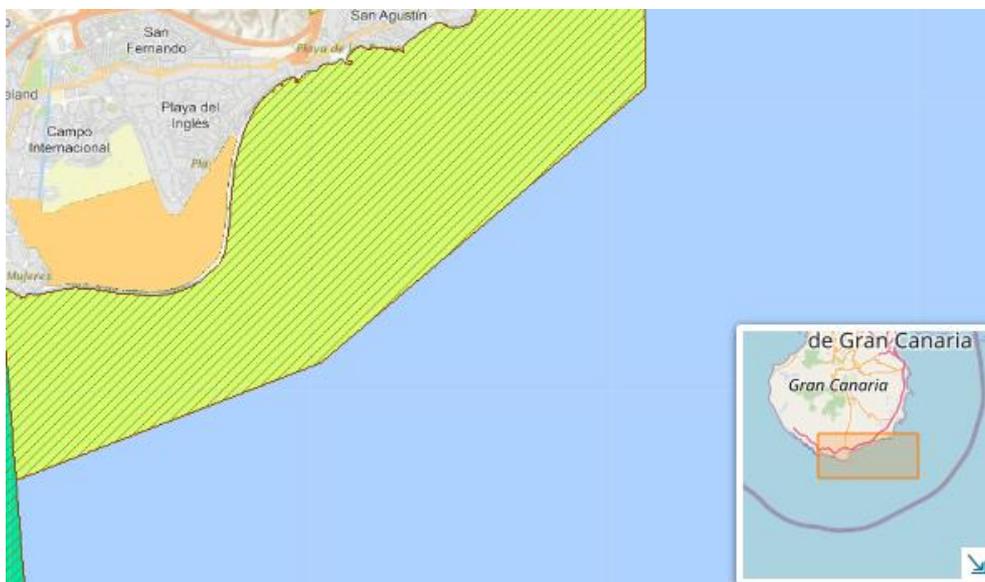


Ilustración 11. Restricción espacios protegidos futuros

(Fuente: Visor Cartográfico Gobierno de España)

Acuicultura. La acuicultura o acuicultura es el conjunto de actividades, técnicas y conocimientos de crianza de especies acuáticas vegetales y animales. Para la isla de Gran Canaria existen diferentes recintos que están exclusivamente reservados para tratar este tema. Además, a eso hay que añadirle zonas declaradas en interés en 2020, reservadas para temas de la misma índole. En la siguiente imagen se puede observar estos espacios reservados, los cuales apenas afectan al desarrollo de nuestro parque eólico en el emplazamiento inicial descrito.

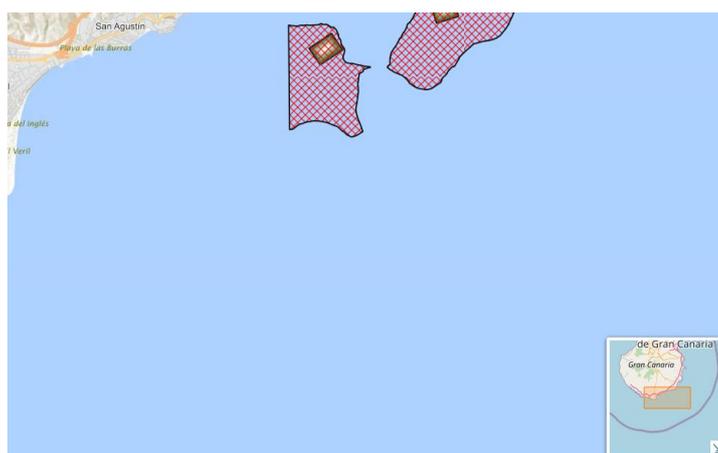


Ilustración 12. Restricción acuicultura.

(Fuente: Visor Cartográfico Gobierno de España)

Zona de defensa nacional. Vigilancia, control y seguridad marítima. Esta restricción hace referencia a los espacios usados por el ejército nacional para realizar distintas actividades, o, en su caso, como parte de la defensa del territorio español. En el caso que nos ocupa, el Ejército Nacional de Aire, como se observa en la siguiente imagen, se encuentra muy próximo al emplazamiento de nuestro parque

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

eólico. Con motivo de dicha proximidad, se enviará al organismo del Ejército Nacional de Aire la correspondiente separata administrativa necesaria para llevar a cabo la implantación de nuestro parque eólico. Además, como se ha comentado anteriormente, esta separata será necesaria en este caso también para el paso de la línea de Alta Tensión que conecta la subestación elevadora al punto de conexión propuesto. Para el tema de la vigilancia, control y seguridad marítima ocurre lo mismo, pues esta afección se encuentra en toda la costa canaria. Para tratar esta restricción, se enviará una separata administrativa a los términos municipales por los cuales pasará nuestra Línea de Alta Tensión.

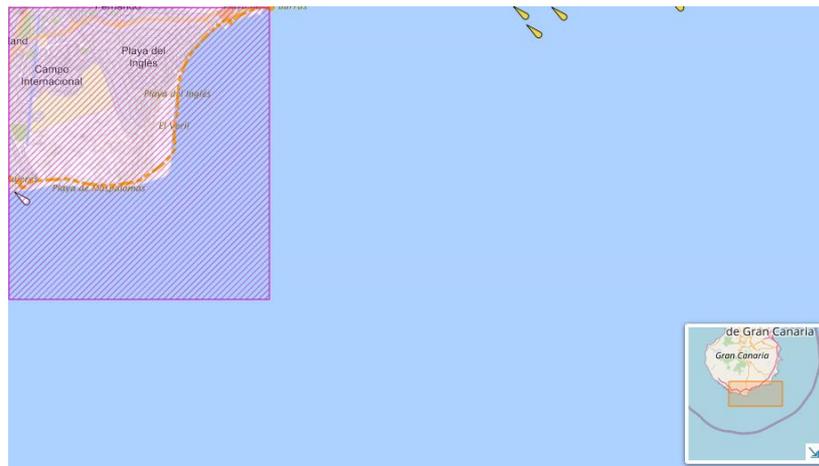


Ilustración 13. Restricción zona de defensa nacional.

(Fuente: Visor Cartográfico Gobierno de España)

Estado ecológico y químico de las masas de aguas. Es un aspecto a tener en cuenta el estado del agua en el cual vamos a implementar nuestro proyecto, al igual que habría que revisar el terreno donde se instalaría un parque eólico terrestre. Desde el visor cartográfico, tenemos una evaluación química y ecológica del agua en la que se emplaza nuestro parque eólico y por donde recordemos que pasará parte de la línea eléctrica hacia el punto de conexión. En la siguiente imagen se encuentra la evaluación del estado ecológico de la demarcación hidrográfica que se estudia en las Islas Canarias. Su color verde nos indica que la evaluación es favorable, y que se trata de un agua de gran calidad.

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

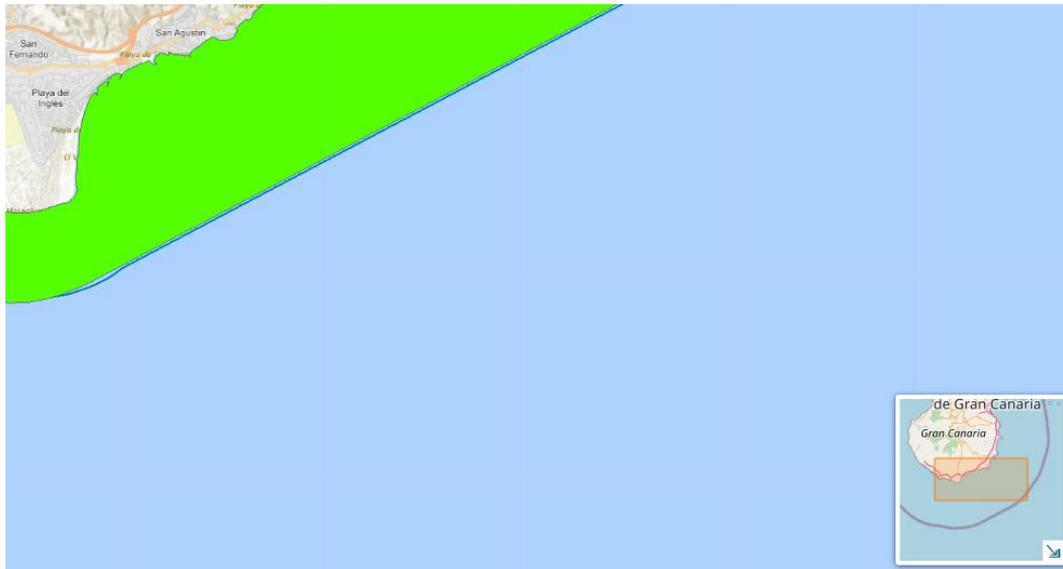


Ilustración 14. Estado ecológico de las masas de agua (PH 2015-2021).

(Fuente: Visor Cartográfico Gobierno de España)

En la siguiente imagen se encuentra la evaluación del estado químico de la demarcación hidrográfica que se estudia en las Islas Canarias. Su color azul nos indica que la evaluación es favorable, y que se trata de un agua de gran calidad como ocurría anteriormente con el estado ecológico.



Ilustración 15. Estado químico de las masas de agua (PH 2015-2021).

(Fuente: Visor Cartográfico Gobierno de España)

Riesgo de inundación por el mar. Por último, pasaremos a analizar los riesgos de inundación en las diferentes playas más cercanas a la instalación en cuestión. Esta evaluación nos servirá para decidir el recorrido de los cables que conectan la subestación elevadora de nuestra instalación con el punto de conexión.

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)
Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW



Ilustración 16. Restricción de inundación por el mar.

(Fuente: Visor Cartográfico Gobierno de España)

Zona de alto potencial para el desarrollo de la energía eólica marina. Observamos que nuestra implantación coincide con una zona de alto potencial para el desarrollo de energía eólica marina en Canarias, lo cual facilita el desarrollo del parque eólico. El Gobierno de Canarias declaró esta zona como potencial de eólica marina debido al gran recurso eólico de la misma, alcanzando una velocidad media de más de 10 m/s. Esta característica se puede observar en las siguientes imágenes.

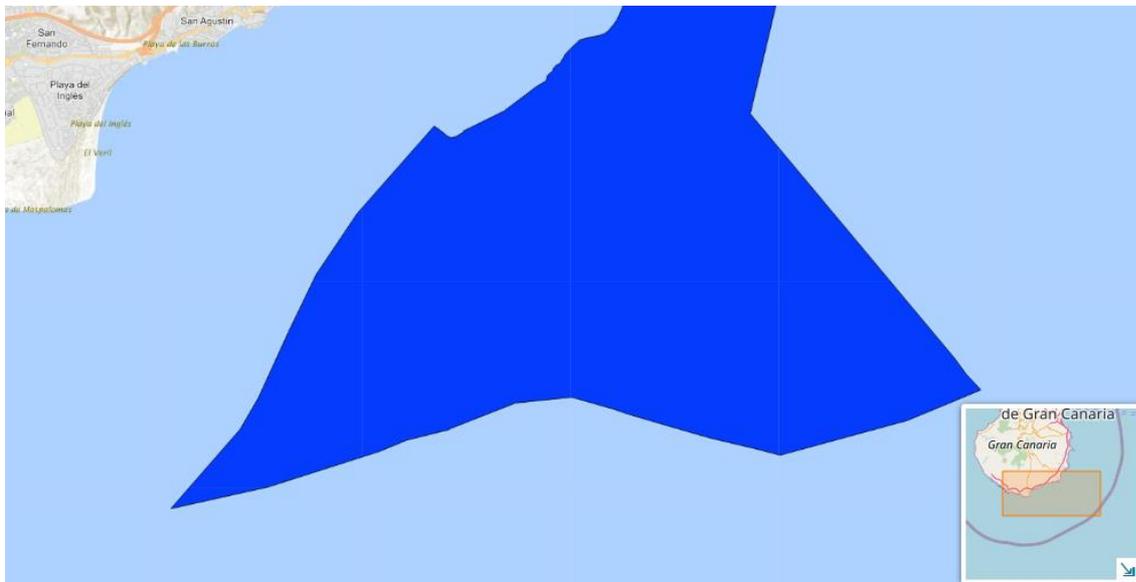


Ilustración 17. Zona de alto potencial para el desarrollo de energía eólica marina.

(Fuente: Visor Cartográfico Gobierno de España)

3.4.2 Restricciones tráfico aéreo

Nuestra zona de instalación se sitúa a más de 22 km de distancia del Aeropuerto de Gran Canaria y alrededor de 3 km del Aeródromo “El Berril”.

Aquí abajo, en el mapa de SSAA (Servidumbres Aeronáuticas), se incluye en rojo, las servidumbres de aeródromo y radioeléctrica. En azul se representan las servidumbres de operación.

Las dos son zonas donde se requiere un acuerdo previo favorable de AESA (Agencia Estatal de Seguridad Aérea), de acuerdo con lo establecido Decreto 584/1972 (con última actualización del 2013), de Servidumbres Aeronáuticas, antes de la ejecución de construcciones, instalaciones o plantaciones.

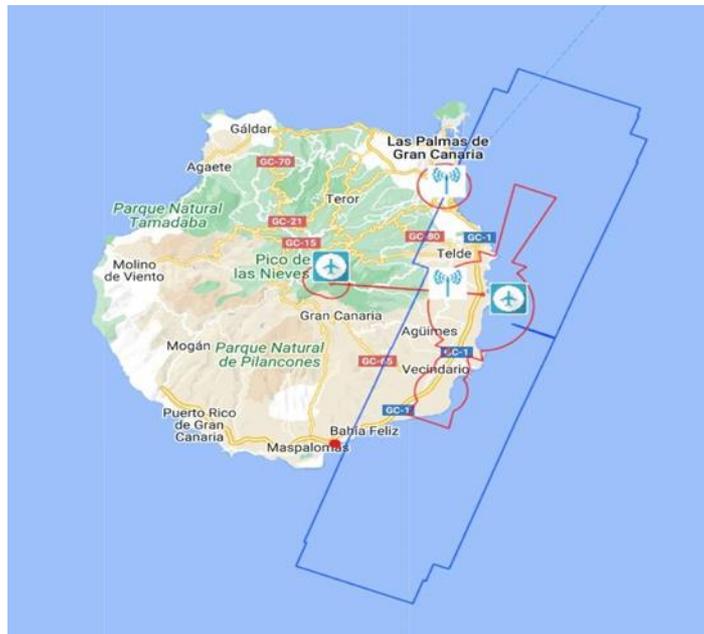


Ilustración 18. Mapa SSAA (Servidumbres Aéreas)

(Fuente: Visor Cartográfico Gobierno de España)

La instalación se situaría a 4 km desde la playa de San Agustín (punto rojo), así que estaría delimitada en la zona azul anteriormente comentada.

Desde la página del Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda urbana, en la sección de Reales decretos SSAA aeropuertos y radio ayudas hemos accedido al mapa que nos da información útil sobre la altura límite para una instalación.

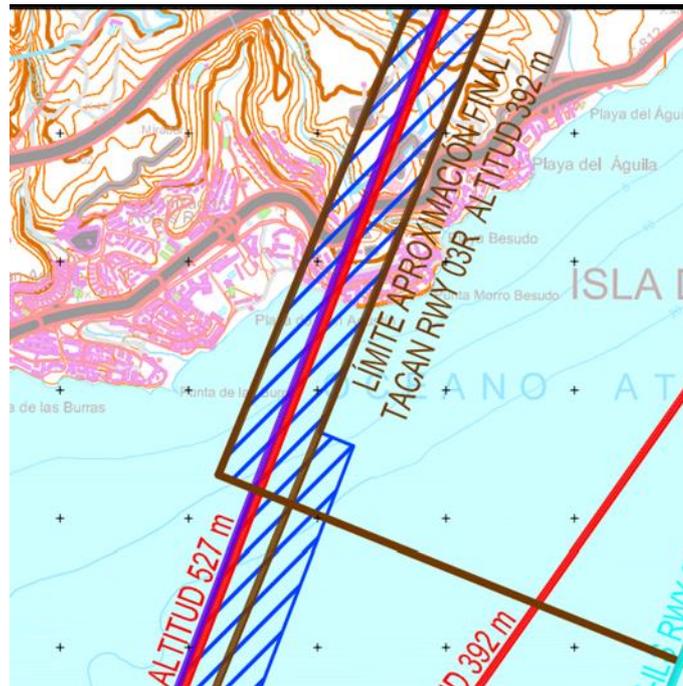


Ilustración 19. Restricciones Radio ayudas

(Fuente: Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda)

La instalación estaría delimitada por la zona marrón, la cual nos indica la altura del TACAN. Este es un sistema de navegación utilizado por aeronaves militares, que mide tanto la distancia como la dirección de la aeronave, enviando señales radiales. Por esta razón, la altura de buje del aerogenerador más la de la pala no debe exceder la altura del TACAN.

Además, como se ha comentado, la instalación se encuentra cerca del Aeródromo de El Berril (GCLB). Desde aquí operan servicios aéreos de extinción de incendios del Gobierno de Canarias, ultraligeros, helicópteros, autogiros y aeronaves de ala fija, clubes de paracaidismo y la escuela de aviación Canaria Líneas Aéreas.

Como se ve en las siguientes imágenes, que representan las pistas de tráfico, la zona de la instalación estaría lejos de las pistas, sin afectar las actividades del aeródromo.

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)
 Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW



Ilustración 20. Aeródromo El Berril -GCLB. Pista 7
 (Fuente: Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda)



Ilustración 21. Aeródromo El Berril -GCLB. Pista 25
 (Fuente: Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda)

Para el diseño del parque eólico se deberá tener en cuenta las siguientes normativas:

- Real Decreto 417/2011 de 18 de marzo, por el que se actualizan las servidumbres aeronáuticas del aeropuerto de Gran Canaria -Base Aérea de Gando.
- Decreto 584/1972, de 24 de febrero, de servidumbres aeronáuticas.

3.4.3 Restricciones tráfico marítimo

El transporte marítimo es así presente que necesariamente afecta los trabajos en el océano. Para la instalación del parque, debemos tener en cuenta el tráfico marítimo que hay en la zona. El puerto más importante de la isla es el Puerto de la Luz, que se sitúa en el norte de la Isla y se encuentra a más de 40 km de distancia de la Playa de San Agustín, por lo que el tráfico marítimo se concentra en la zona norte de la isla y no afecta a la zona elegida para la instalación del parque.

Desde Marine Traffic, hemos sacado los datos y el mapa que nos da información sobre el tráfico marítimo. Como se ve en el mapa y en la leyenda, delante de la playa de San Agustín (punto rojo en el mapa) no hay una alta densidad de tráfico marítimo. La instalación entraría entre la zona de color azul y morado, correspondiente a las zonas con menor rutas por 0.08 km² por año.

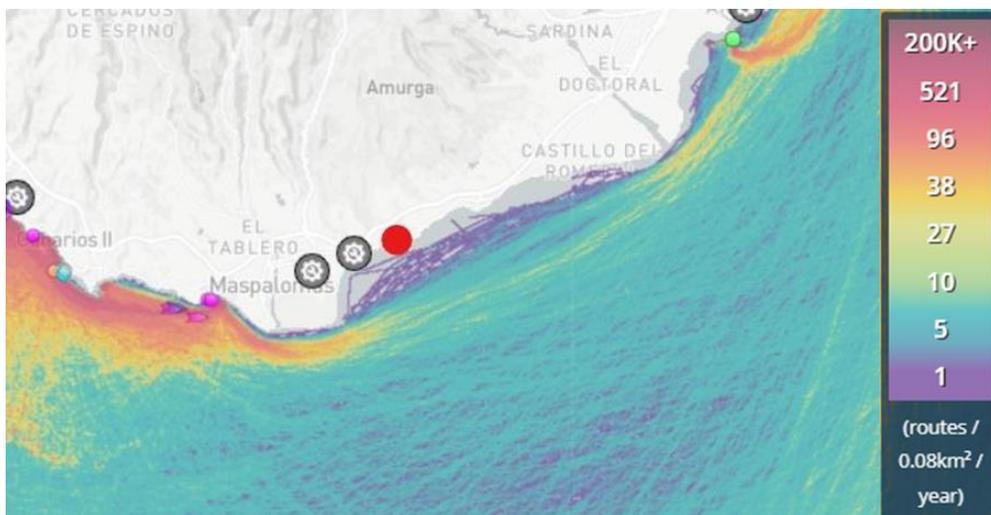


Ilustración 22. Tráfico Marítimo

(Fuente: Marine Traffic)

3.4.4 Morfología de fondo

A partir de la información cartográfica de litología de los fondos marinos en esta región, publicada por el equipo Global Multi-Resolution Topography (GMRT) el cual, revisa, procesa, y fusiona en una única recopilación de datos de elevación global y continuamente actualizada, se observa que los fondos marinos en esta zona tienen una profundidad de menor de 100 metros hasta los 2 km de distancia de la costa sin afloramientos rocosos.

Esta cartografía, siendo de gran escala y general, no da información detallada para identificar afloramiento puntual de roca. Por eso, puede pasar que durante en fases posteriores del proyecto podrían aflorar en la zona de interés. En rojo se indica la playa de San Agustín, como referencia para la localización del parque.

Además, otro factor importante es la composición de los fondos marinos. Según el mapa interactivo del fondo oceánico, creado por la Escuela de Geociencia de la Universidad de Sídney, en los fondos marinos de esta zona predominan principalmente sedimentos de carbonato.

Frente a estas condiciones de fondo marino, se ha seleccionado un ancla de tipo arrastre. En el apartado "Sistemas de sujeción al lecho marino" se detallará en profundidad la selección realizada.

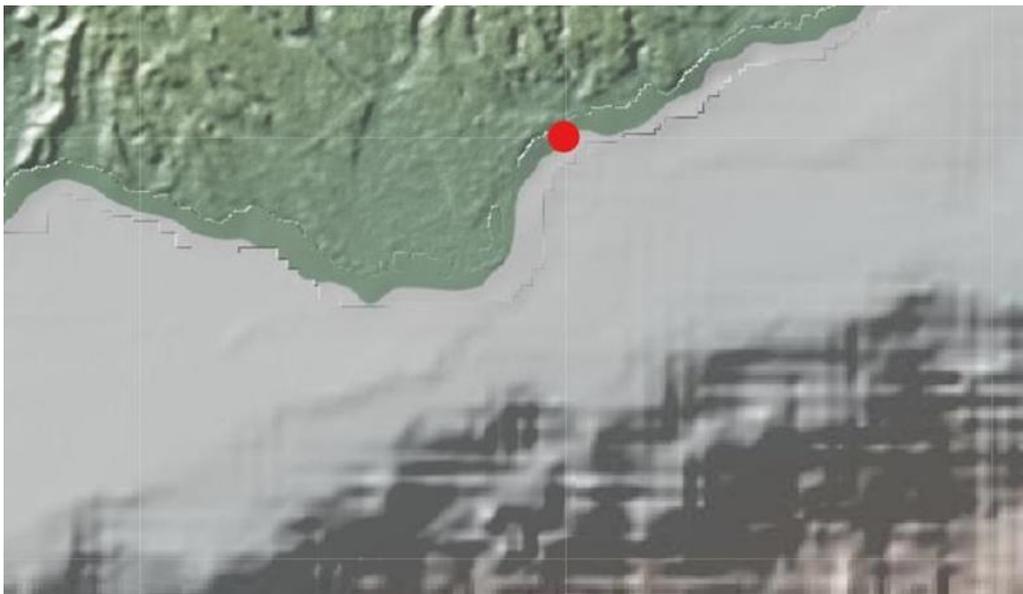


Ilustración 23. Fondeo Marino

(Fuente: Global Multi-Resolution Topography)

3.4.5 Normativa legal y especificaciones aplicables

En el diseño del parque eólico se tendrán en cuenta las disposiciones recogidas en la normativa en vigor:

3.4.5.1 Normativa general de construcción

- Ley 38/1999 de 05 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.
- Decreto Legislativo 1/2000, de 8 de mayo, por el que se aprueba el Texto Refundido de las Leyes de Ordenación del Territorio de Canarias y de Espacios Naturales de Canarias.
- Corrección, errores de la Ley 7/2002, de 17 de diciembre, de Ordenación Urbanística de Andalucía (BOJA no 154, de 31 de diciembre de 2002).
- Ley 4/2017, de 13 de julio, del Suelo y de los Espacios Naturales Protegidos de Canarias.
- Real Decreto 997/2002 de 27 de septiembre, por el que se aprueba la norma de construcción sismorresistente: parte general y edificación (NCSR-02).
- Ley 6/2001, de 23 de julio, de medidas urgentes en materia de ordenación del territorio y del turismo de Canarias.
- Real Decreto 470/2021, de 29 de junio, por el que se aprueba el Código Estructural.
- Real Decreto 256/2016, de 10 de junio, por el que se aprueba la Instrucción para la recepción de cementos (RC-16).
- Decreto 9/2011, de 18 de enero, por el que se modifican diversas Normas Regulatorias de Procedimientos Administrativos de Industria y Energía.

3.4.5.2 Instalaciones de protección contra incendios

- Real Decreto 513/2017, de 22 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de protección contra incendios.
- Real Decreto 2267/2004 de 03 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.
- Corrección, de errores y erratas del Real Decreto 2267/2004 de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.

3.4.5.3 Instalaciones eléctricas de baja y media tensión

- Ley 31/1995 de 8 de noviembre, de prevención de riesgos laborales.
- Ley 54/2003 de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto Legislativo 2/2015, de 23 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Estatuto de los Trabajadores.

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

- Ley 32/2006 de de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el sector de la construcción.
- Real Decreto 1109/2007, de 24 de agosto, por el que se desarrolla la Ley 32/2006, de 18 de octubre, reguladora de la subcontratación en el Sector de la Construcción.
- Real Decreto 1627/97 del 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras en construcción.
- Real Decreto 485/1997 de 14 de abril, sobre señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997 de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1997 de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 488/1997 de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas al trabajo que incluye pantallas de visualización.
- Real Decreto 1849/2000, de 10 de noviembre, por el que se derogan diferentes disposiciones en materia de normalización y homologación de productos industriales.
- Real Decreto 1215/1997 de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 614/2001 de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- Real Decreto 171/2004 de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de prevención de riesgos laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales.
- Real Decreto 1311/2005 de 4 de noviembre, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores frente a los riesgos derivados o que puedan derivarse de la exposición a vibraciones mecánicas.
- Real Decreto 39/1997 de 17 de enero, por el que se aprueba el reglamento de los servicios de prevención.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23.
- Real Decreto 203/2016, de 20 de mayo, por el que se establecen los requisitos esenciales de seguridad para la comercialización de ascensores y componentes de seguridad para ascensores.
- Real Decreto 664/1997 de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes biológicos durante el trabajo.

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

- Real Decreto 665/1997 de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo.
- Real Decreto 773/1997 de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de los equipos de protección individual.
- Real Decreto 783/2001 de 6 de julio, por el que se aprueba el reglamento sobre protección sanitaria contra radiaciones ionizantes.
- Real Decreto 1066/2001 de 28 de septiembre, por el que se aprueba el reglamento que establece condiciones de protección del dominio público radioeléctrico, restricciones a las emisiones radioeléctricas y medidas de protección sanitaria frente a emisiones radioeléctricas.
- Real Decreto 837/2003 de 27 de junio, por el que se aprueba el nuevo texto modificado y refundido de la instrucción técnica complementaria MIE-AEM-4 del reglamento de aparatos de elevación y manutención referente a grúas móviles autopropulsadas.
- Real Decreto 286/2006 de 10 de marzo, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido.
- Real Decreto 604/2006 de 19 de mayo, por el que se modifican el R.D. 39/1997 de 17 de enero, por el que se aprueba el reglamento de los servicios de prevención, y el R.D. 1627/1997 de 24 de octubre por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de edificación.
- Orden de 6 de julio de 1984, por la que se aprueban las instrucciones complementarias del reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.
- Orden Ministerial de 9 de marzo de 1971, por la que se aprueba la ordenanza general de seguridad e higiene en el trabajo: capítulo VI, artículos del 51 al 70.
- Orden Ministerial de 20 de mayo de 1952, que aprueba el reglamento de seguridad e higiene en el trabajo de la construcción y obras públicas. (modificada por la orden de 10 de diciembre de 1953).
- Orden Ministerial de 10 diciembre de 1953 (cables, cadenas, etc., en aparatos de elevación, que modifica y completa la orden ministerial de 20 mayo de 1952, que aprueba el reglamento de seguridad e higiene en la construcción y obras públicas).
- Orden de 23 de septiembre de 1966, sobre trabajo en cubiertas, que modifica y complementa la orden de 20 de mayo de 1952, que aprueba el reglamento de seguridad e higiene en la construcción y obras públicas.

3.4.5.4 Normativa medioambiental de aplicación a proyectos

- Real Decreto 849/1986, de 11/04/1986, por el que se aprueba el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, que desarrolla los títulos Preliminar, I, IV, V, VI y VII del texto refundido de la Ley 29/1985, de 02/08/1985, de Aguas. (BOE no 103, de 30.04.86).

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

- Real Decreto 1315/1992, de 03/10/1992, por el que se modifica parcialmente el Reglamento del Dominio Público Hidráulico, que desarrolla los Títulos Preliminar I, IV, V, VI y VII de la Ley 29/1985, de 02/08/1985, de Aguas, aprobado por el Real Decreto 849/1986, de 11/04/1986. (BOE no 288, de 01/12/1992).
- Real Decreto 212/2002, de 22 de febrero, por el que se regulan las emisiones sonoras en el entorno debidas a determinadas máquinas de uso al aire libre.
- Decreto 178/2006, de 5 de diciembre, por el que se establecen las condiciones básicas de acceso, promoción y movilidad de los miembros de los Cuerpos de la Policía Local de Canarias.
- Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.
- Real Decreto 1371/2007, de 19/10/2007, por el que se aprueba el documento básico «DB-HR Protección frente al ruido» del Código Técnico de la Edificación y se modifica el Real Decreto 314/2006, de 17/03/2006, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Ley 37/2003, de 17/11/2003, del Ruido.
- Real Decreto 1513/2005, de 16/12/2005, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17/11/2003, del Ruido, en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental.
- Real Decreto 1367/2007, de 19/10/2007, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17/11/2003, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.
- Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera.
- Ley 11/2019, de 25 abril, de Patrimonio Cultural de Canarias.
- Ley 17/2003, de 10 de abril, de Pesca de Canarias.

3.4.5.5 Otras disposiciones

- Se aplicará la normativa urbanística vigente aplicable a este tipo de instalaciones en el término municipal de San Bartolomé de Tirajana, en la provincia de Gran Canaria.

3.5. Localización del parque eólico offshore

Para llevar a cabo la selección del área más adecuada para la implantación del proyecto se ha realizado un análisis preliminar de las características del territorio y el espacio marino mediante la utilización de herramientas de planificación espacial y el visor cartográfico del gobierno de España.

Este análisis ha permitido identificar los principales condicionantes y aspectos críticos a considerar para la delimitación de la zona de implantación, evaluando los siguientes factores:

- **Recurso eólico:** este factor es el de mayor interés, puesto que de él depende la viabilidad del parque eólico (que requiere un factor de capacidad objetivo superior al 40%). Se ha analizado la distribución espacial del potencial eólico en base a mapas de densidad de potencia eólica desarrollados por Global Wind Atlas.
- **Batimetría:** se excluyen aquellas áreas con profundidad inferior a 50 m (siguiendo criterios de compatibilidad ambiental y con otros usos del espacio marino) o superior a 700 m (basado en criterios de viabilidad técnico-económica), priorizado las áreas con menor profundidad dentro de este intervalo.
- **Distancia a costa / Impacto visual:** la altura máxima estimada de cada aerogenerador es de aproximadamente 120 m sobre el nivel del mar. Por tanto, se han buscado emplazamientos ubicados preferiblemente a más de 7 km de la costa, para minimizar el impacto visual. Para minimizar la ocupación de fondo marino por el sistema de evacuación de la energía, se limita la localización del inicio del parque a una distancia máxima de 30 km.
- **Puntos de conexión a red de distribución eléctrica:** la localización del parque ha de estar próxima a alguno de los principales nodos de conexión a la red eléctrica de transporte.
- **Zonificación estratégica del espacio marítimo:** nos regimos por los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM), aprobados en 2020, que establecen los usos permitidos en el mismo. Se prioriza como criterio general la localización del parque fuera de las zonas definidas como no aptas.
- **Interferencias aéreas:** el emplazamiento debe evitar la interferencia de las áreas de interés con servidumbres de operación y radioeléctricas de los aeropuertos y aeródromos, la interferencia con instalaciones de radar y la interferencia con áreas asociadas a uso militar.
- **Tráfico marítimo:** el emplazamiento y área ocupada por el parque debe evitar una afección significativa a las rutas marítimas que discurren por el espacio marítimo, manteniendo corredores seguros de navegación.
- **Actividad pesquera:** el emplazamiento debe minimizar la afección a los principales caladeros de pesca, así como evitar áreas ocupadas por arrecifes artificiales, recintos o jaulas destinados a la acuicultura o instalaciones de cultivo de mariscos y las áreas catalogadas como zonas de interés o admisibles para la acuicultura o los cultivos marinos. Se ha procurado situar el emplazamiento de manera que coincidan espacialmente con alguna de las principales áreas de veda permanente establecidas en la costa de Canarias, para minimizar así el impacto sobre el sector.

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

- Espacios protegidos: el emplazamiento del parque marino debe situarse fuera de los principales espacios protegidos, tales como los que componen la Red Natura 2000 (ZEC y ZEPA), Espacios Naturales de Protección Especial (ENPE) o humedales de la red RAMSAR. También las instalaciones de evacuación de la energía generada deben minimizar su afección a estos espacios en la zona terrestre.
- Hábitats y ecosistemas: tanto el emplazamiento marino como el tendido de cables submarinos debe evitar la afección a hábitats de excepcional interés pesquero, identificados a través del visor cartográfico del Gobierno de España. Se ha valorado también para la designación de áreas de implantación la compatibilidad del proyecto con áreas de frecuentación de determinadas especies consideradas vulnerables o en peligro de extinción (cetáceos, tortugas marinas, aves marinas, etc.).
- Otros usos del espacio marino: se ha realizado una búsqueda e identificación de otros usos u obstáculos relevantes presentes en el fondo marino (cables y ductos submarinos, pecios o zonas con presencia de artefactos explosivos) a fin de evitarlas.
- Otros aspectos condicionantes: si bien no determinan de forma excluyente la ubicación del emplazamiento, si se han valorado factores como el clima marítimo o la morfología de fondos para determinar la viabilidad técnica de las posibles soluciones tecnológicas.

Viento medio y distribución anual. La zona propuesta de Gran Canaria posee una distribución de viento bastante buena, pues la existencia de una buena velocidad media del viento es crucial para el funcionamiento del parque en cuestión. Más adelante veremos datos más exactos del viento, pero para realizar una primera estimación de la zona, usamos la aplicación Global Wind Atlas, en la cual nos calcula la rosa de los vientos y una velocidad media del viento a una altura de 150 metros, resultados que se ven plasmados en las siguientes imágenes.

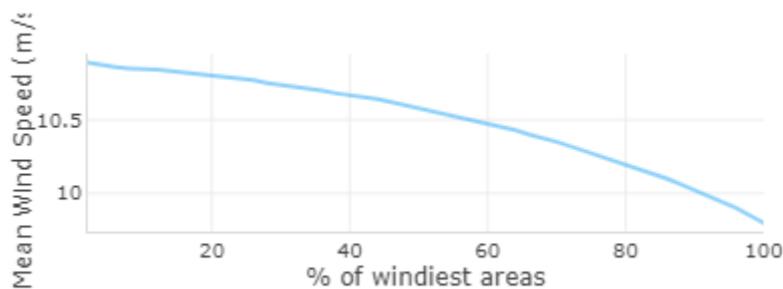


Ilustración 24. *Distribución de la velocidad del viento*

(Fuente: Global Wind Atlas)

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

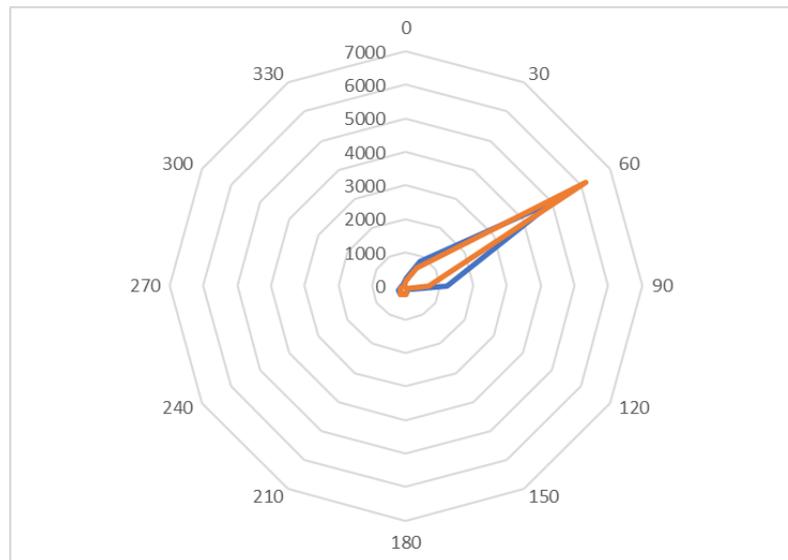


Ilustración 25. Rosa de los vientos

(Fuente: Global Wind Atlas)

Como podemos corroborar en ambas imágenes, esta zona de Gran Canaria es bastante buena para la implantación de nuestro parque eólico. La velocidad del viento media de la zona es muy próxima a 10 m/s, velocidad en la cual nuestro aerogenerador funciona a máxima potencia.

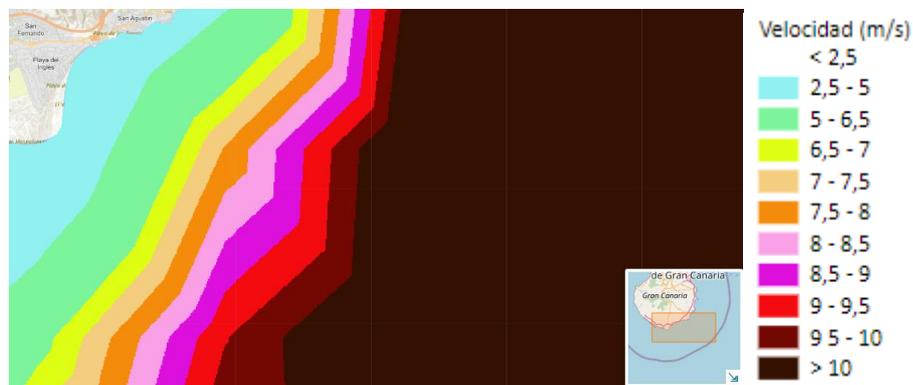


Ilustración 26. Recurso eólico a 140 metros de altura.

(Fuente: Visor Cartográfico Gobierno de España)

Profundidad (batimetría). La profundidad de la zona oscila entre los 200 y los 500 metros. Recordemos que para que el parque eólico realice correctamente sus funciones, el aerogenerador debe estar situado entre 100 y 500 metros de profundidad, por lo que esta zona podría contener sin problema los aerogeneradores.

Distancia a la costa. La costa está bastante cerca del parque eólico, a unos 6,5 kilómetros de distancia. Esta distancia es bastante importante, debido a que, al ser reducida, los viajes referidos a la construcción y puesta en marcha del parque serán más accesibles.

Distancia al punto de evacuación. Nuestro punto de evacuación se encuentra 12,5 km, referido a la subestación El Tablero 66 kV. Es crucial para reducir los costes de conexión a red que la distancia entre

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

el parque y el nudo de conexión sea lo más reducida posible, por ello una distancia mayor a 25 km supondría unos costes de conexión a red bastante altos. También hay que tener en cuenta que la Línea de Alta Tensión que conectará la subestación con el parque debe cumplir unos requisitos administrativos más restrictivos, al haber una parte de ella que recorra el mar de manera subterránea.

Oleaje. Para medir el oleaje de nuestra zona en cuestión, usaremos la página web de Puertos del Estado, en la cual recogeremos principalmente los datos de 2019 del oleaje de Gran Canaria. Debemos fijarnos sobre todo en la altura de las olas, pues un oleaje importante dificultará el funcionamiento correcto del parque eólico.

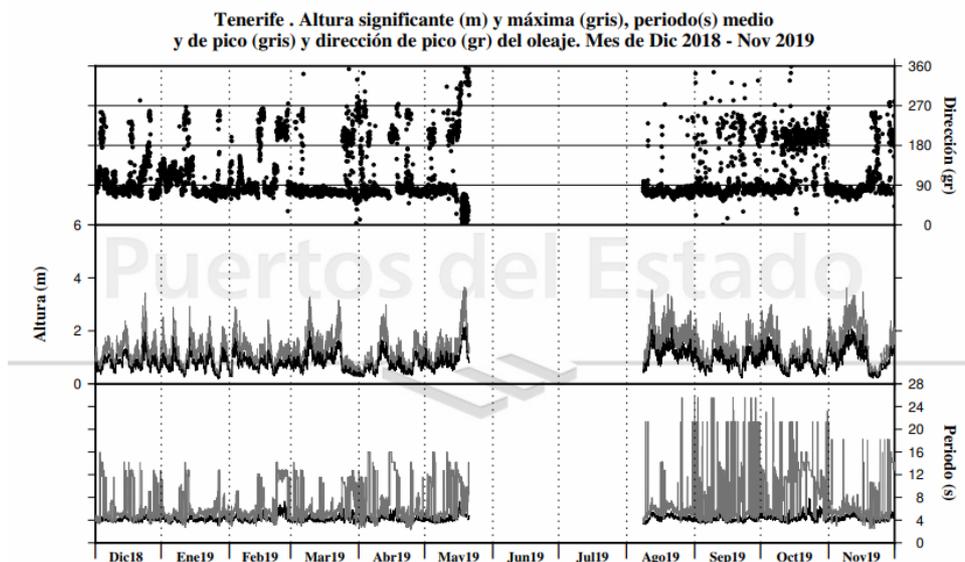


Ilustración 27. Altura, período y dirección del oleaje.

(Fuente: Puertos del Estado)

Podemos observar que la altura máxima que alcanzan las olas es de 4 metros, una altura que podemos considerar como normal, puesto que hay que recordar que el viento y la profundidad de nuestra zona hace que esta distribución del oleaje oscile entre 1.5 y 4 metros como máximo. Para esta distribución, podemos considerar la implantación del parque, pues apenas afectará en el funcionamiento de éste.

En la tecnología flotante, es importante señalar también el acoplamiento viento-olas en función de las direcciones e intensidad de ambos. Estas series temporales son suministradas al diseñador de la plataforma, junto con los esfuerzos de las turbinas para realizar el dimensionamiento de la estructura

Una vez realizada dicho estudio, se procede a elegir las coordenadas finales de las turbinas de nuestra instalación en UTM, cuyo huso es el 28 R, referente a las Islas Canarias. Las coordenadas de las turbinas que componen la instalación son las siguientes:

Turbinas	Coordenada X	Coordenada Y
Turbina 1	450380.00	3066027.00
Turbina 2	452000.00	3066027.00
Turbina 3	452000.00	3064841.00
Turbina 4	450380.00	3064841.00

3.5.1 Punto de conexión a red

La subestación de evacuación a red propuesta es la de El Tablero 66 kV, cuyas coordenadas son las siguientes en el huso 28 R:

Subestación El Tablero 66 kV	
Coordenada X	440199.00
Coordenada Y	3071299.00



Ilustración 28. Punto de conexión El Tablero 66kV

(Imagen: Google Earth)

Cada cierto tiempo, Red Eléctrica de España pone a disposición de sus clientes las subestaciones de evacuación a través de concurso. En nuestro caso, El Tablero 66 kV será puesta a disposición, por lo que este proyecto también alcanza la participación en concurso para conseguir acceso a dicha subestación. A través de esta forma, podremos conectar el parque en su totalidad a red.

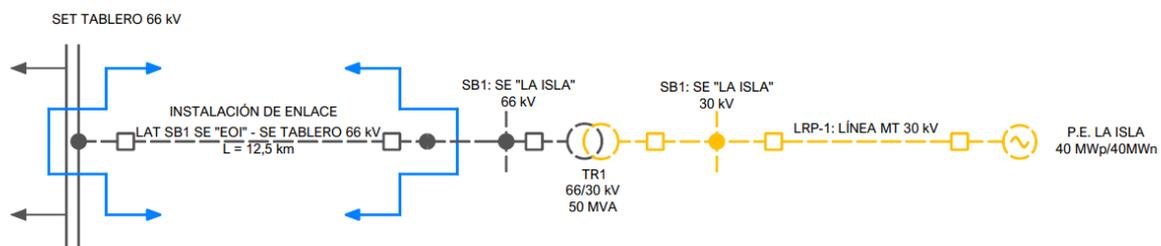


Ilustración 29. Esquema unifilar de conexión a red P.E. "La Isla" 40 MW

No obstante, existe otra forma de conexión a red, que sería a través de Endesa, cuya tensión de conexión será de 20 kV, aunque la potencia de acceso será menor. Esta conexión a Endesa podría

servir como prototipo para probar una de las turbinas flotantes pertenecientes a nuestro parque eólico. Por tanto, esta posibilidad se llevará a cabo en el caso de que no consigamos los permisos de acceso y conexión necesarios con Red Eléctrica para conectar el parque eólico en su totalidad.

3.5.1.1 Línea de conexión a la subestación evacuadora

La subestación El Tablero 66 kV se encuentra a una distancia de 12,5 km. Para enlazar la subestación del parque con esta subestación, será necesario ejecutar una nueva línea eléctrica de corriente alterna trifásica y una tensión nominal previsiblemente de 66 kV, de simple o doble circuito (a determinar en fases más avanzadas del diseño).

Se estima que la longitud total de esta línea oscilará entre 10 y 20 km, en función del trazado de esta y de la localización final del punto de aterraje del cable submarino y de la subestación del parque eólico.

Esta línea podrá ser también de tipo subterráneo (al igual que la conducción entre la arqueta de conexión y la subestación transformadora del parque) o bien mediante tendido aéreo. La solución para implementar se definirá en fases más avanzadas de la ingeniería, en función de los resultados del análisis de las características del terreno a lo largo del trazado y de los condicionantes y limitaciones detectadas.

Conducción enterrada. En caso de conducción subterránea, la instalación se realizará en zanja, con características similares a las descritas para el tramo anterior, a excepción de las dimensiones de la zanja, que tendrá unas dimensiones mínimas estimadas en este tramo de 6 m de anchura y 2 de profundidad, puesto que únicamente alojará una o dos ternas de cables.

A ambos lados de esta zanja, una vez finalizada la misma, se deberá establecer una servidumbre mínima de 3 m, donde no se permitirá la presencia de edificaciones ni árboles, con lo que la anchura total del corredor asociado a la conducción enterrada sería del orden de 10 m.

No se descarta, si en fases posteriores de ingeniería se considera necesario, la instalación del cable en galería enterrada en vez de zanja. En este caso la profundidad de los trabajos llegaría hasta los 3,5 m y las servidumbres mínimas aumentan hasta los 5 metros a cada lado de la galería enterrada, cuya ocupación en el terreno sería similar a la de la zanja mencionada anteriormente.

A lo largo de esta conducción, cada 500 m se dispondrán arquetas de conexión para el empalme de tramos de cable, accesibles mediante vehículo para la inspección y mantenimiento en la fase de operación del parque. Estas arquetas consistirán en cámaras de aproximadamente 12 m de longitud, 3 de anchura y 2 de profundidad.

Tendido aéreo. En el caso de adoptarse un tendido aéreo, este estará soportado por un conjunto de apoyos que mantendrán los cables separados del suelo y entre sí. Dichos apoyos estarán formados por torres y/o pórticos metálicos de celosía, con unas dimensiones en planta de entre 13 y 15 m de lado, generando una huella de ocupación individual máxima de aproximadamente 250 m².

La altura de las torres y pórticos en cada uno de los puntos del reparto se adaptará para conseguir, como mínimo, las distancias reglamentarias al terreno y demás obstáculos. La longitud de los vanos entre apoyos oscilará entre 500 m y 1000 m.

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

Metodología constructiva. El proceso constructivo se compone de un conjunto de actividades enfocadas a la fabricación de los aerogeneradores y sus cimentaciones flotantes, las operaciones para la instalación del parque eólico en el área delimitada para el mismo, incluyendo tanto las turbinas como los cables submarinos, y un conjunto de operaciones en tierra para la construcción de las instalaciones para la recepción de cables y conexión de estos a la red eléctrica.

La fabricación de los distintos elementos que componen el parque eólico (aerogeneradores, plataformas, sistemas de fondeo, cables, etc.) tendrá lugar en distintas localizaciones, siendo transportados posteriormente al puerto de ensamblaje para su acopio y montaje final.

Cabe destacar que las operaciones marítimas están mucho más condicionadas por la meteorología y las condiciones marinas que las operaciones en tierra, por lo que requerirán periodos de ejecución más holgados, aun cuando el tiempo efectivo de trabajo necesario sea muy corto.

También con objeto de minimizar en la medida de lo posible la duración de los trabajos en ámbito marino, se ha planteado una estrategia constructiva que permita llevar a cabo la mayor parte de los trabajos de montaje de los aerogeneradores y las plataformas flotantes en tierra (en áreas de montaje terrestre) o en aguas portuarias abrigadas. Se plantea como puerto base para el acopio de los componentes y montaje de los aerogeneradores sobre las plataformas el Puerto de Arguineguín, donde se contará con las características y disponibilidad de espacios requeridos para su adaptación a este tipo de actividades. Además, es el puerto más cercano al parque eólico.

En general, en la estrategia de construcción e instalación del parque eólico se distinguen las siguientes operaciones:

- Trabajos en tierra para la construcción de las arquetas de transición y el tendido del cable subterráneo.
- Fabricación y ensamblaje de la plataforma flotante y sus equipos (a realizar en astillero constructor o en puerto).
- Puesta a flote de la estructura semisumergible de la plataforma y subestación elevadora.
- Transporte o remolque de la plataforma desde el astillero hasta el punto de montaje del aerogenerador.
- Instalación de los componentes del aerogenerador sobre la plataforma flotante.
- Remolque de la plataforma (con el aerogenerador montado) hasta la posición en el parque eólico marino.
- Instalación del aerogenerador en el parque (conexión al sistema de fondeo).
- Tendido del cable eléctrico submarino y conexión a los aerogeneradores.

A continuación, se describe, de forma ordenada en función del desarrollo cronológico del inicio de las distintas operaciones, los principales procesos constructivos empleados en la zona de proyecto, tanto en ámbito terrestre como marino. No se detallan los procesos de fabricación y montaje de los aerogeneradores y plataformas, por ser actividades desarrolladas en distintos centros de fabricación fuera del ámbito de proyecto.

3.6. Desarrollo de la turbina

3.6.1 Tamaño, accesibilidad y fondeo del puerto de instalación

El puerto elegido para el transporte de los aerogeneradores y el material es el Puerto de Arguineguín, al oeste del emplazamiento final. Este puerto dispone del tamaño necesario para la puesta en marcha del proyecto, para la llegada de los aerogeneradores y estructuras para su posterior traslado. En este puerto se traerán los aerogeneradores con sus estructuras flotantes, que serán remolcados desde aquí con una embarcación, al igual que la estructura superior de la subestación marina.

En cuanto a su ubicación, se encuentra situado en la parte oeste del emplazamiento del parque eólico marino, a unos 20 km de distancia. Una distancia considerable, pero que no hace inviable el traslado del material.



Ilustración 30. Fotografía Aérea del Puerto de Arguineguín
(Imagen: Google Earth)

A continuación, se procede a describir los procesos de instalación de los sistemas de fondeo, transporte de los aerogeneradores marinos, conexión de éstos al fondeo y el tendido de cables submarinos.

3.6.2 Instalación de los sistemas de fondeo

Antes de la instalación de la plataforma y su generador en su emplazamiento definitivo, se debe hacer la instalación del sistema de fondeo, en el cual va amarrado todos los dispositivos para mantener su posición. Consiste en fijar un conjunto de anclas junto con sus líneas de fondeo al fondo marino en las posiciones que se hayan establecido en el diseño, utilizando un buque para el transporte.

Las operaciones de fondeo consisten en el hundimiento progresivo y controlado del ancla por su propio peso y su colocación mediante movimientos de tracción en las direcciones requeridas. Dependiendo del tipo de suelo se necesita un menor o mayor distancia para que el ancla se arrastre y se fije

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

adecuadamente en el fondo marino en la posición establecida anteriormente. El extremo de cada línea se mantendrá unido a una boya que facilite su recuperación y para la conexión a las plataformas a la hora de instalarlas.

Traslado de los aerogeneradores marinos. En primer lugar, el aerogenerador se remolca montado junto con la cimentación o estructura flotante, teniendo en cuenta que debe contar con un mínimo de días meteorológicamente propicios (en torno a 3 días). El remolcado se realizará con un remolcador con capacidad suficiente, determinado en la fase de diseño. Se recomienda contar también con embarcaciones de apoyo, que generalmente pueden encontrarse en cualquier puerto comercial.

Una vez realizado este proceso, se procede a la conexión del aerogenerador con el sistema de fondeo, el cual se encuentra instalado previamente.

Conexión de los aerogeneradores al fondeo. La conexión se establece mediante la unión entre la línea de amarre y el flotador, en el cual se realizan las tareas de tensado que aseguren la posición de la plataforma. Este proceso se denomina tensionado de amarre. Habría que estudiar previamente si estas altas tensiones pueden llegar a provocar problemas en la instalación.

Tendido de cables submarinos. Las operaciones de instalación de los cables submarinos que conectarán los distintos aerogeneradores del parque eólico con la arqueta de conexión y los cables terrestres se dividen en las tres fases siguientes:

- Transición a costa: la llegada del cable a la costa a través se realiza normalmente con la ayuda de buceadores autónomos o un robot submarino del cable submarino a un cable guía.
- En esta operación participa también el buque de tendido de cables, así como embarcaciones auxiliares para el guiado de la trayectoria del cable hasta su enganche al cable guía.
- Tendido de los cables de interconexión entre aerogeneradores: es muy importante en esta fase la inspección previa del terreno para una posterior limpieza de la ruta en el caso de que haya objetos no deseados en el lecho marino. La limpieza se suele hacer con un barco específico.
- Tendido de los cables de evacuación: se realiza partiendo desde la transición mar-tierra del cable en dirección al emplazamiento del parque eólico.

El tendido de cables submarinos se realiza juntamente con el proceso de fabricación de los aerogeneradores y de las instalaciones de tierra. Normalmente el cableado submarino queda preinstalado antes de la instalación de los aerogeneradores, para así después realizar únicamente la conexión entre las plataformas y el cable submarino.

3.7. Infraestructuras marítimas

3.7.1 Aerogeneradores

También llamados turbinas eólicas, son las estructuras encargadas de convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica que puede ser transportada y vertida a la red eléctrica. Las turbinas marinas son normalmente de eje horizontal con tres palas acopladas que giran perpendicularmente a la dirección del viento.

Las partes principales de los aerogeneradores son:

- **Torre o soporte:** es la estructura rígida que soporta la góndola y el rotor y los mantiene a una altura suficiente sobre el nivel del mar que permite el aprovechamiento óptimo de la energía eólica reduciendo la turbulencia. Este proyecto considera para los aerogeneradores torres tubulares de acero de unos 105 m. Dentro se pueden encontrar elementos de relevancia como son los equipos de maniobra, corte y protección, el transformador y el convertidor de potencia.
- **Góndola:** es la cabina que contiene y protege los componentes mecánicos (multiplicadora, grupo hidráulico, freno, etc.) eléctricos (generador, convertidor) y los sistemas de regulación y control del aerogenerador, facilitando su mantenimiento a través de un acceso desde la torre. En el exterior de la góndola se sitúan los elementos de balizamiento, refrigeración y la estación meteorológica.
- **Rotor:** es el elemento móvil del aerogenerador que se activa con el viento. Está compuesto de tres palas conectadas al buje, que es el elemento que transmite la energía captada por éstas a la multiplicadora. La potencia de un aerogenerador es directamente proporcional a la superficie que barren sus palas, o lo que es lo mismo, a la longitud de dichas palas.

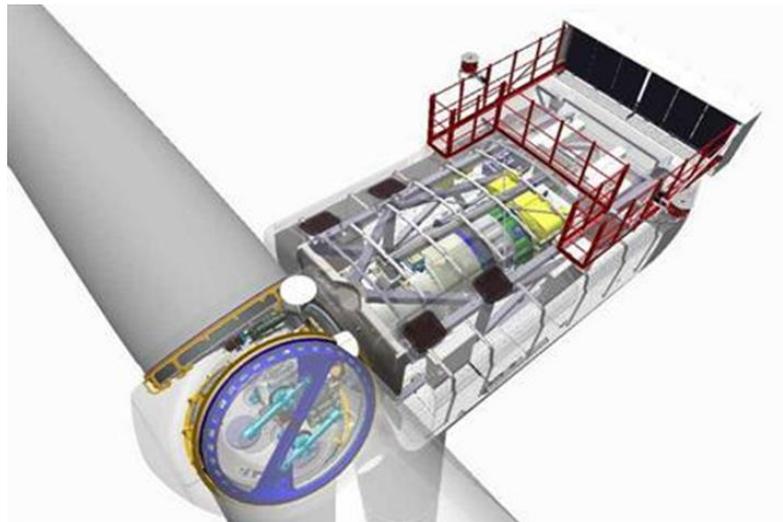


Ilustración 31. Partes de un aerogenerador Vestas V-164 10 MW

(Fuente: Vestas)

La mayoría de las turbinas eólicas generan electricidad a partir de velocidades de viento de 3-4 m/s, alcanzan su potencia máxima a los 12-15 m/s y se desconectan para prevenir daños cuando el viento sobrepasa velocidades medias de 25 m/s.

En nuestro caso se van a utilizar aerogeneradores Vestas V164 de 10 MW de potencia, con una altura de buje de unos 105 m aproximadamente y un diámetro de rotor de 164 m de rotor.

3.7.2 Sistemas de anclaje

Entre los tipos de sistemas de anclajes existen dos: fijos y flotantes. Por las características de nuestro proyecto, los sistemas de anclaje que escogeremos serán los flotantes.

Sistema de anclaje fijo

Monopilote. Se utilizan en parques eólicos marinos con una profundidad máxima de 15 metros mar adentro. Se trata de una estructura cilíndrica de acero que se entierra hasta 30 metros, en suelos arenosos o arcillosos, con el fin de sujetar la torre. Una ventaja importante de este tipo de cimentación es que no necesita que el lecho marino sea acondicionado. Por otro lado, requiere un equipo de pilotaje pesado, y no se aconseja este tipo de cimentación en localizaciones con muchos bloques de mineral en el lecho marino. Las cimentaciones monopilote se pueden encontrar en el 81% de los parques eólicos offshore que hay construidos hoy día.

Gravedad (GBS). Se constituye por una gran cimentación de unos 15 metros de diámetro, que se apoya en el lecho marino, y pueden construirse en zonas de, como máximo, 30 metros de profundidad. Dado que se tiene que crear una base de cemento (o acero según el caso) es necesario acondicionar previamente el terreno donde se va a instalar. Este proceso permite que los anclajes por gravedad puedan situarse en cualquier tipo de lecho marino. Aun así, representan el 5% de los parques eólicos offshore. Estas estructuras se instalan en profundidades de hasta 30 metros aproximadamente.

Space frame. Se utilizan para profundidades entre 25 – 60 metros. Podemos encontrar los siguientes tipos.

- **Trípode:** la cimentación en trípode se inspira en las ligeras plataformas de acero con tres patas para campos petrolíferos marinos en la industria del petróleo. Desde el pilote de acero bajo la torre de la turbina parte una estructura de acero que transfiere los esfuerzos de la torre a tres pilotes de acero. Los tres pilotes están clavados de 10 a 20 metros en el lecho marino, dependiendo de las condiciones del suelo y de las cargas del hielo.
- **Jacket:** se trata de una estructura de 3 o 4 puntos de anclaje, pudiendo alcanzar los 60 metros de longitud. Se pueden instalar en todo tipo de lechos, salvo si son rocosos. Dichos apoyos se fijan al suelo mediante pilotes.
- **Tripilote:** es un tipo de estructura de apoyo similar a la estructura tipo trípode. Los pilotes de este tipo de estructura son de mayores dimensiones, por lo que dan una gran estabilidad al conjunto. La función de esta base triangular reside en distribuir las fuerzas verticales y dotar al apoyo de una mayor resistencia a la flexión. La pieza de transición es la encargada de unir los tres pilotes. Además, en el centro, se sitúa un sistema de conexión para unir la torre del aerogenerador con la estructura de apoyo, esto hace que la unión sea mucho más sencilla.

Sistema de anclaje flotantes

Entre estos sistemas se encuentran las siguientes tipologías.

- Spar: se trata de una estructura cilíndrica de acero o de hormigón. Dentro de esta se encuentran estructuras estancas. Las de la parte inferior están llenas de lastres de arena o agua, mientras que la parte superior está llena de aire, de manera que estas estructuras se mantengan a flote y en posición vertical. A su vez su cimentación se mantiene a través de tensores de anclaje. Estas estructuras se encuentran sobre todo a partir de los 100 metros de profundidad.
- TLP (Tension Leg Platform): estas estructuras se emplean a partir de los 50 metros de profundidad. Consisten en una plataforma diseñada a partir de una gran columna central y unos brazos conectados a tensores que aseguran la estabilidad de la estructura. Estos tensores son macizos y de alta resistencia, normalmente de acero. Suelen situarse entre 2 o 3 cables encada pata de la base. Dado que estos cables siempre están en tensión, se asegura su estabilidad y flotabilidad, sin embargo, se tratan de sistemas de anclaje complejos que no pueden instalarse en cualquier fondo.
- Semiflotantes: este tipo de estructuras consisten en 3 columnas unidas entre sí por unos brazos, estas columnas proporcionan la estabilidad hidrostática necesaria para mantener la estructura estable en el agua. Los cimientos se mantienen en equilibrio mediante tensores. Son unos sistemas que no son aptos para zonas de fuerte oleaje y condiciones extremas, ya que generaría un movimiento constante del conjunto y un mal funcionamiento del aerogenerador.

Para este proyecto usaremos los sistemas semiflotantes, ya que aguantan un oleaje moderado como el que se da en nuestro caso y se emplean para profundidades superiores a 50 m.



Ilustración 32. Sistemas de anclaje flotantes

3.7.3 Sistemas de sujeción al lecho marino

La plataforma flotante de cimentación del aerogenerador se mantiene en posición gracias a un sistema de anclaje al lecho marino, que evita que sea arrastrada por el efecto combinado del viento, el oleaje y las corrientes marinas y garantiza que los movimientos de la plataforma se mantengan dentro de un radio límite. Estos sistemas de sujeción, fondeo o anclaje se componen de los siguientes elementos:

Líneas de amarre. Conectan la plataforma flotante con el ancla, pudiendo ser de los siguientes tipos:

- Catenaria: Las más usadas en Eólica offshore y las que montaría nuestro proyecto.
- Tensadas: Empleadas en zonas de mayor profundidad, reducen la longitud de las líneas al encontrarse tensadas tal como su nombre indica.
- Semitensadas: Una solución intermedia de las anteriores.

Anclas. Se fijan al fondo marino para limitar los movimientos. Pueden ser de los siguientes tipos:

- Anclas de arrastre: el anclaje de arrastre es el tipo más común de sistema de anclaje disponible en la actualidad. Estos anclajes están diseñados para penetrar en el fondo marino, donde la capacidad de retención se genera principalmente por la resistencia del suelo frente al ancla. Es muy adecuado para resistir grandes cargas horizontales, pero no funciona bien para grandes cargas verticales.
- Anclajes pilotados: estos anclajes consisten en una pila cilíndrica hecha de acero. Se utilizan para sistemas de amarre en tensión y plataformas flotantes del tipo TLP, ya que pueden contener cargas omnidireccionales. Los costos de instalación suelen ser elevados. Según el diseño y el modo de instalación, los pilotes de anclaje principales se pueden dividir en: pilotes conducidos, de succión y de torpedo.
- Los pilotes conducidos son columnas de acero relativamente largas, delgadas y abiertas. Estos anclajes generalmente se instalan mediante martillo de impacto, vibración o empuje en el fondo marino. Las dificultades de operación de instalación aumentan para las profundidades de aguas más profundas. Los anclajes de succión son cimientos en forma de cajones. Se introducen en el lecho marino hasta la profundidad deseada bombeando el agua, creando una presión baja dentro de la caja forzando la penetración del anclaje en el lecho marino. Los pilotes de torpedo consisten en un pilote con aletas estabilizadoras, punta cónica, lastre y un accesorio de cadena en el extremo superior. Penetran directamente en el fondo marino por la velocidad de caída libre generada por la propia gravedad.
- Anclajes de carga vertical: estos anclajes se instalan de forma similar a los anclajes de arrastre, penetrando el anclaje en el fondo marino con una carga horizontal; sin embargo, los estos anclajes necesitan una penetración más profunda. Una vez que el anclaje está en la posición deseada, un cambio en el ángulo de la pletina superior del ancla les permite sostener cargas verticales y horizontales. El anclaje vertical obtiene su alta capacidad de retención cuando la pletina del ancla está orientada casi perpendicular a la carga aplicada.

Como ya se mencionó, se han seleccionado anclas de tipo arrastre para nuestro proyecto.

3.7.4 Cables submarinos

En el parque eólico marino se pueden diferenciar dos tipos de cables submarinos:

- Cables de interconexión entre aerogeneradores (inter-array): son los cables que conectan varias turbinas entre sí (en este caso las que componen una misma fila o array) para recoger la energía generada por cada una y canalizar en un único circuito.
- Cables de evacuación: son los encargados de transmitir la potencia del parque al punto de conexión en costa.

Tecnología del cable. Los cables utilizados para la transmisión submarina HVAC son cables de tres núcleos con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE). La principal diferencia entre estos cables y los viejos cables de papel impregnado de aceite (OIP) es el aislamiento. El aislamiento XLPE puede soportar temperaturas más altas, 90°C en el conductor en estado estable y 250°C en un cortocircuito de 3 segundos

Además, las pérdidas de XLPE son significativamente más bajas que las de OIP, y dado que no utiliza aceite, es ecológico, fácil de instalar y requiere menos mantenimiento.

De sus componentes es importante tener en cuenta dos cosas:

- La fibra óptica, que se utiliza para comunicarse entre el parque eólico y el centro de gestión en la costa.
- El blindaje marino y el hilo de polipropileno, que tienen dos objetivos: proporcionar aislamiento eléctrico al cable y protección mecánica.

La mayor diferencia eléctrica entre cables y líneas aéreas es la gran capacidad de los primeros. Este fenómeno aumenta la potencia reactiva generada por los cables, disminuyendo su capacidad de transmitir potencia activa, especialmente a largas distancias. Por consiguiente, es necesario proporcionar una compensación reactiva en las extremidades de los cables.

En nuestro parque se usarían los cables submarinos para 33 kV del fabricante Nexans, muy reputado en la tecnología de todo tipo de cables, incluidos los submarinos.

No obstante, a pesar de que no es objeto de nuestro proyecto, para transportar la energía a 66 kV, se podría usar los cables del mismo fabricante.

Por lo que, el cable elegido, es EDRMAX by Nexans™, ecodiseñado para reducir el impacto medioambiental y garantiza una conexión a la red más rápida y sencilla para las energías renovables. La solución EDRMAX by Nexans ha sido diseñada específicamente para permitir la conexión a la red de las fuentes de energía renovables.



Ilustración 33. Composición del cable submarino

(Fuente: Nexans)

3.7.5 Subestación marina

Dotaremos a nuestra instalación de una subestación elevadora en el mar para aumentar la tensión de la energía eléctrica generada en 33 kV a 66 kV, para su posterior transporte a la subestación El Tablero 66 kV. De esta forma, reduciremos las pérdidas generadas por el transporte de energía eléctrica. Existen 2 tipologías de estructuras para subestaciones marinas flotantes:

- Estructura de soporte: incluye las cimentaciones y la subestructura, para transferir las cargas desde la parte superior y la estructura de soporte al fondo marino.
- Parte superior: generalmente es una estructura en forma de caja colocada en la parte superior de la subestructura que contiene equipos eléctricos como transformadores, interruptores de alto voltaje (HV) y voltaje medio (MV), etc.

La estructura de soporte, al igual que en los aerogeneradores, constará de una plataforma flotante para la subestación. La parte superior es típicamente una estructura en forma de caja colocada en la parte superior de la subestructura que contiene el equipo eléctrico incluido en la subestación costa afuera, que proporciona algunas o todas las funciones de la plataforma.

El diseño de la parte superior estará determinado principalmente por la disposición de la subestación eléctrica. Este diseño se debe al tipo de subestación eléctrica implementada en la red de alta mar, a la capacidad del parque eólico marino y a los parámetros eléctricos (voltaje, tipo de corriente (CA o CC) del sistema de transmisión submarina). Las superficies superiores para subestaciones de CC de alto voltaje (HVDC) son generalmente más grandes que sus contrapartes de CA de alto voltaje (HVAC). Existen además otros requisitos adicionales que incluyen:

- Condiciones de operación de los equipos eléctricos (sistemas de refrigeración, espacios de aislamiento, etc.)
- Condiciones de trabajo para los servicios o el personal de la subestación (cuartos de personal, aire acondicionado, alojamiento, etc.)
- Sistemas de seguridad, navegación, señalización y rescate (sistemas contra incendios, sistemas de iluminación, evacuación, etc.)

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

Otros factores que pueden afectar la estructura de la parte superior son los requisitos del puerto, debido a que la estructura de la parte superior se realiza en tierra y luego se transporta a la instalación. La parte superior está compuesta por cubiertas divididas en habitaciones y pasillos, donde la plataforma más baja es la plataforma de cables, mientras que la cubierta superior tiene capacidad para equipos de señalización y un helipuerto. El equipo eléctrico en las plataformas offshore se organiza de una de las dos formas siguientes:

- Instalación vertical del equipo: se utiliza principalmente en subestaciones con bajas capacidades de hasta 100 MW, donde la estructura de soporte es de gravedad o monopilote.
- Instalación horizontal del equipo: se utiliza en subestaciones con una capacidad superior a 100 MW, donde, debido a la cantidad y el peso de los elementos de la subestación, es necesaria una estructura de soporte de múltiples capas de la chaqueta.

Para el tema del diseño se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones.

- Ubicación: una subestación costa afuera se instala idealmente dentro del área central del parque eólico para minimizar las longitudes del conductor de la red interna y optimizar las eficiencias de pérdida dentro de la misma red. Debe mantenerse alrededor de la plataforma de la subestación costa afuera una zona de seguridad libre de obstáculos.
- Número: para grandes parques eólicos, se requieren múltiples subestaciones, cada una con su propio cable de exportación a costa. La mayoría de los proyectos hasta la fecha solo han requerido una sola subestación, pero se anticipa que los proyectos futuros usarán múltiples subestaciones si la producción de energía esperada es de aproximadamente 600 MW. Para nuestro caso, con una subestación marina sería más que suficiente, pues esta se compondrá solamente de un transformador de tensión 50 MVA 33/66 kV con refrigeración ONAN/ONAF.
- Diseño estructural: los principales problemas del diseño estructural incluyen condiciones ambientales (viento, corrientes marinas...), peso de la parte superior, protección contra la corrosión y operaciones marítimas.

3.7.6 Conexión marina-terrestre

El aterraje del cable submarino a la costa requiere del paso de los cables a través de una zona expuesta a dinámicas marinas (oleaje, corrientes) más intensas, y supone potencialmente una interferencia con otros usos del litoral (turístico, acuícola, etc.) o un eventual impacto sobre los hábitats y comunidades bentónicas de elevado valor ambiental (principalmente praderas de fanerógamas marinas) presentes en aguas poco profundas (a menos de 20 m de profundidad).

Para evitar estos impactos e interferencias, así como para garantizar la protección del cable submarino en un área sujeta a cambios dinámicos (erosión costera, dragados, etc.), se plantea la transición del cable por esta zona mediante una Perforación Horizontal Dirigida (PHD). Esta técnica es un procedimiento constructivo de instalación de tuberías sin apertura de zanja, que permite un control preciso de la trayectoria.

Este control permite librar obstáculos naturales o artificiales sin afectar al terreno, con lo que se garantiza la mínima repercusión ambiental al mismo. La PHD permite trayectorias curvas tanto en la vertical como la horizontal con un radio mínimo de 250 m, siendo adecuada para distancias de hasta 2 km y diámetros de hasta 1200 mm.

3.7.7 Infraestructuras terrestres

Arquetas de conexión. En las arquetas de conexión se realiza la unión entre cables de diferentes tecnologías, en este caso entre los cables submarinos y los terrestres. Estas arquetas consisten en un tramo de galería subterránea para albergar la conexión entre cables manteniendo adecuadamente las propiedades de aislamiento eléctrico del conductor y sin aumentar significativamente la impedancia de la instalación.

Conducción subterránea entre arquetas y subestación. La conducción subterránea de los cables de evacuación terrestre en el recorrido entre las arquetas de conexión y la subestación del parque eólico, mediante el soterramiento de los cables en una zanja excavada en el terreno, pudiendo disponerse y protegerse los cables mediante distintos sistemas: cables directamente enterrados, cables en canalizaciones entubadas con tubos enterrados o en canalizaciones entubadas con tubos hormigonados en un prisma de hormigón.

Subestación eléctrica de vertido (El Tablero). Su función es interconectar la línea eléctrica procedente de la subestación del parque eólico con las líneas de transporte que conectarán dicha subestación con la subestación de REE (en este caso también a 66 kV). La subestación tiene unas dimensiones aproximadas de 40 x 38 m, presentando una superficie de 1520 m².

3.8. Elección de la turbina

En este tipo de parques se suelen escoger aerogeneradores de mayor potencia que en los parques onshore, debido básicamente al coste elevado de un parque offshore y de que la rentabilidad del proyecto va ligada a la potencia que genere.

Los parques eólicos offshore en funcionamiento cuentan con aerogeneradores superiores a 5 MW, y cada vez más se están desarrollando aerogeneradores con grandes potencias como 10, 12 y hasta 15 MW. Nos decantaremos por un aerogenerador de gran potencia, con experiencia y que haya tenido buenos resultados a lo largo de los años. El aerogenerador elegido será Vestas V164 – 10 MW, fabricante danés número 1 en el mundo con gran experiencia tanto en energía eólica Onshore como Offshore.



Ilustración 34. Fotografía de un Aerogenerador Vestas V164 - 10 MW

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)
Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

(Fuente: Vestas)

La ficha técnica de este aerogenerador se encuentra en los anexos

El aerogenerador Vestas V164 – 10 MW reúne las siguientes características generales:

- Eje: de eje horizontal
- Número de palas: 3 palas
- Tipo: Offshore
- Otras características: con mástil autoportante
- Potencia de salida: 10 MW

Descripción

Construido sobre la tecnología probada de la plataforma de 9 MW, el V-164 – 10 MW es el primer aerogenerador comercial de dos dígitos en alta mar del mundo.

El V164 – 10 MW incorpora una caja de engranajes más potente, algunas actualizaciones mecánicas menores y un pequeño cambio de diseño para mejorar el flujo de aire y aumentar la refrigeración en el convertidor. Las mejoras garantizan que este gigante pueda funcionar a plena potencia, en un emplazamiento con velocidades de viento de 10 metros por segundo, durante 25 años.

Características técnicas específicas:

- Tren de transmisión conectado por bridas con componentes de fácil acceso
- Los cojinetes principales, el acoplamiento, la caja de cambios y el generador se pueden extraer por separado para su mantenimiento.
- Generador de imanes permanentes
- Dimensiones de la góndola de 9,3 m x 20,7 m x 8,8 m (alto x largo x ancho)
- Diámetro del rotor: 164 m
- Plataforma helicoidal disponible
- Construida a partir de la probada y fiable plataforma de 9 MW
- Convertidor de escala completa 50/60 Hz a 33-35 o 66 kV de tensión nominal
- Superficie de barrido de 21124 m²
- Clase de viento IEC S o S,T

3.9. Diseño del parque

3.9.1 Openwind

Openwind es un software de diseño y optimización de parques eólicos que se utiliza durante el desarrollo de un proyecto eólico para crear diseños óptimos de turbinas que maximicen la producción de energía y minimicen las pérdidas. Este permite reducir y cuantificar la incertidumbre en cuanto a restricciones ambientales, teniéndose en cuenta entre otros el impacto visual y acústico en el entorno.

Mapa

La obtención del mapa de Gran Canarias en formato válido para el software antes especificado se ha llevado a cabo en la página oficial del Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital, en concreto el Modelo Digital de Terreno (MDT) de 25x25 metros publicado por Cartográfica de Canarias, S.A. (GRAFCAN), Comunidad Autónoma de Canarias, con fecha de actualización en 4 de febrero de 2021. (datos.gob.es)

Datos de viento

Un valor importante de nuestro proyecto de empresa está basado en la explotación de la información de la base de datos “Copernicus”, utilizando la interfaz del programa de aplicación de almacén, API de CDS (Climate Data Store). Esta requiere de cierto ‘expertise’, que hemos adquirido en el desarrollo de este proyecto.

En primer lugar, se ha registrado en una cuenta, para iniciar sesión y obtener el código de acceso a la API de CDS. Posteriormente, se instala la API en Windows a través de un archivo de puntos “. cdsapirc”, y este se ejecuta para solicitar los datos. La solicitud debe contener las siguientes variables: Latitud, Longitud, Norte/Sur/Este/Oeste.

Se envía el formulario en formato NetCDF y se descargan los datos, facilitando su apertura en Excel un complemento para archivos nc. Finalmente, los datos son tratados en Excel, filtrando por si existiesen errores de formato o valores, y llegando a la solución deseada para la introducción de los datos en Openwind de manera correcta, siendo esta de manera esquemática en la misma secuencia:

Año, Mes, Día, Hora, Minuto, Velocidad, Dirección, Temperatura, Densidad, % Humedad Relativa.

Torre meteorológica

La torre meteorológica de la cual se han obtenido los datos ambientales se presenta con la siguiente información:

Torre meteorológica	
Zona	28R
Abscisa	451091.13 m E
Norte	6068659.66 m N
Altura de la torre	105 m

Curva de potencia del aerogenerador

Para introducir el aerogenerador V164 10MW en Openwind y realizar la simulación, se creará una nueva turbina dentro de la base de datos del software, introduciendo todas las especificaciones técnicas necesarias para su descripción y su curva de potencia, representada a continuación:

Curva de potencia Vestas V-164 10 MW	
0	0
1	30
2	50
3	100
4	300
5	650
6	1250
7	2000
8	3000
9	4500
10	6000
11	7500
12	8600
13	9300
14	9500
15	9500
16	10000
17	10000
18	10000
19	10000
20	10000

Simulación en Openwind

Para la estimación de la producción energética se ha realizado una simulación llevándose a cabo la secuencia de tareas en el programa de tal forma:

- 1 Introducción del mapa del terreno (MDT) de Gran Canaria, cargando el archivo TIF en el programa.
- 2 Interpretación como “Terrain Elevation”, para indicar que el mapa presenta elevación y así identificar mediante gradiente de colores que zonas son más altas (mayor velocidad de viento). En este caso al tratarse de un parque offshore, la profundidad del mar se ha obtenido a través de otro medio.

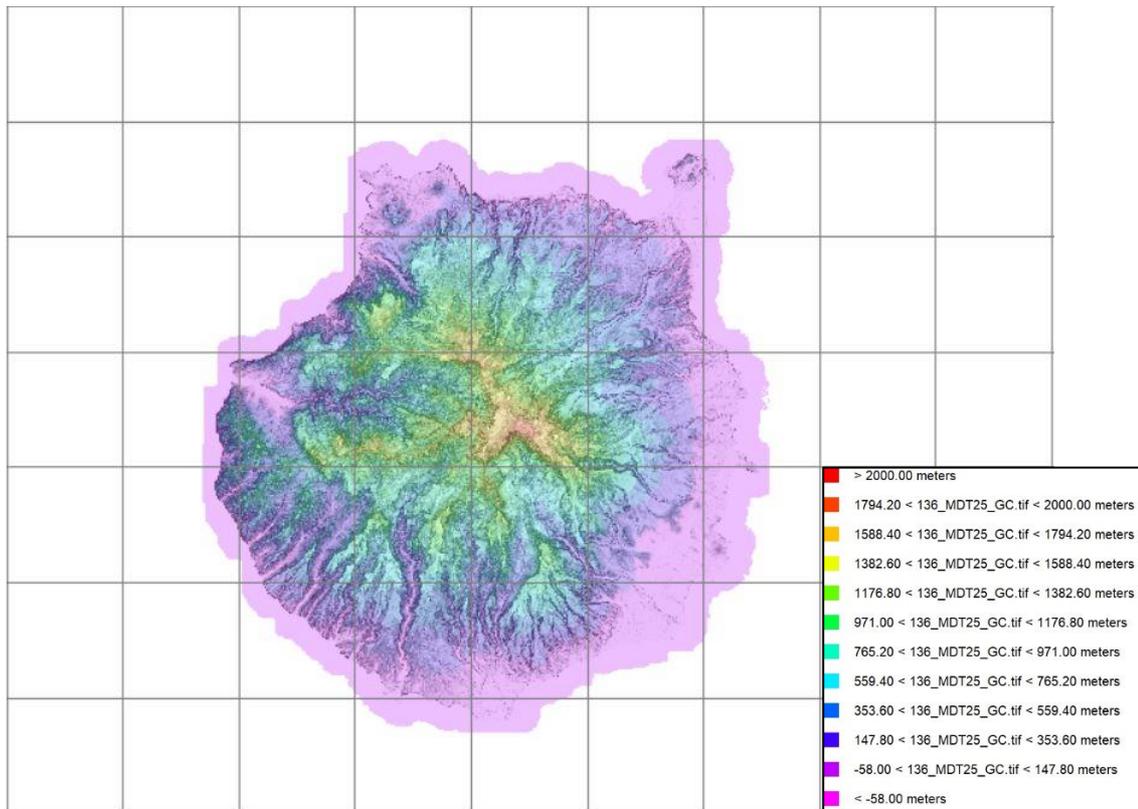


Ilustración 35. Mapa de elevación del suelo

(Fuente: Openwind)

- Se introduce la torre meteorológica en el mapa, teniéndose en cuenta los datos de localización anteriormente expuestos, así como, cargándose los datos de viento previamente tratados de la secuencia de años desde 2018 a 2021.

New_Met_Mast_Layer

Met Mast Frequency Table Turbulence Time Series Eff.TI Weibulls Display Attributes

Instrument height [m] Bin Top Interval [m/s]

Number Sectors Calm Threshold [m/s]

Min samples for TI bin

Remove Seasonal Bias

Year	Month	Day	Hour	Minute	Speed [m/s]	Direction	Temp [C]	Density [kg/m3]	TI [%]
2018	1	1	0	0	12	57	18	1	15
2018	1	1	1	0	12	52	18	1	15
2018	1	1	2	0	11	47	17	1	1
2018	1	1	3	0	11	44	17	1	16
2018	1	1	4	0	11	46	17	1	16
2018	1	1	5	0	12	50	17	1	16
2018	1	1	6	0	12	55	17	1	16
2018	1	1	7	0	12	57	17	1	16
2018	1	1	8	0	12	55	17	1	15
2018	1	1	9	0	12	52	17	1	15
2018	1	1	10	0	11	54	17	1	15
2018	1	1	11	0	10	51	18	1	1
2018	1	1	12	0	9	50	19	1	15

Ilustración 36. Torre meteorológica

(Fuente: Openwind)

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

- 4 Se obtiene la rosa de los vientos “Power Density Rose” en los que se muestra la dirección del viento predominante, siendo para este caso en concreto 250º aproximadamente respecto al sur.

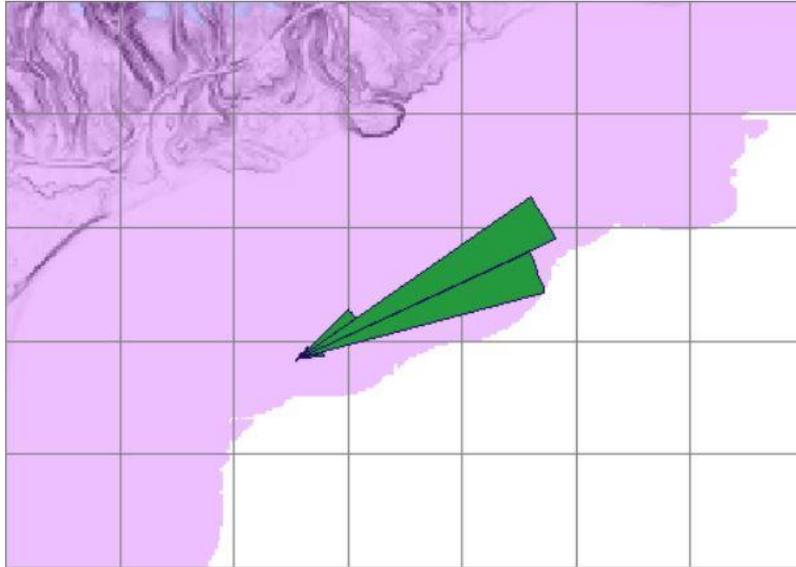


Ilustración 37. Rosa de los vientos

(Fuente: Openwind)

- 5 Una vez introducida la torre de medición, se realiza el cálculo del mapa de viento (Wind Map), seleccionando el área de cálculo.
- 6 Se introduce en el software el aerogenerador que se desea implantar, creando una nueva e introduciendo sus características y curva de potencia.
- 7 Se crea el Layout inicial del parque, formado por cuatro turbinas de 10MW, teniéndose en cuenta el efecto estela, separación entre turbinas, creándose una elipse para minimizar el impacto entre estas.

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)
Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

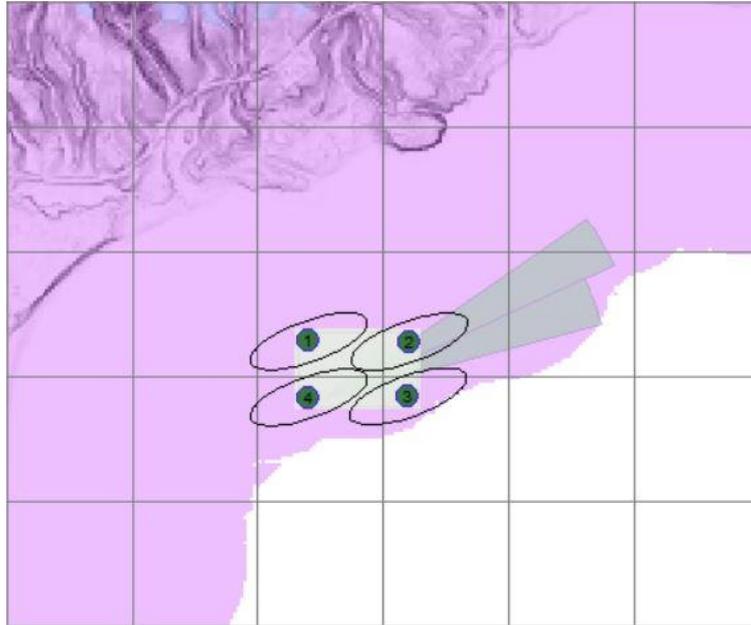


Ilustración 38. Layout inicial con las turbinas

(Fuente: Openwind)

- 8 Para llevar a cabo una correcta optimización, se introducen todas las limitaciones y restricciones, tanto ambientales como de seguridad, por lo que se añaden manualmente puntos de recepción de ruido e impacto visual en diferentes puntos estratégicos de la costa, así como en las playas más cercanas, siendo estas, Dunas de Maspalomas, Playa del Inglés y Playa de San Agustín, obteniéndose de esta forma el mapa de ruido.

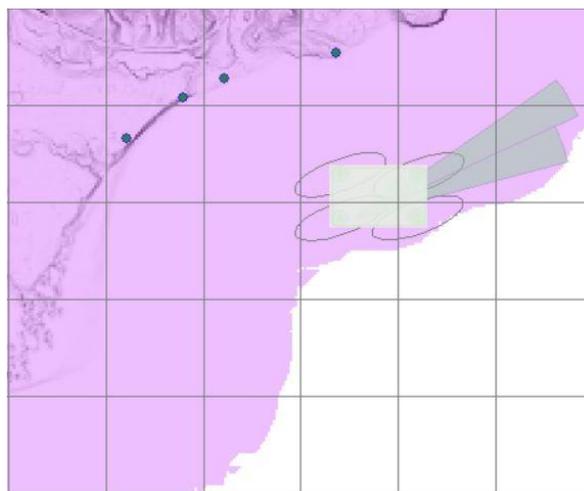


Ilustración 39. Situación de puntos de recepción

(Fuente: Openwind)

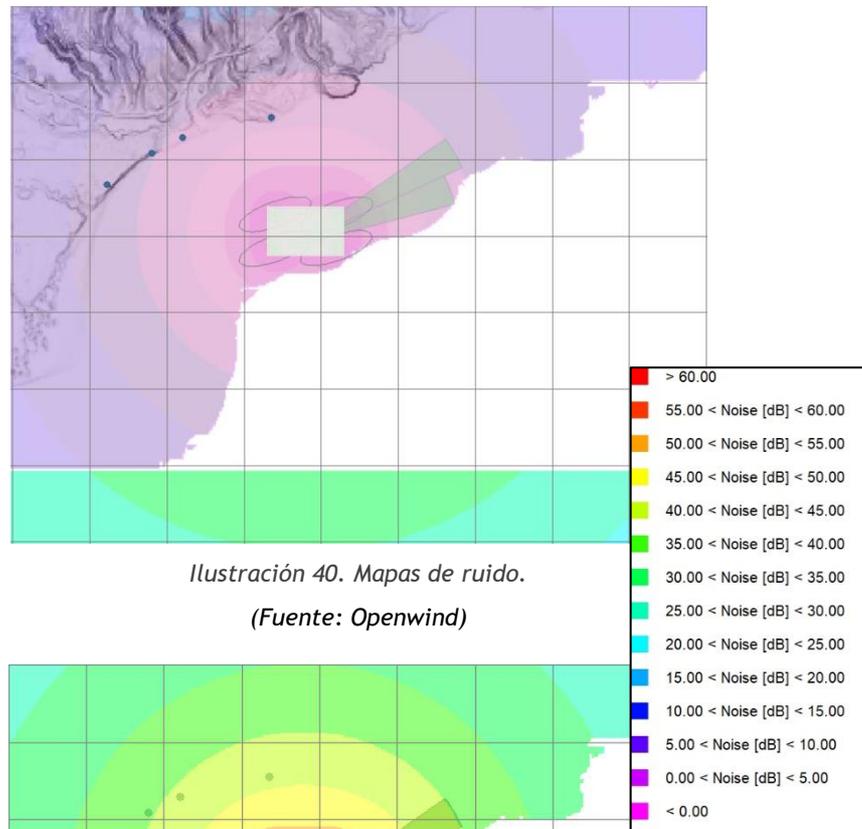


Ilustración 40. Mapas de ruido.

(Fuente: Openwind)

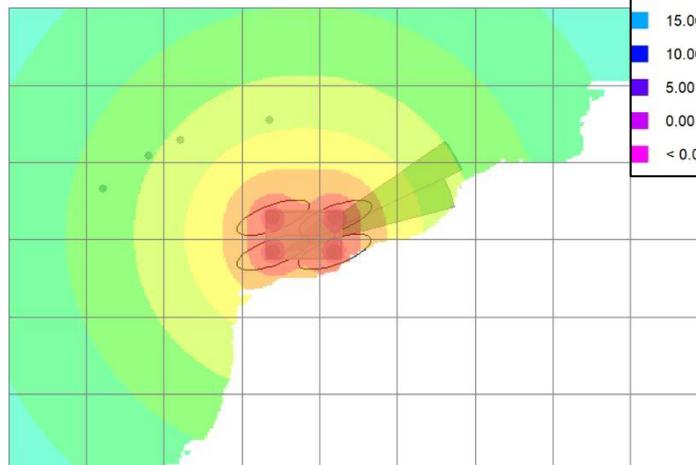


Ilustración 41. Mapas de ruido.

(Fuente: Openwind)

- 9 Una vez introducidas las restricciones, se optimiza el Layout a través de la opción Optimiser Progress y Check Legality para verificar que se cumplen las condiciones establecidas de seguridad e impacto impuestas tanto por los organismos afectados como criterios técnicos de diseño del parque.
- 10 Finalmente se realiza la simulación para obtener la estimación de energía capturada por la solución adoptada del Parque Eólico “La Isla” 40 MW.

Resultados de la simulación

En la siguiente tabla se presentan los datos referentes a la simulación en Openwind:

Resultados de la simulación parque Eólico “La Isla” 40 MW	
Ideal Energy [GWh]	196.60
Gross Energy [GWh]	196.60
Net Energy [GWh]	176.8 (*)
Capacity Factor [%]	30
Topographic Efficiency [%]	100
Array Efficiency [%]	99.92

(*) incluimos un factor de corrección de 0.9 para incluir pérdidas eléctricas, disponibilidad, otras pérdidas operacionales

Layout del parque



Ilustración 42. Layout del parque
 (Imagen: Google Earth)

3.10. Análisis económico

En este apartado estudiaremos varios parámetros importantes de cara a conocer realmente la viabilidad económica del proyecto, como por ejemplo el precio al que generamos energía eléctrica según el contrato PPA con el cliente, las subvenciones que podremos adquirir para este proyecto o el cálculo del VAN y TIR entre otros.

Financiación

El objetivo de nuestro proyecto principalmente es el desarrollo de un parque eólico marino para su posterior venta a un fondo de inversión que sea capaz de llevar a cabo la implantación de este. Además, se prevé contar con las ayudas públicas que el IDEA redacta en su programa con relación a la prima de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables. En primer lugar, nos financiamos a través de un préstamo bancario para poder realizar la primera fase del desarrollo del proyecto, pues realmente la gran financiación de esta empresa depende del cliente que se preste a realizar el proyecto, con el cual realizaremos un contrato de venta del proyecto.

En relación con el cliente, el objetivo es realizar un contrato PPA que garantice un precio de venta de la energía eléctrica por cada año. Para este caso, estableceremos un precio de la energía fijo durante la vida útil del proyecto, el cual será competitivo con el resto de las tecnologías de la competencia y a su vez suficiente para poder obtener unos ingresos considerables.

Inversión inicial

Comenzaremos calculando de manera aproximada la inversión inicial que se debería de tomar para realizar el proyecto, que no es más que el presupuesto de nuestra instalación eólica, desglosado en varias partes. A pesar de que la evacuación de energía eléctrica no es alcance de nuestro proyecto, hemos realizado una estimación de esta para tener en cuenta el porcentaje que ocuparía dicha sección en la inversión inicial, aplicando los precios de los materiales comentados anteriormente en el documento.

Subestación offshore

Descripción	Ud.	N.º Uds.	Precio unitario (€)	Total (€)
Obra Civil Subestación	Ud.	1	600.000	600.000
Transformador de potencia 50 MVA	Ud.	1	650.000	650.000
Aparamenta 66 kV	Ud.	1	150.000	150.000
Interruptores	Ud.		85.000	
Seccionadores	Ud.		34.500	
Trafo.Tensión	Ud.		15.000	
Trafo.Intensidad	Ud.		15.500	
Celdas 33 kV	Ud.	1	100.000	100.000
Materiales y SS.AA	Ud.		75.000	75.000
Montaje	Ud.	1	315.000	315.000
Edificio	Ud.	1	8.000.000	8.000.000
Cimentación semiflotante	Ud.	1	6.000.000	6.000.000

Total: 15.890.000 €

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico "La Isla" 40 MW

Aerogeneradores

Descripción	Ud.	N.º Uds.	Precio unitario (€)	Total (€)
Aerogenerador Vestas V-164 10 MW	Ud.	4	9.200.000	36.800.000
Transporte	Ud.	4	255.000	1.020.000

Total: 37.820.000 €

Obra Civil

Descripción	Ud.	N.º Uds.	Precio unitario (€)	Total (€)
Plataforma semiflotante aerogeneradores	Ud.	4	4.000.000	16.000.000
Enterramiento de líneas	Ud.	1	650.000	1.521.200
Enterramiento de línea subacuática 33 kV	m³.	5000	104	520.000
Enterramiento de línea subacuática 66 kV	m³.	9200	111	1.021.200
Grúas de movilización	Ud.	3	200.000	600.000
Grúas instalación aerogenerador	Ud.	1	1.300.000	1.300.000
Edificio de almacenamiento	Ud.	1	500.000	500.000

Total: 21.462.400 €

Instalación eléctrica

Descripción	Ud.	N.º Uds.	Precio unitario (€)	Total (€)
Instalación B.T. de los aerogeneradores	Ud.	4	1.050	4.200
Celdas de protección	Ud.	4	15.640	62560
Cable 33 kV	m.	5000	20.50	102.500
Cable 66 kV	m.	15000	46.25	693.750
Cable de cobre puesta a tierra	m	5000	30	150.000

Total: 1.013.100 €

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

Ingeniería

Descripción	Ud.	N.º Uds.	Precio unitario (€)	Total (€)
Asistencia durante la licitación y contratación EPC	Ud.	1	35.000	35.000
Elaboración de proyectos de construcción	Ud.	1	320.000	320.000
Supervisión construcción	m.	1	702.000	702.000
El personal local y gastos de oficina	m.	1	135.000	135.000
Asesoría período de garantía	m	1	108.000	108.000

Total: 1.300.000

Presupuesto total de la instalación: 77.485.410



Ilustración 43. Porcentaje presupuesto eólica marina.

Como se puede observar en esta gráfica, los aerogeneradores son la parte más costosa de la instalación, seguido de las cimentaciones flotantes y la conexión a red, en la cual hay que comentar que hemos tenido en cuenta el precio de la construcción de la subestación elevadora marina. Por último, hay que destacar el precio de operación y mantenimiento, que ronda en torno al 10% del coste inicial de la instalación y que se prorrogará durante la vida útil del proyecto.

Ingresos por generación

Como se ha generado anteriormente, la generación del parque será de 176,88 GWh. Debemos tener en cuenta que en espacios marinos el recurso eólico es mayor, por lo que nuestra NHF rondará entre las 1.800 y las 2.500 horas, número más que suficiente para llegar a la generación descrita. Como PPA, el precio de la venta de energía durante la vida útil del proyecto será de 100 €/MWh, así los ingresos serán no más que la energía generada año a año por el precio de venta.

$$\text{Ingresos} = \text{Energía generada} * \text{precio de venta}$$

Valor Actual Neto

El valor actual neto (VAN) es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con esa inversión.

Lo habitual en proyectos de este tipo es contar con un primer desembolso para el total de la inversión, y en períodos sucesivos tener unos flujos de caja (ingresos-gastos) que serán variables.

$$VAN = -I + \frac{FC}{1+i} + \frac{FC}{(1+i)^1} + \dots + \frac{FC}{(1+i)^n}$$

Donde:

- VAN: valor actual neto
- I: inversión inicial
- FC: flujo de caja
- i: Tasa de interés de referencia
- n: número de período de años

Los flujos de caja irán conformados en función de las ganancias por generación eléctrica menos los costes por operación y mantenimiento anuales (OPEX). En nuestro caso, los costes por operación y mantenimiento se computarán como un 10% de los costes CAPEX o de inversión inicial. Por último, tomaremos una tasa de descuento del 8% y una degradación de la generación del 0.50%, pues entendemos que la producción no será igual durante el paso del tiempo, si no que irá disminuyendo de manera progresiva.

De esta manera, para un PPA de 100 €/MWh el VAN final es de 25.50 millones de euros, por lo que el proyecto según este aspecto es bastante rentable.

Tasa interna de retorno

Es el valor de la tasa de interés que hace nulo al Valor Actual Neto. Este valor se puede interpretar como la tasa de interés que el proyecto de inversión es capaz de proporcionar y, por tanto, si es superior a la tasa de interés de referencia comentada, la inversión será en general deseable.

$$0 = -I + \frac{FC}{1+TIR} + \frac{FC}{(1+TIR)^1} + \dots + \frac{FC}{(1+TIR)^n}$$

Para el caso de nuestro proyecto, la TIR sería del 11,54%, un resultado que, al ser mayor que nuestra tasa de descuento, significa que sería rentable. De hecho, el precio del PPA en el que se encuentra el punto muerto financiero del proyecto es de 86,594 €/MWh, por lo que quiere decir que el parque eólico será rentable bajo cualquier contrato que se acuerde superando este precio de venta. Tal y como está el mercado eléctrico, a lo largo de los años el precio de la energía aumentará, por lo que los contratos PPA alcanzarán precios muy superiores al punto muerto, haciendo rentable la mayoría de proyectos.

CAPEX	1 937 135	€/MW
OPEX	193 714	€/MW/year
MW	40	
Degradation	0.50%	
Discount rate	8%	
PPA	100	€/MWh
Amortization	30	

Ilustración 44. Datos de financiación del proyecto

Estimación del LCOE

Uno de los principales indicadores para la evaluación económica del proyecto es el coste nivelado de la energía (LCOE) que representa el valor del coste total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de su vida útil.

Se va a estimar el LCOE para este parque eólico midiendo los costes totales que esa instalación tendrá a lo largo de toda su vida y dividiendo por la producción de energía que realizará también durante todos sus años de operación. Suponiendo 30 años de operación y una tasa del 8%.

$$LCOE = \frac{\frac{CAPEX + OPEX}{\sum_{n=1}^{30} (1+r)^n}}{\frac{Producción\ anual * n^o\ años}{\sum_{n=1}^{30} (1+r)^n}}$$

Dónde:

- CAPEX: Coste de inversión del proyecto.
- OPEX: Coste de operación y mantenimiento en 25 años.
- r: tasa de rentabilidad 8%
- t: 30 años de operación.
- Producción anual del parque en MWh.
- N° años: vida útil del parque eólico.

Teniendo en cuenta tanto los costes de inversión y mantenimiento que se presentan en la tabla 8 como los demás parámetros de la ecuación 3, se estima un LCOE de 86,59 €/MWh. Es un valor más alto que la misma tecnología, pero de tipología terrestre, sin embargo, hay que tener en cuenta que se trata de una instalación marina, por lo que podemos dar por válida esta estimación del precio. Además, debemos recordar que, según el IDEA, para 2025, el LCOE de los primeros parques comerciales debería oscilar entre 80 y 100 €/MWh, estando nuestro parque dentro de dicho rango.

Pay-Back

Pasaremos a determinar el Pay-Back, o dicho de otra forma el período de recuperación, que no es más que el número de años que se tarda en recuperar el proyecto. Para ello, sumaremos los flujos de caja hasta llegar al punto donde esta suma supere a la inversión inicial. Para nuestro caso, el retorno estaría entre los 10 y los 11 años de puesta en marcha de la instalación. A priori, es un retorno bastante aceptable, ya que debemos de tener en cuenta que para instalaciones más pequeñas offshore el

Máster en Energías Renovables y Mercado Energético (MERME)

Proyecto Consultora en Energías Renovables. Parque Eólico “La Isla” 40 MW

retorno es mayor. Convendría instalar más potencia del parque para aumentar tanto los ingresos como la rentabilidad del proyecto, no obstante, no debemos olvidar que se trata de un proyecto pionero, por lo que esta faceta tiene un amplio margen de mejora.

Año	CapEx [M€]	OpEx [M€]	OpEx *disc[M€]	Generación [MWh]	Generación [MWh]*disc	Ingresos [M€]	Ingresos *disc [M€]	Cashflow	Cashflow [M€] *disc
0	77.55	0	0	0	0	0	0	-77.5	-77.5
1	0	7.75	7.17	0.176	0.164	17.7	16.4	9.93	9.20
2	0	7.75	6.64	0.175	0.151	17.6	15.1	9.84	8.44
3	0	7.75	6.15	0.174	0.139	17.5	13.9	9.76	7.74
4	0	7.75	5.70	0.174	0.128	17.4	12.8	9.67	7.11
5	0	7.75	5.27	0.173	0.118	17.3	11.8	9.58	6.52
6	0	7.75	4.88	0.172	0.109	17.2	10.9	9.49	5.98
7	0	7.75	4.52	0.172	0.1	19.2	10	9.41	5.49
8	0	7.75	4.19	0.171	0.0922	17.1	10.2	9.32	5.04
9	0	7.75	3.88	0.170	0.085	17	9.22	9.24	4.62
10	0	7.75	3.59	0.169	0.0783	16.9	8.50	9.15	4.24
11	0	7.75	3.32	0.168	0.0721	16.8	7.83	9.07	3.89
12	0	7.75	3.08	0.167	0.0664	16.7	7.21	8.98	3.57
13	0	7.75	2.85	0.166	0.0612	16.6	6.64	8.90	3.27
14	0	7.75	2.64	0.166	0.0564	16.6	6.12	8.82	3.00
15	0	7.75	2.44	0.165	0.052	16.5	5.64	8.73	2.75
16	0	7.75	2.26	0.164	0.0479	16.4	5.20	8.65	2.53
17	0	7.75	2.09	0.163	0.0441	16.3	4.79	8.57	2.32
18	0	7.75	1.94	0.162	0.0406	16.2	4.41	8.49	2.12
19	0	7.75	1.80	0.162	0.0374	16.2	4.06	8.41	1.95
20	0	7.75	1.66	0.161	0.0345	16.1	3.74	8.33	1.79
21	0	7.75	1.54	0.160	0.0318	16	3.45	8.24	1.64
22	0	7.75	1.43	0.159	0.0293	15.9	3.18	8.17	1.50
23	0	7.75	1.32	0.158	0.027	15.8	2.93	8.09	1.38
24	0	7.75	1.22	0.158	0.0248	15.8	2.70	8.01	1.26
25	0	7.75	1.13	0.157	0.0229	15.7	2.48	7.93	1.16
26	0	7.75	1.05	0.156	0.0211	15.6	2.29	7.85	1.06
27	0	7.75	0.97	0.155	0.0194	15.5	2.11	7.77	0.973
28	0	7.75	0.89	0.154	0.0179	15.4	1.94	7.69	0.892
29	0	7.75	0.83	0.154	0.0165	15.4	1.79	7.62	0.817
30	0	7.75	0.77	0.153	0.0152	15.3	1.65	7.54	0.749

4. CONCLUSIONES

La energía eólica offshore es una gran oportunidad para incrementar la generación eléctrica renovable en el país, ya que es una tecnología con un gran futuro y evolución. En nuestro caso, las Islas Canarias, la implementación de este parque eólico offshore ayudaría a alcanzar este objetivo, ayudando a esta comunidad con un gran recurso eólico a depender menos de los combustibles fósiles apostando definitivamente por la generación renovable.

En la actualidad, se ha producido una reducción significativa de los costes de la energía eólica offshore y aún se espera más en los próximos años, llevándola a unos niveles competitivos mayores respecto a otras tecnologías renovables. El desarrollo de la tecnología ha crecido a pasos agigantados en los últimos años, ayudando significativamente también a dicha reducción de costes.

La consecución de este proyecto se ha realizado también utilizando datos de carácter público, llevado a cabo tras una búsqueda incesante de documentación que añade un valor añadido a este proyecto.

Por último, pensamos que este proyecto cuenta con una potencia instalada aceptable, una rentabilidad notable y una viabilidad más que demostrada. La energía eólica offshore avanza, y Windalia ayuda a impulsarla.

Referencias

El desarrollo de esta idea de proyecto incluye múltiples fuentes de información de instituciones españolas, europeas y centros de investigación.

A continuación, se incluyen las principales fuentes consultadas y herramientas que se han utilizado para la realización del presente proyecto:

- [1] REE (Red Eléctrica de España). Portal de generación.
<https://www.ree.es/es/datos/generacion>
 - [2] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar.
<https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/desarrollo-eolica-marina-energias/default.aspx>
 - [3] IRENA (International Renewable Energy Agency)
 - [4] Global Wind Atlas.
<https://globalwindatlas.info/>
 - [5] AESA (Agencia Estatal de Seguridad Aérea).
<https://www.seguridadaerea.gob.es/>
 - [6] Marine Traffic
<https://www.marinetraffic.com/en/ais/home/centerx:-15.6/centery:27.8/zoom:11>
 - [7] Global Multi-Resolution Topography (GMRT)
<https://www.gmrt.org/index.php>
 - [8] Planes de Ordenación del Espacio Marítimo - Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto demográfico
 - [9] Vestas
<https://www.vestas.com/en>
 - [10] Nexans
<https://www.nexans.es/es/>
 - [11] Energías Renovables Marinas: Sistemas de transmisión para parques eólicos marinos
energiasrenovablesmarinas.blogspot.com
 - [12] MHI Vestas 10 MW Turbines to Power Floating Offshore Project
nawindpower.com
 - [13] Página Web del Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital:
<https://datos.gob.es/es/catalogo/ge0012152-modelo-digital-de-terreno-mdt-de-25x25-metros>
 - [14] Copernicus
<https://cds.climate.copernicus.eu/api-how-to>
 - [15] Visor Cartográfico
<http://www.infomar.miteco.es/visor.html>
- Wind Power Monthly: Vestas and MHI finalise offshore joint venture | Windpower Monthly
<https://www.windpowermonthly.com/article/1213758/vestas-mhi-finalise-offshore-joint-venture>

ANEXOS

Fichas Técnicas

V164-10.0 MW™



V164-10.0 MW™ at a glance

Built on the track record and proven technology of the 9 MW Platform, the V164-10.0 MW™ is the world's first commercial double digit offshore wind turbine.

Built on the track record and proven technology of the 9 MW Platform, the V164-10.0 MW™ is the world's first commercial double digit offshore wind turbine.

Reaching an industry milestone

The V164-10.0 MW™ incorporates a stronger gearbox, some minor mechanical upgrades, and a small design change to enhance air flow and increase cooling in the converter. The upgrades ensure that this gentle giant can run at full power, at a site with wind speeds of 10 metres per second, for 25 years.

- Flanged connected drive train with easy-access key-components
- Main bearings, coupling, gearbox and generator is possible to lift out separately for service
- Permanent magnet generator
- Nacelle dimensions: 9.3 m x 20.7 m x 8.8 m (H x L x W)
- Rotor diameter: 164 m
- Helihoist platform available
- Built on the proven and trusted 9 MW Platform
- Full scale converter 50/60 Hz at 33-35 or 66 kV nominal voltage



Technical specifications

POWER REGULATION OPERATIONAL DATA

Pitch regulated with variable speed

Rated power	10,000kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	25m/s
Wind class	IEC S or S, T
Standard operating temperature range	from -15°C to +25°C* with a de-rating interval from +25°C to +35°C

SOUND POWER

Maximum	112.9dB(A)
---------	------------

***Sound Optimised Modes dependent on site and country

ROTOR

Rotor diameter	164m
Swept area	21,124m ²
Aerodynamic brake	Three blades full feathering

ELECTRICAL

Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale

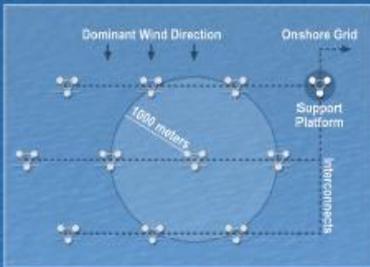
GEARBOX

Type	medium speed
------	--------------

TOWER

Hub heights	Site-specific
-------------	---------------

Wind Farm and Interconnect Layout



Column Stabilization and Closed Loop Active Ballast System



Integrated Column/Tower



Boat Landing and Safety Equipment





XLPE Submarine Cable Systems Attachment to XLPE Land Cable Systems - User's Guide

Rev 5

CONTENT

XLPE Submarine Cable Systems

Current rating for XLPE submarine cable systems	3
Current rating for three-core cables	3
Current rating for single-core cables	4
Technical data for XLPE submarine cable systems	5
Single-core cables with lead sheath	5
Three-core cables with copper wire screen	6
Three-core cables with lead sheath	7

To make sure you have the latest version of this brochure,
have a look at www.abb.com/cables

CURRENT RATING FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

The XLPE cable should at least have a conductor cross section adequate to meet the system requirements for power transmission capacity. The cost of energy losses can be reduced by using larger conductor.

Load losses in XLPE cables are primarily due to the ohmic losses in the conductor and the metallic screen. XLPE cables can be loaded continuously to a conductor temperature of 90°C.

The dielectric losses of XLPE insulation are present also at no load. Those losses depend on the operation voltage applied and shall be considered above 100 kV.

Dielectric losses in XLPE cables are lower than for EPR and fluid-filled cables.

The current rating of submarine cables follows the same rules as for land cables. However there are some differences:

- Three-core submarine cables usually have steel wire armour. Single-core cables have non-magnetic armour.
- Single-core cables can be laid separated or close. Close laying gives lower losses. Separation eliminates mutual heating but means higher losses in the armour. The induced current in the armour can be high, up to the same value as in the conductor.



Single-core cable with lead sheath and wire armour



Three-core cable with optic fibers, lead sheath and wire armour

Continuous current ratings for three-core submarine cables are given in Tables 33-34 and for single-core cables in Tables 35-36. The continuous current ratings are calculated according to IEC 60287 series of standards and with the following conditions:

- One three-core cable or one three-phase group of single-core cables
- Temperature in sea bed 20°C
- Laying depth in sea bed 1.0 m
- Sea bed thermal resistivity 1.0 K x m/W

Rating factors for sea bed temperature - see Tables 7-11 in the brochure "XLPE Land Cable Systems - User's guide".

Current rating for three-core submarine cables with steel wire armour

Table 33

10-90 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm ²	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
95	300	235
120	340	265
150	375	300
185	420	335
240	480	385
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

Table 34

100-300 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm ²	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

CURRENT RATING FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Current rating for single-core submarine cables

Table 35

Cross section Cu conductor	Rated voltage 10 - 90 kV	
	Wide spacing	Close spacing
mm ²	A	A
95	410	315
120	465	355
150	520	395
185	585	435
240	670	495
300	750	545
400	840	610
500	940	670
630	1050	740
800	1160	805
1000	1265	870

Table 36

Cross section Cu conductor	Rated voltage 100 - 420 kV	
	Wide spacing	Close spacing
mm ²	A	A
185	580	445
240	670	505
300	750	560
400	845	620
500	950	690
630	1065	760
800	1180	830
1000	1290	895

Note 1: Calculations were performed assuming single layer of 5 mm copper armour wire.

Note 2: Aluminium cables (conductor made of aluminum and armouring made of aluminium alloy) will have a rating of 75 to 80 % for the same conductor area.

Note 3: The rating data given in the above tables should be regarded as indicative only.

Note 4: Cross sections larger than 1000 mm² can be offered on request.

TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Single-core cables with lead sheath

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance ● ● ●
mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	μF/km	A/km	mH/km

Table 37

Single-core cables, nominal voltage 220 kV (Um = 245 kV)										
500	26.2	24.0	77.6	2.9	111.0	19.1	29.3	0.14	5.8	1.42
630	29.8	23.0	79.2	3.0	112.8	20.0	31.2	0.16	6.4	1.40
800	33.7	23.0	83.1	3.1	117.5	21.9	34.5	0.17	6.9	1.37
1000	37.9	23.0	87.3	3.1	121.9	23.5	37.7	0.19	7.4	1.35
1200	41.2	23.0	90.6	3.1	125.2	24.8	40.4	0.20	7.8	1.33
1400	44.4	23.0	93.8	3.1	128.6	26.1	43.2	0.21	8.2	1.32
1600	47.4	23.0	96.8	3.1	131.8	27.5	46.0	0.22	8.6	1.31

Table 38

Single-core cables, nominal voltage 275 kV (Um = 300 kV)										
500	26.2	26.0	81.6	3.0	115.2	20.5	31.1	0.14	6.8	1.42
630	29.8	24.0	81.2	3.0	114.8	20.6	31.8	0.16	7.7	1.40
800	33.7	24.0	85.1	3.1	119.5	22.5	35.2	0.17	8.3	1.37
1000	37.9	24.0	89.3	3.1	123.9	24.1	38.4	0.18	9.0	1.35
1200	41.2	24.0	92.6	3.1	127.4	25.5	41.6	0.19	9.5	1.33
1400	44.4	24.0	95.8	3.1	130.6	26.8	44.4	0.20	10.0	1.32
1600	47.4	24.0	98.8	3.1	133.8	28.1	47.2	0.21	10.4	1.31

Table 39

Single-core cables, nominal voltage 330 kV (Um = 362 kV)										
630	29.8	28.0	89.2	3.1	123.4	23.3	35.2	0.14	8.8	1.40
800	33.7	27.0	91.1	3.1	125.9	24.3	37.5	0.15	9.7	1.37
1000	37.9	26.0	93.3	3.1	128.1	25.3	39.9	0.17	10.7	1.35
1200	41.2	25.0	94.6	3.1	129.4	26.1	42.0	0.18	11.1	1.33
1400	44.4	25.0	97.8	3.1	132.8	27.4	44.9	0.19	11.6	1.32
1600	47.4	25.0	100.8	3.1	135.8	28.7	47.7	0.20	12.1	1.31

Table 40

Single-core cables, nominal voltage 400 kV (Um = 420 kV)										
630	29.8	32.0	98.2	3.1	132.8	26.1	38.8	0.13	9.6	1.40
800	33.7	30.0	98.1	3.1	133.1	26.5	40.2	0.15	10.7	1.37
1000	37.9	29.0	100.3	3.1	135.3	27.5	42.6	0.16	11.7	1.35
1200	41.2	27.0	99.6	3.1	134.6	27.7	44.0	0.18	12.9	1.33
1400	44.4	27.0	102.8	3.1	138.0	29.0	46.9	0.19	13.5	1.32
1600	47.4	27.0	105.8	3.1	141.0	30.4	49.7	0.19	14.1	1.31

TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Three-core cables with copper wire screen

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Cross section of screen	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm ²	mm	mm	mm	mm ²	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km

Table 41

Three-core cables, nominal voltage 10 kV (Um = 12 kV)										
70	9.6	3.4	18.8	16	80.7	13.7	15.0	0.31	0.6	0.41
95	11.2	3.4	20.4	16	84.2	14.4	16.2	0.34	0.6	0.39
120	12.6	3.4	21.8	16	87.2	14.9	17.2	0.37	0.7	0.37
150	14.2	3.4	23.4	16	90.6	15.7	18.5	0.40	0.7	0.36
185	15.8	3.4	25.0	16	94.1	16.5	19.9	0.44	0.8	0.35
240	18.1	3.4	27.3	16	99.1	17.7	22.2	0.48	0.9	0.33
300	20.4	3.4	29.6	16	104.0	18.9	24.5	0.53	1.0	0.32
400	23.2	3.4	32.4	16	110.1	20.8	28.2	0.59	1.1	0.31
500	26.2	3.4	35.8	16	117.4	22.7	32.1	0.66	1.2	0.30

Table 42

Three-core cables, nominal voltage 20 kV (Um = 24 kV)										
70	9.6	5.5	23.0	16	89.8	15.1	16.4	0.21	0.8	0.44
95	11.2	5.5	24.6	16	93.2	15.8	17.6	0.23	0.9	0.41
120	12.6	5.5	26.0	16	96.2	16.6	18.8	0.25	0.9	0.40
150	14.2	5.5	27.6	16	99.7	17.3	20.1	0.27	1.0	0.38
185	15.8	5.5	29.2	16	103.2	18.2	21.6	0.29	1.1	0.37
240	18.1	5.5	31.5	16	108.1	19.3	23.7	0.32	1.2	0.35
300	20.4	5.5	33.8	16	113.1	20.6	26.2	0.35	1.3	0.34
400	23.2	5.5	36.6	16	119.1	22.5	29.9	0.39	1.4	0.33
500	26.2	5.5	40.0	16	126.5	24.5	33.8	0.43	1.6	0.32
630	29.8	5.5	43.6	16	134.3	26.7	38.5	0.48	1.7	0.31

Table 43

Three-core cables, nominal voltage 30 kV (Um = 36 kV)										
70	9.6	8.0	28.0	16	100.6	16.9	18.2	0.16	0.9	0.46
95	11.2	8.0	29.6	16	104.0	17.7	19.5	0.18	1.0	0.44
120	12.6	8.0	31.0	16	107.0	18.4	20.7	0.19	1.0	0.42
150	14.2	8.0	32.6	16	110.5	19.3	22.1	0.21	1.1	0.41
185	15.8	8.0	34.2	16	114.0	20.1	23.6	0.22	1.2	0.39
240	18.1	8.0	36.5	16	118.9	21.4	25.9	0.24	1.3	0.38
300	20.4	8.0	38.8	16	123.9	22.6	28.2	0.26	1.4	0.36
400	23.2	8.0	41.6	16	129.9	24.6	32.0	0.29	1.6	0.35
500	26.2	8.0	45.0	16	137.3	26.7	36.0	0.32	1.7	0.34
630	29.8	8.0	48.6	16	145.1	29.2	40.9	0.35	1.9	0.32
800	33.7	8.0	52.5	16	154.4	32.2	47.2	0.38	2.1	0.31

TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Three-core cables with lead sheath

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km

Table 44

Three-core cables, nominal voltage 45 kV (Um = 52 kV)										
95	11.2	8.0	29.6	1.3	109.0	19.1	20.8	0.18	1.5	0.43
120	12.6	8.0	31.0	1.3	112.0	20.0	22.3	0.19	1.6	0.42
150	14.2	8.0	32.6	1.4	116.0	21.6	24.4	0.21	1.6	0.40
185	15.8	8.0	34.2	1.4	119.0	22.7	26.2	0.22	1.8	0.39
240	18.1	8.0	36.5	1.5	124.0	25.0	29.5	0.24	2.0	0.37
300	20.4	8.0	38.8	1.6	130.0	27.3	32.9	0.26	2.2	0.36
400	23.2	8.0	41.6	1.7	136.0	30.4	37.9	0.29	2.3	0.35
500	26.2	8.0	45.0	1.8	144.0	33.8	43.2	0.32	2.6	0.33
630	29.8	8.0	48.6	1.9	152.0	37.8	49.7	0.35	2.9	0.32
800	33.7	8.0	52.5	2.1	162.0	43.5	58.6	0.38	3.1	0.31
1000	37.9	8.0	57.3	2.2	173.0	49.3	68.1	0.42	3.5	0.30

Table 45

Three-core cables, nominal voltage 66 kV (Um = 72.5 kV)										
95	11.2	9.0	31.6	1.3	113.0	19.8	21.6	0.17	2.0	0.44
120	12.6	9.0	33.0	1.4	116.0	21.6	23.8	0.18	2.1	0.43
150	14.2	9.0	34.6	1.4	120.0	22.9	25.7	0.19	2.3	0.41
185	15.8	9.0	36.2	1.4	124.0	24.5	28.0	0.20	2.4	0.40
240	18.1	9.0	38.5	1.6	129.0	26.8	31.3	0.22	2.6	0.38
300	20.4	9.0	40.8	1.6	134.0	28.7	34.3	0.24	2.8	0.37
400	23.2	9.0	43.6	1.7	141.0	31.7	39.2	0.26	3.1	0.35
500	26.2	9.0	47.0	1.9	149.0	36.0	45.4	0.29	3.5	0.34
630	29.8	9.0	50.6	2.0	157.0	40.1	52.0	0.32	3.7	0.33
800	33.7	9.0	54.5	2.1	167.0	45.1	60.1	0.35	4.1	0.32
1000	37.9	9.0	59.3	2.3	178.0	51.8	70.7	0.38	4.6	0.31

Table 46

Three-core cables, nominal voltage 110 kV (Um = 123 kV)										
185	15.8	16.0	50.2	2.0	156.0	37.4	40.9	0.14	2.8	0.46
240	18.1	15.0	50.5	2.0	157.0	38.0	42.5	0.15	3.0	0.43
300	20.4	14.0	50.8	2.0	157.0	38.5	44.1	0.17	3.5	0.41
400	23.2	13.0	51.6	2.0	159.0	39.7	47.2	0.20	3.9	0.38
500	26.2	13.0	55.0	2.1	167.0	43.6	53.0	0.22	4.3	0.37
630	29.8	13.0	58.6	2.3	176.0	48.8	60.7	0.24	4.7	0.36
800	33.7	13.0	62.5	2.4	185.0	54.4	69.5	0.26	5.2	0.34
1000	37.9	13.0	67.3	2.6	197.0	61.6	80.5	0.28	5.6	0.33

TECHNICAL DATA FOR XLPE SUBMARINE CABLE SYSTEMS

Three-core cables with lead sheath

Cross-section of conductor	Diameter of conductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capacitance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm ²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	μF/km	A/km	mH/km

Table 47

Three-core cables, nominal voltage 132 kV (U _m = 145 kV)										
185	15.8	18.0	54.2	2.1	165.0	41.4	44.9	0.13	3.0	0.47
240	18.1	17.0	54.5	2.1	166.0	41.8	46.3	0.14	3.4	0.44
300	20.4	16.0	54.8	2.1	167.0	42.4	48.0	0.16	3.8	0.42
400	23.2	15.0	55.6	2.1	168.0	43.6	51.1	0.18	4.3	0.40
500	26.2	15.0	59.0	2.3	176.0	48.6	58.0	0.20	4.6	0.38
630	29.8	15.0	62.6	2.4	185.0	53.3	65.2	0.21	5.1	0.37
800	33.7	15.0	66.5	2.5	194.0	59.0	74.0	0.23	5.6	0.36
1000	37.9	15.0	71.3	2.7	206.0	66.6	85.4	0.25	6.1	0.35

Table 48

Three-core cables, nominal voltage 150 kV (U _m = 170 kV)										
240	18.1	21.0	62.5	2.4	184.0	51.1	55.5	0.13	3.4	0.47
300	20.4	20.0	62.8	2.4	185.0	51.7	57.3	0.14	3.7	0.44
400	23.2	19.0	63.6	2.4	187.0	52.9	60.5	0.15	4.1	0.42
500	26.2	18.0	65.0	2.5	190.0	55.7	65.1	0.17	4.7	0.40
630	29.8	17.0	66.6	2.5	194.0	57.8	69.7	0.19	5.3	0.38
800	33.7	17.0	70.5	2.7	204.0	64.7	79.8	0.21	5.7	0.37
1000	37.9	17.0	75.3	2.8	215.0	71.6	90.5	0.23	6.3	0.36

Table 49

Three-core cables, nominal voltage 220 kV (U _m = 245 kV)										
500	26.2	24.0	77.6	2.9	219.0	71.8	81.3	0.14	5.7	0.43
630	29.8	23.0	79.2	3.0	224.0	74.9	86.7	0.16	6.4	0.41
800	33.7	23.0	83.1	3.1	234.0	80.2	95.3	0.17	6.9	0.40
1000	37.9	23.0	87.3	3.1	241.0	85.1	104.0	0.19	7.4	0.38

Table 50

Three-core cables, nominal voltage 275 kV (U _m = 300 kV)										
500	26.2	26.0	81.6	2.9	229.0	75.3	84.7	0.14	6.8	0.44
630	29.8	24.0	81.2	3.0	228.0	77.0	88.9	0.16	7.7	0.42
800	33.7	24.0	85.1	3.1	237.0	82.5	97.6	0.17	8.3	0.40
1000	37.9	24.0	89.3	3.1	247.0	87.4	106.3	0.18	9.0	0.39

Contact us

**ABB's high voltage cable unit in
Sweden**

Phone: +46 455 556 00

Fax: +46 455 556 55

E-Mail: sehvc@se.abb.com

www.abb.com/cables

BS7870 - 4.10 19/33kv Single Core Un-armoured

19/33kV Single Core un-armoured XLPE insulated cables

DESCRIPTION

Important Note: this information is for general guidance only, based on standard design options. Exact data will vary based upon the options required, and therefore a full data sheet for the exact design should be requested prior to any order.

Voltage Rating:

- 19/33 (36) kV

Typical Constructions:

Conductors

- Stranded Copper or
- Stranded Aluminium
- Option - water swellable powders or tapes

Conductor Screen

- SC XLPE

Insulation

- XLPE

Insulation Screen

- Bonded SC XLPE
- Option - cold strippable SC XLPE

Paper separation Tapes

- Option - water swellable tapes

Copper Wire Screen

- Number and diameter of wires dependant upon required earth fault rating
- Option - copper equalising tapes applied helically

Sheath

- Black MDPE
- Option - LSOH material
- Sheath embossed or indented with year of manufacture, size and type of conductor and voltage in accordance with design standard employed
- Option - sequential metre marking



STANDARDS

International IEC 60502

National BS 7870-4.10

All drawings, designs, specifications, plans and particulars of weights, size and dimensions contained in the technical or commercial documentation of Nexans is indicative only and shall not be binding on Nexans or be treated as constituting a representation on the part of Nexans.

Version 001 Generated 12/10/20 www.nexans.co.uk Page 1 / 3

BS7870 - 4.10 19/33kv Single Core Un-armoured

TYPICAL DATA FOR CABLES WITH COPPER CONDUCTORS

Nominal cross-sectional area	mm ²	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	800	1000
Approximate diameter over conductor	mm	9.8	11.5	12.8	14.3	15.9	18.4	20.5	23.2	26.2	30.3	34.7	38
Approximate diameter over insulation	mm	27	28.7	30	31.5	33.1	35.6	38.1	41.2	44.2	48.3	52.7	57.3
Approximate overall diameter	mm	34.1	36.1	37.5	39.3	41	43.8	46.6	50.2	53.4	58	66	71
Approximate weight of Cable	kg/m	1560	1880	2160	2480	2860	3530	4220	5150	6250	7740	9630	12200
Minimum bending radius (static)	mm	340	360	380	390	420	440	470	500	540	580	660	710
Maximum pulling tension on Cable	kg	350	475	600	750	925	1200	1500	2000	2500	3150	4000	5000
Maximum DC resistance (R) @ 20°C	W/km	0.268	0.193	0.153	0.124	0.099	0.075	0.060	0.047	0.036	0.028	0.022	0.017
Maximum AC resistance (R') @ 90°C	W/km	0.342	0.247	0.196	0.159	0.128	0.098	0.079	0.063	0.051	0.042	0.035	0.03
Inductance (L) @ 50Hz @ 90°C	mH/km	0.43	0.41	0.4	0.38	0.37	0.36	0.36	0.33	0.32	0.31	0.3	0.29
Approximate Capacitance (C)	µF/km	0.14	0.16	0.17	0.18	0.2	0.22	0.25	0.26	0.29	0.32	0.35	0.38

Short circuit ratings

1 Second Short Circuit Rating of Conductor (90 to 250°C)	kA	9.7	13.5	17.1	21	26.3	34.6	43.4	57.7	72.1	90.7	115.1	143.8
1 Second Short Circuit Rating of a 35mm ² Copper wire screen (80 to 250°C)	kA	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
1 Second Short Circuit Rating of a 50mm ² Copper wire screen (80 to 250°C)	kA	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2

Current Carrying Capacity (cables laid in trefoil)

Direct Buried	A	270	320	360	410	460	530	600	690	760	850	930	1010
Single way ducts	A	270	320	360	405	445	520	570	630	700	780	860	920
In Air	A	320	390	445	510	580	680	770	890	1020	1160	1290	1430

Values for minimum bending radius are multiplied by two for cables being laid (dynamic)

Ampacity Values based on :

- Depth of cover = 800mm ,
- Thermal resistivity of soil = 1.2K.m/W ,
- Soil temperature = 15°C
- Ambient Air temperature = 25°C
- Maximum conductor temperature = 90°C

TYPICAL DATA FOR CABLES WITH ALUMINIUM CONDUCTORS

Nominal cross-sectional area	mm ²	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	800	1000	1200
Approximate diameter over conductor	mm	9.8	11.4	12.9	14	16.2	18	20.5	23.3	26.4	30	34.7	38	41.2
Approximate diameter over insulation	mm	27	28.6	30.1	31.2	33.4	35.2	38.1	41.3	44.4	48	52.7	57.3	60.2
Approximate overall diameter	mm	34.1	36	37.6	39	41.3	43.4	46.6	50.2	53.7	57.6	66	71	74
Approximate weight of Cable	kg/m	1140	1290	1430	1550	1760	1990	2330	2740	3200	3770	4720	5480	6090
Minimum bending radius (static)	mm	340	360	380	390	420	440	470	500	540	580	660	710	740

All drawings, designs, specifications, plans and particulars of weights, size and dimensions contained in the technical or commercial documentation of Nexans is indicative only and shall not be binding on Nexans or be treated as constituting a representation on the part of Nexans.

Version 001 Generated 12/10/20 www.nexans.co.uk Page 2 / 3

BS7870 - 4.10 19/33kv Single Core Un-armoured

Maximum pulling tension on Cable	kg	210	285	360	450	555	720	900	1200	1500	1890	2400	3000	3600
Maximum DC resistance (R) @ 20°C	W/km	0.443	0.32	0.253	0.206	0.164	0.125	0.1	0.0778	0.0605	0.0469	0.0367	0.0291	0.0247
Maximum AC resistance (R') @ 90°C	W/km	0.568	0.411	0.325	0.265	0.211	0.162	0.13	0.102	0.081	0.064	0.052	0.044	0.039
Inductance (L) @ 50Hz @ 90°C	mH/km	0.43	0.41	0.4	0.38	0.37	0.36	0.36	0.33	0.32	0.31	0.3	0.29	0.29
Approximate Capacitance (C)	µF/km	0.14	0.16	0.17	0.18	0.2	0.22	0.25	0.26	0.29	0.32	0.35	0.38	0.41

Short circuit ratings

1 Second Short Circuit Rating of Conductor (90 to 250°C)	kA	6.8	9.2	11.6	14.5	17.8	23.1	28.8	38.3	47.8	60.2	76.4	95.4	114.4
1 Second Short Circuit Rating of a 35mm ² Copper wire screen (80 to 250°C)	kA	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
1 Second Short Circuit Rating of a 50mm ² Copper wire screen (80 to 250°C)	kA	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2

Current Carrying Capacity (cables laid in trefoil)

Direct Buried	A	210	250	280	320	360	415	475	550	610	690	780	860	920
Single way ducts	A	210	250	280	320	350	415	460	520	570	650	770	800	980
In Air	A	250	305	345	400	450	530	600	700	820	940	1070	1210	1325

Values for minimum bending radius are multiplied by two for cables being laid (dynamic)

Ampacity Values based on :

- Depth of cover = 800mm ,
- Thermal resistivity of soil = 1.2K.m/W ,
- Soil temperature = 15°C
- Ambient Air temperature = 25°C
- Maximum conductor temperature = 90°C



THORNE &
DERRICK
INTERNATIONAL

Thorne & Derrick
+44 (0) 191 410 4292
www.powerandcables.com