COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO MARINO EN LAS COSTAS ESPAÑOLAS

Autor: Isabel Rivera Ruiz

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Julio 2021

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título

Estudio de Viabilidad de un Parque Eólico Marino en las Costas Españolas

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2020/2021 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Isabel Rivera Ruiz Fecha: 11/ 07/2021

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

ALONSO ALONSO CONSOLACION - 05408293G

Firmado digitalmente por ALONSO ALONSO CONSOLACION - 05408293G
Fecha: 2021.07.12 10:12:37 +02'00'

Fdo.: Consolación Alonso Alonso Fecha: ……/ 07/ 2021

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Isabel Rivera Ruiz

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Estudio de Viabilidad de un Parque Eólico Marino en las Costas Españolas, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar "marcas de agua" o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente)*.

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción

de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusive del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 11 de Julio de 2021

ACEPTA

Fdo. Isabel Rivera Ruiz

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO MARINO EN LAS COSTAS ESPAÑOLAS

Autor: Isabel Rivera Ruiz

Director: Consolación Alonso Alonso

Madrid

Julio 2021

Agradecimientos

A VORTEX, por ceder altruistamente la serie de viento

A mi directora Consuelo por toda la ayuda

A mi familia y amigos

ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO MARINO EN LAS COSTAS ESPAÑOLAS.

Autor: Rivera Ruiz, Isabel.
Director: Alonso Alonso, Consolación.
Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

En este trabajo de fin de máster se expone el estudio de viabilidad técnica de un parque eólico marino de 126 MW de cimentaciones fijas en la costa del Delta del Ebro. Se ha estudiado la selección del emplazamiento, el recurso eólico, cimentaciones, realizándose también la selección de aerogenerador, el diseño de la instalación eléctrica y un estudio de viabilidad económico. Los resultados obtenidos indican que el parque propuesto cumple con los requisitos técnicos, pero necesitaría de ayudas o subsidios para garantizar la viabilidad económica del proyecto debido a los altos costes de inversión.

Palabras clave: Eólica marina, costa española, cimentaciones fijas, rentabilidad.

1. Introducción

La energía eólica marina mantiene un crecimiento sostenido propiciado por la evolución de la técnica y el abaratamiento de costes. De este modo se espera que para el año 2030 la capacidad europea instalada de energía eólica marina aumente en 29 GW [1]. Los objetivos de descarbonización fijados por la Unión Europea en el Pacto Verde Europeo para alcanzar la neutralidad climática en 2050 [2], así como el PNIEC [3] requieren de una clara apuesta por tecnologías renovables, abundantes y estables como plantea la eólica marina.

Actualmente, España carece de parques eólicos marinos debido a las limitaciones que impone la tecnología actual, las cimentaciones de tipo fija, siendo las más populares y viables económicamente, solo se pueden emplear hasta 50 metros de profundidad del lecho marino. La costa española presenta profundidades muy elevadas a tan solo pocos kilómetros, principal motivo por el cual su implantación se hace complicada.

Con el abaratamiento de costes de la también llamada energía *offshore*, se abre una oportunidad para estudiar la viabilidad para su consolidación en el litoral español. A pesar de las perspectivas de desarrollo de la tecnología de cimentaciones flotante, que solucionarían el problema de la profundidad del lecho marino, este proyecto se propone desarrollar un parque con cimentaciones fijas monopilotes al ser la tecnología más común entre los parques eólicos marinos puestos en funcionamiento.

2. Definición del Proyecto

En primer lugar, se ha realizado la selección del emplazamiento en la costa española. Para ello se han consultado: información de recurso de viento, limitaciones medioambientales, afectación al tráfico marítimo, batimetría y espacio disponible. El estudio se centró en una localización en la costa gallega, cerca la Ría de Muros y Noya, y otro en el Delta del Ebro. Ambos presentaban recurso de viento abundante, aunque

finalmente se seleccionó el emplazamiento en el Delta del Ebro por presentar menores profundidades del lecho marino y facilitar con ello las cimentaciones.

En segundo lugar, se ha realizado un estudio estadístico del recurso de viento con el programa Windographer [4] para posteriormente realizar simulaciones de la producción del parque con el programa WAsP [5]. Para esta última simulación, ha sido necesario digitalizar un mapa de la zona e introducir la disposición de los aerogeneradores. Se han probado tres modelos comerciales, seleccionando finalmente el Siemens Gamesa 170 6 MW. El parque contará con 21 aerogeneradores con una altura de buje de 150 metros según las limitaciones de espacio, siendo por tanto de 126 MW. Se obtiene una producción neta anual de 444.192 MWh/año con 3.525 horas de operación y un factor de capacidad del 40,24%.

En tercer lugar, se ha realizado una revisión de los tipos de cimentaciones y se han seleccionado las de tipo monopilotes al presentar el emplazamiento una profundidad de aproximadamente 20 metros.

Finalmente se ha procedido con el diseño de la instalación eléctrica del parque. Se dispondrá de esta manera de 6 líneas de generación de 30 kV que llevarán la energía desde los aerogeneradores hasta la subestación marina situada en medio del emplazamiento. La subestación elevará la tensión a 220 kV transportando la producción por un cable submarino de exportación hasta otra subestación situada en tierra. Tanto las celdas de media tensión como la subestación empleada en el diseño son compactas tipo GIS del fabricante Siemens.

3. Descripción del modelo de viabilidad económico

Tras el diseño técnico del parque, se ha procedido a estimar el precio de la energía y la rentabilidad económica del proyecto. Los costes de inversión y mantenimiento se han fijado valores típicos de los parques ya puestos en funcionamiento, siendo así el CAPEX 2,724 M€/MW y el OPEX 0,087 M€/MW [6]. El ciclo de vida se ha fijado en 30 años [7], financiado con un 80% de deuda [8] y con unos intereses del 5% [9], resultando en un WACC del 5%. La amortización del parque y pago de la deuda se ha extendido a lo largo de toda la vida del proyecto [10].

4. Resultados

Los resultados del estudio de viabilidad económica indican que, para obtener un VAN y TIR para el accionista del 3,60 M€ y 9,98% respectivamente, se hace necesario vender la energía a un precio de 110 €/MWh. El proyecto, por tanto, no resulta rentable debido al alto CAPEX, obteniendo un LCOE de 74,94 €/MWh, siendo aproximadamente el doble que para otras renovables [11].

El proyecto debería recibir financiación pública o subsidios para poder competir con tecnologías tradicionales. El proyecto planteado presenta una capacidad instalada menor que la mayoría de los parques actuales europeos, por eso debe entenderse como un prototipo o estudio preliminar para promover el desarrollo de la eólica marina en España.

Entre los beneficios de un proyecto como el presente destaca la reducción de emisiones, evitando 444.192 toneladas de CO_2 equivalente al año en caso de que la electricidad se

hubiera producido con carbón. Por otro lado, la apuesta por la eólica marina en España no solo ayudaría a la ya justificada transición energética, sino que generaría empleo, contribuiría a la recuperación económica tras la pandemia de la COVID-19 y serviría para mejorar la tecnología y la técnica en nuestro país.

5. Conclusiones

Este proyecto estudia la viabilidad de implantación de un proyecto de eólica marina en un emplazamiento concreto en la costa española, no siendo extrapolable al resto de emplazamientos, por tanto, las particularidades de este caso no deben ser tomadas como una conclusión general a cerca de la rentabilidad de la energía *offshore* en España. Si bien es cierto, parece poco probable la implantación de parques con tecnología de cimentaciones fijas dada las limitaciones de espacio y la cercanía a la costa que plantea, lo que introduce dificultades para recuperar la inversión realizada. Se espera que la reducción de costes en las cimentaciones flotantes, permitiendo localizar parques en profundidades elevadas, abra nuevas posibilidades en el desarrollo de la energía eólica marina en la costa española.

6. Referencias

[1] I. Komusanac, G. Brindley, D. Fraile and L. Ramirez, "Wind energy in Europe: 2020 Statistics and the outlook for 2021-2025," Wind Europe, Feb 2021.

[2] Comisión Europea, El Pacto Verde Europeo. Bruselas. Dic 11, 2019.

[3] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Borrador Actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030," En 20, 2020.

[4] Windographer. Available: https://aws-dewi.ul.com/windographer/ (acceso: 25 de abril de 2021).

[5] WAsP. Available: https://www.wasp.dk (acceso: 25 de abril de 2021).

[6] *Wind farm cost. Guide to an offshore wind farm*. BVG Associates. Available: https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs (acceso: 21 de junio de 2021).

[7] Pakenham, B.; Ermakova, A.; Mehmanparast, A. A Review of Life Extension Strategies for Offshore Wind Farms Using Techno-Economic Assessments. Energies 2021, 14, 1936. https://doi.org/10.3390/en14071936

[8] G. Brindley," Financing and investment trends. The European wind industry in 2019," Wind Europe, Apr 2020.Available: https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Financing-and-Investment-Trends-2019.pdf (acceso: 21 de junio de 2021).

[9] Feldman, David, Mark Bolinger, and Paul Schwabe. 2020. Current and Future Costs of Renewable Energy Project Finance Across Technologies. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-76881. https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/76881.pdf

[10] The power of nature. Taxation of wind power – 2019. A country overview. KPMG. Available: https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/no/pdf/2019/10/the-power-of-nature.pdf (acceso: 21 de junio de 2021).

[11] IEA, "Projected Costs of Generating Electricity, 2020 Edition," 2020. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf (acceso: 21 de junio de 2021).

FEASIBILITY STUDY OF AN OFFSHORE WIND FARM ON THE COAST OF SPAIN.

Author: Rivera Ruiz, Isabel.
Supervisor: Alonso Alonso, Consolación.
Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

This master's thesis presents a technical feasibility study of an offshore fixed foundation wind farm of 126 MW in the coast of Delta del Ebro. A study of the location has been carried out, as well as the study of the wind resource, foundations and the selection of the wind turbine. Furthermore, the design of the electrical installation and a study of economic feasibility has been performed. The results indicate that the suggested wind farm fulfill the technical requirements for the construction, however it will need public funding or subsidies in order to guarantee the financial viability of the project, mainly due to the high investment costs that are incurred in.

Keywords: offshore energy, Spanish coast, fixed foundations, profitability.

1. Introduction

Offshore wind energy has kept a sustained growth due to the evolution of the technology used and the reduction of costs. An increase of 29 GW in new offshore capacity installed in Europe is expected by 2030 [1]. The targets of decarbonization set by the European Union in the European Green Deal to achieve climate neutrality by 2050 [2], as well as the ones found in the PNIEC [3], require a firm commitment to develop renewable technologies that take advantage of abundant and stable resources such as offshore wind energy.

Nowadays, Spain has no offshore wind farms due to the limitations of the current technology, fixed foundations, which are the most popular type of foundations and the cheapest ones, can only be used up to sea bead depth of 50 meters. The Spanish seabed has high depth even near the shore, being this the main reason for the difficulty found in the implementation of offshore wind energy in Spain.

The reduction of costs in offshore energy opens an opportunity to study the feasibility of its consolidation on the Spanish coast. Despite the prospects for the development of floating foundation technology, which would solve the problem of the seabed depth, this project proposes to develop a wind farm with monopile foundation, as this is the most common one found in already operating offshore wind farms.

2. Definition of the project

In the first place, a location selection study off the Spanish coast has been carried out. The following information has been consulted: wind resource, environmental restrictions, impact on marine traffic, bathymetry maps and available space. The studies focused on the evaluation of a location in Ria de Muros y Noya and another one in Delta del Ebro. Both had enough wind resource, but Delta del Ebro location was finally chosen due to having shallower seabed depths, thereby facilitating the foundations.

Secondly, a wind resource statistical study has been performed with Windographer software [4] to subsequently carry out production simulations of the wind farm with WAsP [5]. For this last simulation, it has been necessary to digitalize a map of the area and the introduction of the lay-out of the wind turbines. Three different commercial models of turbines have been tested, being finally chosen the Siemens Gamesa 170 6MW model. The farm will have 21 turbines with a hub height of 150 meters given the space restrictions of the area, hence the wind farm will have a total installed capacity of 126 MW. The annual net production is 444.192 MWh with 3.525 hours of operation and a capacity factor of 40,24%.

In the third place, a review of offshore foundations has been done to select the most suitable one for the wind farm. Monopiles has been selected given that the location has a seabed depth of approximately 20 meters.

Finally, the electrical installation of the wind farm has been designed. There will six inter-array cables of 30 kV which will carry out the energy from the generators to the offshore substation located in the middle of the farm. The substation will raise voltage up to 200 kV for transporting the production through an export submarine cable to an onshore substation. Both, medium voltage switchgears and the offshore substation of the project, are compact type GIS from Siemens manufacturer.

3. Description of the economic model

Following the technical design of the wind farm, it has been done an estimation of the price of energy and the economic profitability of the project. The investment and maintenance costs have been set at typical values of already operating wind farms, resulting the CAPEX in 2,724 M€/MW and OPEX 0,087 M€/MW [6]. The life cycle has been set at 30 years [7], financing an 80% with debt [8] with an interest rate of 5% [9], resulting in a WACC of 5%. Depreciation and the payment of the debt has been spread over the entire life of the project [10].

4. Results

The result of the economic study shows that to obtain a shareholder NPV and IRR of 3,6M€ and 9,98% respectively, the selling price of the energy must be 110 €/MWh. The project is therefore not profitable due to the high CAPEX with leads to a LCOE of 74,94 €/MWh, being approximately twice other renewable energies [11].

This project should receive public funding or subsidies to be able to compete with traditional technologies. The proposed project has a smaller installed capacity than most offshore European wind farms, therefore this project should be interpreted as a prototype or preliminary study aiming at promoting the development of offshore energy in Spain.

Among the benefits of a project such as this one, it can be highlighted the reduction of emissions: 444.192 tons of CO_2 equivalent per year will be avoided taking coal emissions as the reference. Moreover, the commitment to the development of offshore wind energy in Spain will not only help the already justified energy transition, but it would also generate employment, contribute to the economic recovery after the COVID-19 pandemic and it would serve to improve the technology and technique in our country.

5. Conclusions

This project studies the feasibility of implementing an offshore wind project at a specific site on the Spanish coast, therefore the conclusions obtained cannot be extrapolated to other sites. The circumstances of this particular case should not be taken as a general conclusion about the profitability of offshore wind energy in Spain. However, it is unlikely that the implementation of farms with fixed foundations in Spain takes place given that they can only be used at locations that lack of space and that are close to the shore. These drawbacks raise the difficulty of recovering the investments made. It is expected that the reduction of floating foundations costs, making it possible to locate wind farms at deep water, will open new possibilities toward the development of offshore wind energy on the Spanish coast.

6. References

[1] I. Komusanac, G. Brindley, D. Fraile and L. Ramirez, "Wind energy in Europe: 2020 Statistics and the outlook for 2021-2025," Wind Europe, Feb 2021.

[2] Comisión Europea, El Pacto Verde Europeo. Bruselas. Dic 11, 2019.

[3] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Borrador Actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030," En 20, 2020.

[4] Windographer. Available: https://aws-dewi.ul.com/windographer/ (acceso: 25 de abril de 2021).

[5] WAsP. Available: https://www.wasp.dk (acceso: 25 de abril de 2021).

[6] *Wind farm cost. Guide to an offshore wind farm*. BVG Associates. Available: https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs (acceso: 21 de junio de 2021).

[7] Pakenham, B.; Ermakova, A.; Mehmanparast, A. A Review of Life Extension Strategies for Offshore Wind Farms Using Techno-Economic Assessments. Energies 2021, 14, 1936. https://doi.org/10.3390/en14071936

[8] G. Brindley," Financing and investment trends. The European wind industry in 2019," Wind Europe, Apr 2020.Available: https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Financing-and-Investment-Trends-2019.pdf (acceso: 21 de junio de 2021).

[9] Feldman, David, Mark Bolinger, and Paul Schwabe. 2020. Current and Future Costs of Renewable Energy Project Finance Across Technologies. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-76881. https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/76881.pdf

[10] The power of nature. Taxation of wind power – 2019. A country overview. KPMG. Available: https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/no/pdf/2019/10/the-power-of-nature.pdf (acceso: 21 de junio de 2021).

[11] IEA, "Projected Costs of Generating Electricity, 2020 Edition," 2020. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf (acceso: 21 de junio de 2021).

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción ***8***

1.1 Motivación del proyecto 8

1.2 Estado del arte 9

1.1.1 Situación de la energía eólica en el mundo *9*

1.1.2 Situación de la energía eólica marina en Europa *11*

1.1.3 Principales fabricantes y tecnología actual *14*

1.1.4 Perspectivas de crecimiento *15*

1.1.5 La energía eólica marina en España *16*

1.1.6 Costes e inversión *18*

Capítulo 2. Estudio del emplazamiento ***20***

2.1 Estudio de la localización en la costa gallega 23

2.2 Estudio de la localización en la costa de Tarragona 33

2.3 Selección de emplazamiento: Delta del Ebro 42

Capítulo 3. Análisis del recurso de viento ***44***

3.1 Obtención de la serie de viento 44

3.2 Estudio estadístico de la serie de viento 45

3.3 Simulación para la obtención de energía producida por el parque eólico marino 49

3.4 Descripción del Aerogenerador Siemens Gamesa 170 6MW 56

Capítulo 4. Obra civil ***59***

4.1 Cimentaciones en parques offshore 59

4.1.1 Cimentaciones fijas *63*

4.1.2 Cimentaciones flotantes *67*

4.1.3 Cimentación empleada en el proyecto *70*

4.2 Procesos de instalación de los aerogeneradores marinos 70

4.3 Instalación de la subestación marina y cableado 74

Capítulo 5. Infraestructura eléctrica ***76***

5.1 Instalaciones de media tensión del parque 76

5.1.1 Líneas de generación de los aerogeneradores *76*

5.1.2 Centro de transformación en aerogeneradores *78*

5.1.3 Celdas de media tensión de la subestación marina *87*
5.1.4 Subestación marina compacta para parques offshore *90*
5.1.5 Sistemas de puesta a tierra *91*
5.1.6 Red de fibra óptica *92*
5.2 Instalaciones de alta tensión del parque 92
5.2.1 Aparamenta de la subestación compacta aislada en gas SF6 ..... *92*
5.2.2 Transformador elevador de MT/AT *97*
5.3 Sistema de cableado de MT del parque 98
5.4 Sistema de cableado de AT del parque 104

Capítulo 6. Estudio económico 107

Capítulo 7. Impacto medioambiental y socioeconómico 112
7.1 Reducción de emisiones 112
7.2 Empleo y crecimiento económico 113

Capítulo 8. Conclusiones 114

Capítulo 9. Bibliografía 117

ANEXO I – Producción de energía del parque eólico marino 126

ANEXO II – Curvas de los aerogeneradores comerciales 128

ANEXO III – Especificaciones técnicas SG 170 6MW 132

ANEXO IV- Cálculos eléctricos 134

ANEXO V – Cálculos estudio económico 136

ANEXO VI – Alineación con los ODS 146

ANEXO VII – Planos 151

Índice de figuras

Figura 1. Capacidad total instalada de energía eólica en el mundo [3]. 10
Figura 2. Evolución histórica de nueva capacidad de energía eólica instalada anualmente [3]. 10
Figura 3. Nueva capacidad de energía eólica instalada en el 2020 por países [3]..... 11
Figura 4. Energía eólica marina total instalada por países en 2020 [3]. 11
Figura 5. Capacidad instalada offshore en los mares europeos en 2020 [5]. 12
Figura 6. Nuevas instalaciones y capacidad total instalada offshore en Europa [5]. 13
Figura 7. Evolución de la potencia de aerogeneradores marinos por fabricante [7]. 14
Figura 8. Perspectivas de crecimiento de la energía eólica en Europa 2021-2025 [4]..... 16
Figura 9. Prototipo de eólica marina flotante DemoSath [15]..... 17
Figura 10. Zonas para instalación eólica marina en la costa española [26]..... 21
Figura 11. Red Natura 2000 [29]. 22
Figura 12. Espacios naturales protegidos en Galicia [28], [42]..... 24
Figura 13. Red de Áreas Marinas Protegidas de España en la costa gallega [30], [42]. 25
Figura 14. Localización estudiada para la situación del parque eólico marino [42]. 26
Figura 15. Coordenadas del parque eólico en Mapa de Áreas Protegidas de la Xunta de Galicia [44]. 27
Figura 16. Itinerarios de interés paisajístico en la costa gallega [45]. 27
Figura 17. Mapa líneas eléctricas en Galicia [32]. 28
Figura 18. Subestación de Lousame [31]. 28
Figura 19. Distancia desde la localización estudiada a la subestación eléctrica de Lousame [42]..... 29
Figura 20. Mapa de viento en la localización de Galicia a 100 metros de altura [37]. 29
Figura 21. Velocidad media en las coordenadas de Galicia a una altura de 100 metros [37]. 30
Figura 22. Densidad de potencia eólica en las coordenadas de Galicia a una altura de 100 metros [37]..... 30
Figura 23. Densidad de tráfico marítimo en el emplazamiento gallego estudiado [39]..... 31

Figura 24. Mapa de la distancia a costa en Galicia desde las coordenadas estudiadas para perfil batimétrico [36]. 32
Figura 25. Perfil batimétrico desde las coordenadas del emplazamiento en Galicia hasta la costa [36]. 32
Figura 26. Mapa de viento en la Península Ibérica y localización del Delta del Ebro [37]. 33
Figura 27. Espacios protegidos en el Delta del Ebro por Red Natura 2000 [29], [42]. 34
Figura 28. Red de Áreas Marinas Protegidas en la costa del Delta del Ebro [30], [42]. 35
Figura 29. Espacios Protegidos de Cataluña en la costa del Delta del Ebro [47]. 35
Figura 30. Mapa del lay out del parque eólico frente a L'Ampolla [29], [42]. 37
Figura 31. Perfil batimétrico desde la costa al emplazamiento elegido en el Delta del Ebro [36]. 38
Figura 32. Mapa de la distancia a costa desde el emplazamiento para perfil batimétrico [36]. 38
Figura 33. Mapa de viento en el Delta del Ebro a 100 metros de altura [37]. 39
Figura 34. Velocidad media en el área del Delta del Ebro a una altura de 100 metros [37]. 39
Figura 35. Densidad de potencia eólica en el área estudiada del Delta del Ebro a una altura de 100 metros [37]. 40
Figura 36. Mapa líneas eléctricas en Tarragona [32]. 40
Figura 37.Subestación de Plana del Vent [31]. 41
Figura 38. Distancia desde el área seleccionada frente a L'Ampolla a la subestación de Plana del Vent [42]. 41
Figura 39. Densidad de tráfico marítimo en el emplazamiento del Delta del Ebro estudiado [39]. 42
Figura 40. Velocidad media por meses a 150 m [1]. 45
Figura 41. Rosa de los vientos de frecuencias a 150 m [1]. 46
Figura 42. Velocidad media diaria a 150 m [1]. 46
Figura 43. Rosa de vientos de velocidad media a 150 m [1]. 47
Figura 44. Diagramas de cajas para velocidad de viento a 150 m por meses [1]. 47

Figura 45. Distribución de probabilidad de velocidades de viento a 150 m [1]. 48
Figura 46. Función de distribución acumulada de la serie de viento a 150 m [1]. 48
Figura 47. Energía total de viento a 150 m [1]. 49
Figura 48. Mapa digitalizado de la zona del emplazamiento del parque [2]. 50
Figura 49. Localización de aerogeneradores y estación de viento en el emplazamiento [2]. 50
Figura 50. Densidad de potencia en el emplazamiento [2]. 51
Figura 51. Velocidad media en el emplazamiento [2]. 51
Figura 52. Curva de potencia y empuje del modelo SG 170 6 MW [2], [53]. 52
Figura 53. Curva de potencia y empuje del modelo V 162 6 MW [2], [54]. 52
Figura 54. Curva de potencia y empuje del modelo MHI V 164 9,5 MW [2], [55]. 53
Figura 55. Análisis estadístico recurso de viento a la altura de buje tras el ajuste del modelo WAsP. [2]. 54
Figura 56. Góndola del aerogenerador SG 170 6 MW [56]. 58
Figura 57. Esquema unifilar simplificado SG 170 6 MW [56]. 58
Figura 58. Estructuras en parque offshore según la profundidad del lecho marino [57]. ... 60
Figura 59. Clasificación del lecho marino en función de la profundidad [59]. 61
Figura 60. Número de cimentaciones por tipo de estructura en Europa [5]. 62
Figura 61. Número y tipo de cimentaciones instaladas en 2019 por fabricante [24]. 63
Figura 62. Distribución de costes según profundidad del lecho marino [58]. 63
Figura 63. Cimentación por gravedad [61]. 64
Figura 64. Cimentación tipo monopilote [61]. 65
Figura 65. Cimentación tipo trípode [61]. 66
Figura 66. Cimentación tipo jacket [61]. 66
Figura 67. Cimentaciones flotantes empleadas en aguas profundas [62]. 67
Figura 68. Tipos de anclajes en eólica flotante [57]. 68
Figura 69. Puesta en marcha de parques flotantes offshore europeos en los próximos años [5]. 69
Figura 70. Principales proveedores de embarcaciones para la instalación de parques offshore europeos en el 2020 [5]. 71

Figura 71. Plataforma fija de jackets con grúa [64]. 71
Figura 72. Instalación de monopilote [62]..... 72
Figura 73. Proceso de instalación de las palas de aerogenerador marino [62]. 73
Figura 74. Proceso de instalación de la subestación marina [65]. 74
Figura 75. Proceso de instalación del cableado submarino [67]. 75
Figura 76. Distribución de las líneas de generación y subestación marina del proyecto [42]. 78
Figura 77. Celda de protección con interruptor automático de Siemens NXPLUS C Wind [69]..... 84
Figura 78. Celda de línea de Siemens NXPLUS C Wind [69]. 85
Figura 79. Celda con seccionadorde Siemens NXPLUS C Wind [69] 86
Figura 80. Celda con interruptor de potencia, con seccionador de tres posiciones en la derivación hasta 2000 A de Siemens 8DB10 [71]..... 87
Figura 81. Subestación OTM Siemens [73]. 91
Figura 82. Subestación compacta en gas Siemens 8DN9 [75]. 93
Figura 83. Arquitectura del modelo de subestación GIS Siemens 8DN9 [75]. 95
Figura 84. Esquema de configuración típico de doble barra subestación Siemens 8DN9 [75]. 96
Figura 85. Transformador Siemens High-voltage – Power transmission [76]. 98
Figura 86. Cable submarino Tripolar de Nexans Group [79]. 100
Figura 87. Cables unipolares 18/30 kV para conexión de los aerogeneradores en MT [79]. 101
Figura 88. Cable tripolar de exportación de 200 kV de ABB [80]..... 104
Figura 89. Intensidades máximas para cables de AT submarinos de ABB [80]. 105
Figura 90. Características de cables tripolares 220 kV de ABB [80]. 105
Figura 91. LCOE de distintas tecnologías [90]. 110
Figura 92. Evolución de costes de inversión de la energía eólica marina [91]. 111

Índice de tablas

Tabla 1. Coordenadas localización aerogeneradores parque eólico marino. 37
Tabla 2. Comparativa de la producción de los modelos de aerogeneradores estudiados. ... 55
Tabla 3. Líneas de generación del parque eólico marino. 77
Tabla 4. Características nominales del transformador BT/MT del aerogenerador SG 170 6MW [53]. 79
Tabla 5. Celdas de MT de las líneas de generación. 80
Tabla 6. Características nominales de las Celdas de MT del centro de transformación [69]. 81
Tabla 7. Características nominales de las celdas de MT de la subestación marina [70]. 88
Tabla 8. Celdas de MT de la subestación marina del parque offshore. 89
Tabla 9. Características eléctricas de la subestación [75]. 94
Tabla 10. Cálculo de intensidad admisibles en cables de MT. 103
Tabla 11. Cálculo de caída de tensión y pérdidas del cable de AT. 106
Tabla 12. Rentabilidad del proyecto y para accionista. 109
Tabla 13. Emisiones de CO_2 equivalente evitado por el parque eólico marino por combustible. 112

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

El análisis de viabilidad desarrollado en este proyecto tiene por objeto estudiar todas las etapas presentes en el proceso de implantación de un parque eólico marino, abarcando desde la selección de la localización en las costas españolas hasta el diseño de la instalación eléctrica y obra civil.

Con este proyecto será analizarán las limitaciones técnicas específicas que plantean las costas españolas, proponiendo soluciones y necesidades para hacer este tipo de proyectos viables en términos energéticos, económicos y medioambientales. Finalmente, con este estudio se contribuirá al estado del arte actual a cerca de la situación de la energía eólica marina en España, facilitando la transparencia y el acceso a la información con finalidades divulgativas y académicas.

Los principales aspectos tratados en este proyecto se pueden sintetizar en los siguientes puntos:

- Estudio de dos emplazamientos en la costa española, decantándose finalmente por una de las localizaciones según limitaciones técnicas: velocidad media a una altura de buje de 100 metros superior a 7 m/s, profundidad del lecho marino, distancia a la costa, restricciones medioambientales e impacto visual.
- Análisis del recurso de viento con los softwares Windographer [1] y WAsP [2].
- Selección de aerogeneradores estudiando distintos modelos comerciales.
- *Lay-out* del parque eólico.
- Diseño de la instalación eléctrica, incluyendo cableado y subestación marina.
- Estudio de las alternativas para las cimentaciones. En este proyecto se emplearán de tipo fijas por ser las más desarrolladas a nivel tecnológico y comercial.

- Estudio de viabilidad económico del proyecto.
- Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

La finalidad del proyecto es concluir si con la tecnología actual empleada en la eólica marina, también conocida como *offshore*, es posible la construcción de un parque viable en el emplazamiento elegido de la costa española. Esta forma de generación de electricidad ha sufrido un fuerte crecimiento en los países del norte de Europa, constituyendo una fuente alternativa de energía renovable muy competitiva. España carece actualmente de instalaciones de este tipo, habiéndose quedado rezagada en esta vía hacia la descarbonización del sector eléctrico. La casuística que presenta la costa española hace muy complicada la implantación de los diseños e infraestructuras *offshore* actuales. En este proyecto se propondrá un parque de 126 MW en el Delta del Ebro donde sea viable su localización de acuerdo con la tecnológica actual. Finalmente, se determinará su rentabilidad económica del proyecto de acuerdo con la energía que produce el parque, así como la remuneración a la que esté sujeta su producción. La selección del aerogenerador, el diseño de la instalación eléctrica y obra civil constituirán puntos críticos debido a los altos coste de implementación de un parque *offshore*.

1.2 ESTADO DEL ARTE

1.1.1 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO

La tecnología empleada en la producción de energía eólica ha sufrido un desarrollo y crecimiento continuado desde sus orígenes en los años 80, cuando se empezaron a fabricar los primeros aerogeneradores y se instalaron los primeros de parques pilotos de baja potencia. La producción de energía eólica constituye actualmente la energía renovable más extendida, como así demuestra el aumento de inversiones en el 2020, cuando se instalaron 93 GW, un 52,96% más que el año anterior, situando la capacidad instalada global 743 GW [3].

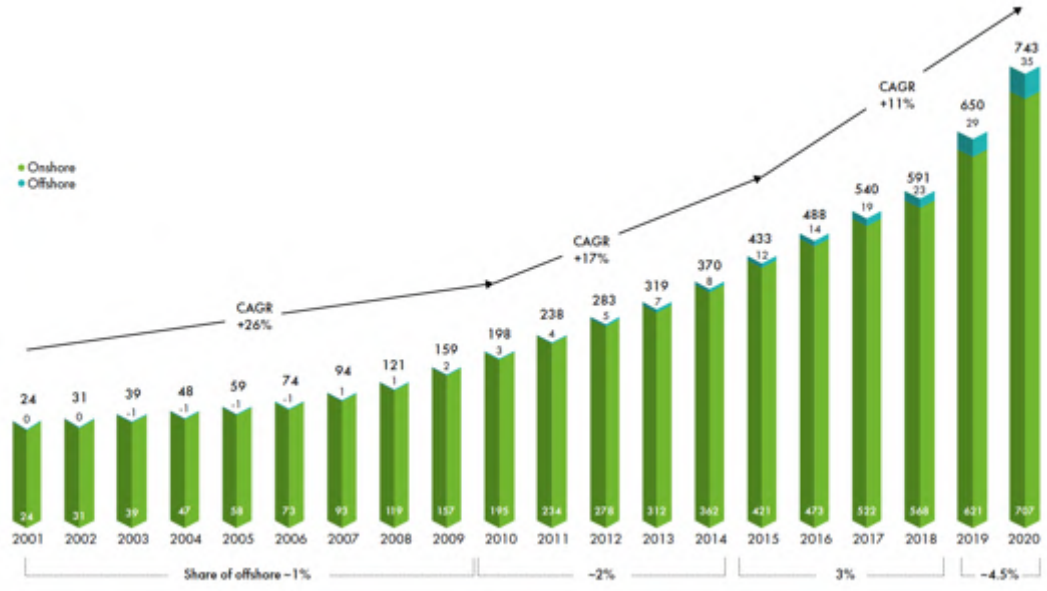


Figura 1. Capacidad total instalada de energía eólica en el mundo [3].

Por otro lado, es destacable también la instalación de nuevos parques *offshore*, constituyendo el siguiente paso en el desarrollo de energía eólica al proporcionar nuevos emplazamientos con recursos de viento estables y abundantes. La instalación de energía *offshore* en el 2020 superó los 6 GW, constituyendo el 6,5% del total de la nueva capacidad instalada esa anualidad [3].

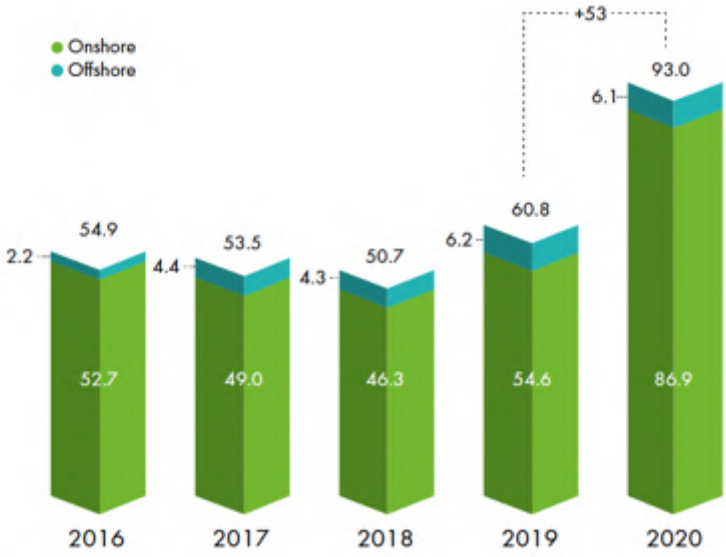


Figura 2. Evolución histórica de nueva capacidad de energía eólica instalada anualmente [3].

Actualmente, los cinco mercados principales, de mayor a menor, son China, EE. UU., Alemania, India y España, concentrado el 73% de la capacidad global instalada [3]. En el 2020, China, EE. UU., Brasil, los Países Bajos y Alemania concentraron el 80,6% de las nuevas instalaciones de energía eólica [3].

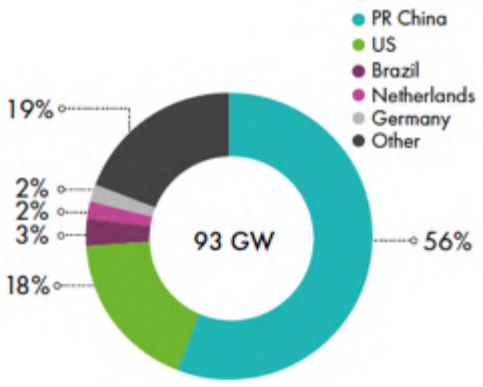


Figura 3. Nueva capacidad de energía eólica instalada en el 2020 por países [3].

1.1.2 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA MARINA EN EUROPA

Si se atiende a la energía *offshore*, Europa es el referente mundial ostentado el 70,37% de la capacidad instalada [3], situándose el Reino Unido en la primera posición, con el 28,91% de la capacidad global [3]. Es remarcable también la posición de liderazgo de países del norte de Europa como Dinamarca, Alemania y Países Bajos. Actualmente, la producción de energía *offshore* es capaz de abastecer el 3% de la demanda de electricidad europea [4].

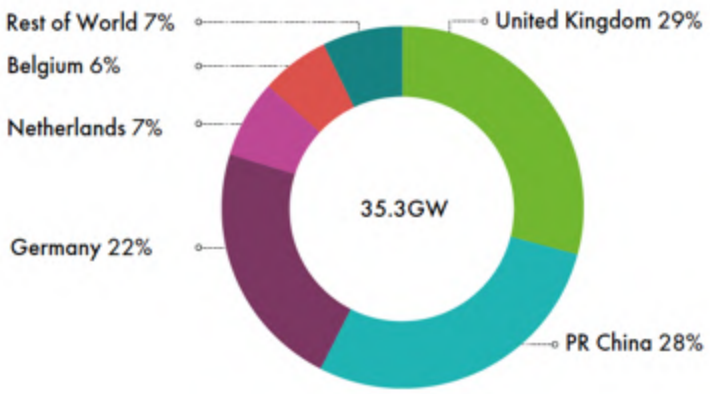


Figura 4. Energía eólica marina total instalada por países en 2020 [3].

La necesidad de buscar nuevos emplazamientos unido a las bajas profundidades del lecho marino a grandes distancias de la costa, simplificando por tanto la obra civil y disminuyendo el impacto visual, constituyen los factores determinantes que han facilitado y motivado el desarrollo de la eólica marina en el mar del Norte, de Irlanda y Báltico.

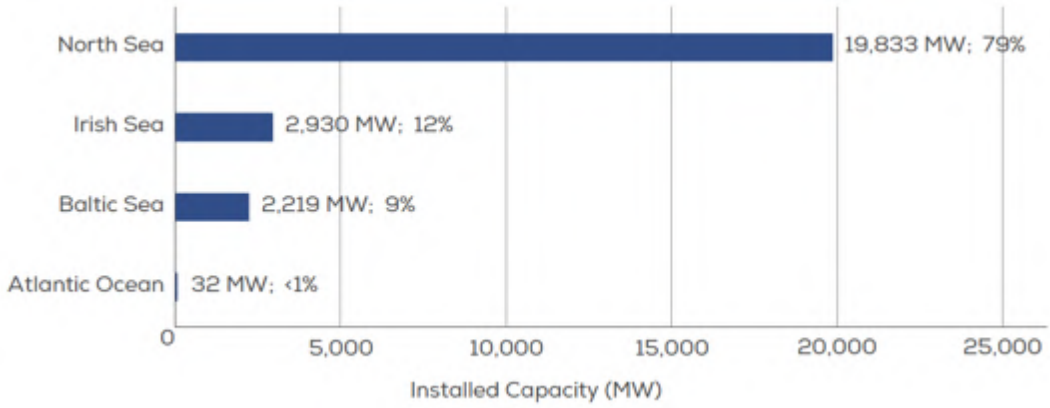


Figura 5. Capacidad instalada offshore en los mares europeos en 2020 [5].

Haciendo un análisis centrado en los países europeos en el 2020, se alcanzó una capacidad total instalada *offshore* de 25 GW, con un incremento en esa anualidad de 2,9 GW, lo que supone un total de 116 parques repartidos por 12 países europeos [5]. Cabe destacar que el descenso producido en el incremento de capacidad instalada respecto a años anteriores no está apenas influenciado por el efecto de la pandemia debido al compromiso del sector [5]. La crisis provocada por la COVID-19 ha afectado severamente a las cadenas de suministro mundiales y con ello a la construcción de nuevas infraestructuras. Sim embargo, los proyectos eólicos marinos, al tratarse de inversiones de varios años con suficiente soporte económico, los retrasos y cancelaciones han sido casos minoritarios. La apuesta por una recuperación verde supone una oportunidad, no solo para la descarbonización del sector eléctrico, sino para la creación de empleo y riqueza. La IRENA estima que, por cada dólar invertido en la transición energética, se generan entre 3 y 8 veces más [6]. De acuerdo con las predicciones de la *Global Wind Energy Council*, se esperan crear 900.000 puestos de trabajo en el mundo en los 5 próximos años relacionados con la energía eólica marina [7].

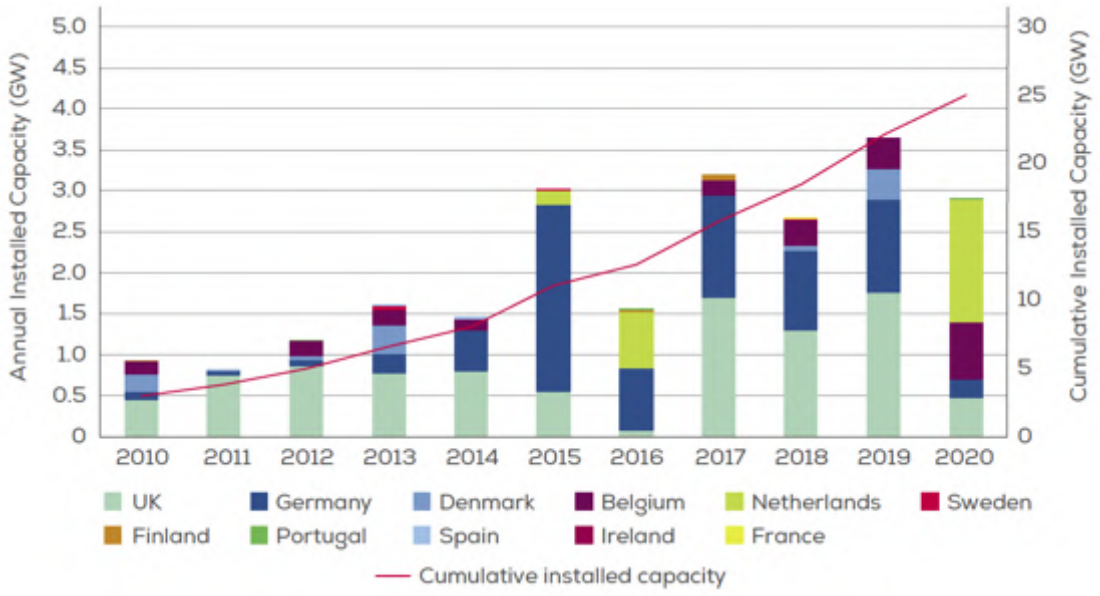


Figura 6. Nuevas instalaciones y capacidad total instalada offshore en Europa [5].

Destaca en el 2020 el liderazgo de los Países Bajos, suponiendo un 51% del total de la nueva capacidad instalada, así como la puesta en marcha en Portugal del parque WindFloat [8] de 25 MW, siendo el más grande de eólica flotante en el mundo, situándose a 30km de la costa y 100 metros de profundidad. Esto supone un hito tecnológico, sentando las bases para el desarrollo de futuros parques en aguas profundas. La obra civil en la que se basa la eólica marina actual, de cimentaciones fijas, no permite la instalación de aerogeneradores a profundidades mayores de 50 metros. Las principales cimentaciones empleadas actualmente se basan en sistemas de monopilotes y *jackets*, tecnología procedente del sector petrolífero. Si bien es cierto que la experiencia en la construcción de plataformas petrolíferas ha permitido reducir los tiempos de aprendizaje y costes, todavía queda pendiente por desarrollar tecnologías alternativas viables que permitan la construcción de parques eólicos marinos en aguas profundas más allá de simples prototipos, siendo este uno de los principales motivos por el que España carece de este tipo de energía actualmente. En el año 2020, la profundidad media de los parques eólicos marinos europeos en construcción fue de 36 metros, con una distancia a la costa de 44 km [5]. En el litoral español, la profundidad media a 44km de la costa es superior a 50 metros en más del 90% de los casos [9]. La situación de aerogeneradores a la profundidad media de los parques europeos supondría su visualización desde la costa, generando un impacto en el paisaje significativo y un posible rechazo social.

1.1.3 PRINCIPALES FABRICANTES Y TECNOLOGÍA ACTUAL

Con respecto a los principales fabricantes de aerogeneradores marinos, encontramos que la cuota de mercado europeo está repartida de forma similar a la eólica tradicional, siendo Siemens Gamesa y Vestas los líderes del sector, ostentado a finales de 2020 una cuota de mercado del 68% y 23,9% respectivamente [5]. En cuanto a las principales características de los aerogeneradores marinos europeos, el tamaño medio se sitúo en 8,2 MW, situando la capacidad media instalada por parque en 788 MW [5]. A todo esto, hay que añadir el hecho del que el factor de capacidad de un parque *offshore* se sitúa en torno al 42% frente al 25% en tierra [4]. La generación eléctrica de los parques eólicos marino, con potencias y horas de operación muy superiores a instalaciones renovables tradicionales, suponen un enorme reto que incluye desde el transporte de la energía hasta su integración con el resto del sistema eléctrico, siendo crítico su efecto en la estabilidad de la red.

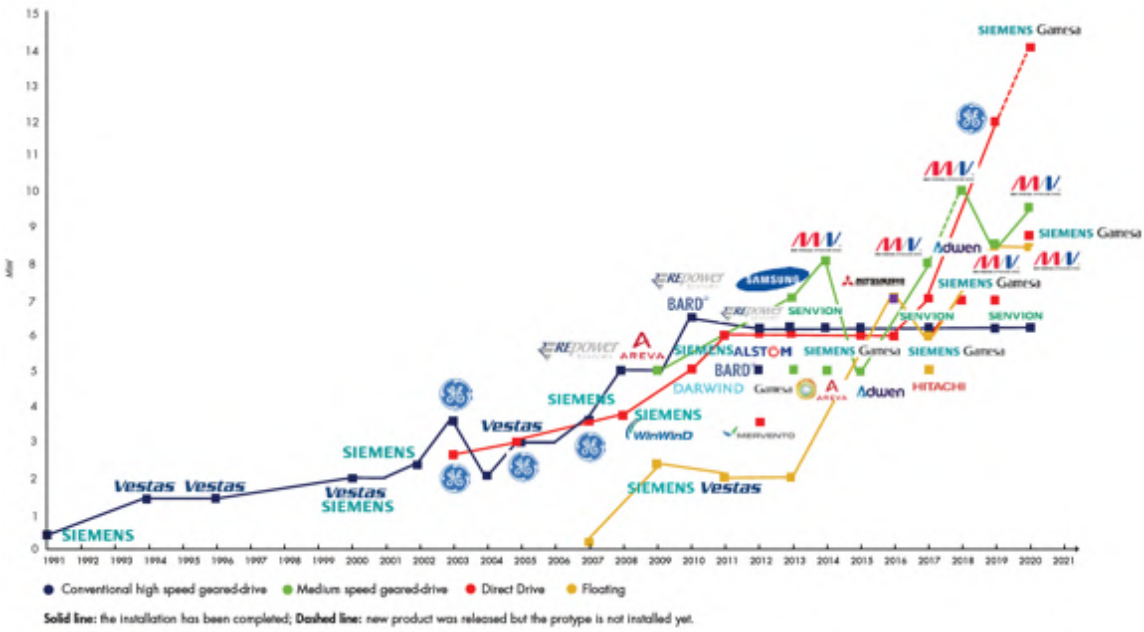


Figura 7. Evolución de la potencia de aerogeneradores marinos por fabricante [7].

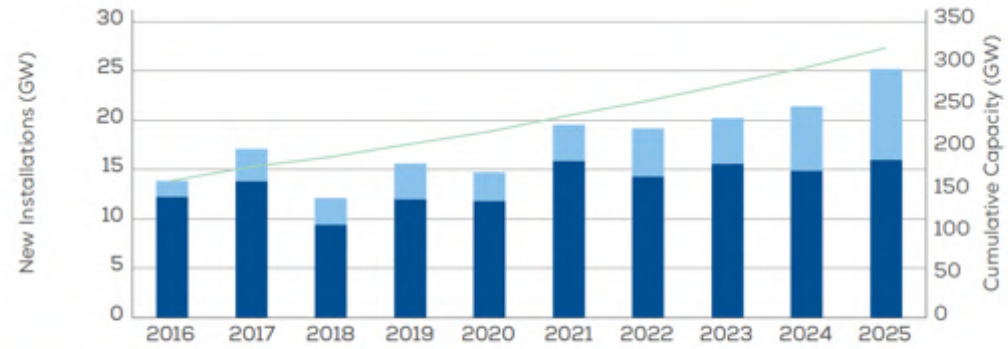
Por otro lado, las grandes distancias a la costa de los aerogeneradores hacen necesario la construcción de subestaciones marinas que eleven la tensión y permitan un transporte óptimo de la energía minimizando pérdidas. La localización de parques cada vez más alejados de la costa ha fomentado el desarrollo tecnológicas alternativas como cables HVDC submarinos, permitiendo el transporte a mayores distancias que los tradicionales

HVAC. El esquema empleado tradicionalmente suele estar compuesto de los siguientes elementos [7]:

- Conexión de los aerogeneradores con cables de 33 o 66 kV a la subestación marina. En el caso de proveedores de cables submarinos de interconexión, el mercado está también concentrado en pocas empresas, destacando los fabricantes [5] TFK Group, Nexans, PRYSMIAN Powerlink y NSW Technology.
- Elevación de la tensión en la subestación marina a 132 o 220 kV y transporte hasta la subestación en tierra con un cable de exportación HVAC, destacan los fabricantes [5] NTK Group, Nexans, Hellenic cables y PRYSMIAN Powerlink.

1.1.4 PERSPECTIVAS DE CRECIMIENTO

Tras analizar la situación y tecnología de la energía *offshore* actual, el siguiente paso es estudiar las perspectivas de crecimiento para los próximos años, así como el papel esencial que va a jugar en la transición energética. Los objetivos de descarbonización de la Unión Europea para el 2030, con una reducción de emisiones de al menos el 50% respecto a 1990 y de neutralidad climática para 2050 [10], hace imprescindible una estrategia por parte los países miembros que apueste por la penetración de renovables. El desarrollo de energía *offshore* no solo supone un punto esencial para la consecución de los objetivos fijados en el Pacto Verde Europeo, sino que constituye un factor estratégico en la independencia energética europea dado el potencial que presenta para su combinación con plantas de generación de hidrógeno. De la estimación de los aproximadamente 29 GW de nuevas instalaciones *offshore* europeas para los próximos 5 años, se deriva la pregunta sobre la estrategia que adoptará España.



	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Offshore	1.6	3.2	2.7	3.6	2.9	3.7	5.1	4.6	6.5	9.2
Onshore	12.3	13.9	9.4	12.0	11.8	15.9	14.1	15.6	14.9	16.0
Cumulative	162	178	190	205	220	238	256	275	295	318

Figura 8. Perspectivas de crecimiento de la energía eólica en Europa 2021-2025 [4].

1.1.5 LA ENERGÍA EÓLICA MARINA EN ESPAÑA

Las renovables ostentan un alto nivel de penetración en el sistema eléctrico español, constituyendo el 53% de la potencia total instalada [11]. El pasado año la energía eólica produjo en España el 21,7% de toda la demanda convirtiéndose en la renovable con una presencia mayor [11].

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC), alineado con los planes de descarbonización de la Unión Europea, tiene por objetivo que el 42% de la energía final bruta consumida proceda de renovables y plantea que un 74% de energía renovable en la generación eléctrica [12]. Estos ambiciosos planes implican una gran inversión en la construcción y repotenciación de parques eólicos en nuestro territorio.

Al cierre de 2020, la potencia eólica instalada en España era de casi 27.446 MW [13]. El escenario objetivo es alcanzar los 50 GW en 2030, llegando a proporcionar el 34,51 % de la generación eléctrica total, con un crecimiento anual aproximado de 2,2 GW de potencia instalada [12]. Este incremento se pretende conseguir mediante tres mecanismos: la repotenciación de los parques actuales, la construcción de nuevos y el desarrollo de la eólica marina, estando esta última llamada a jugar un papel esencial en los objetivos de descarbonización del sector eléctrico español.

La consolidación de la energía eólica marina en las costas españolas pasa por una fuerte colaboración público-privada e inversiones en I+D+i. Esta tecnología ha adquirido un grado de madurez muy elevado y una penetración muy fuerte en el norte de Europa como ya se ha mencionado anteriormente, sin embargo, se hace muy complicada su implantación en el litoral español por las elevadas profundidades del lecho marino. Las cimentaciones fijas, siendo las más desarrolladas, competitivas y económicas solo pueden emplearse hasta profundidades de 50 metros. Sim embargo, la mejora de las plataformas flotantes para la eólica marina permitiría situar aerogeneradores a más de 100 m de profundidad del lecho marino, siendo hoy en día la alternativa más prometedora para la consolidación de la energía *offshore* en las costas españolas. Actualmente España cuenta con varias iniciativas de I+D+i destacando los proyectos de Greenalia de 50 MW en las islas canarias [14] y DemoSATH de 2 MW con energía eólica marina flotante, cuya puesta en marcha está prevista para otoño de 2021 [15].

Figura 9. Prototipo de eólica marina flotante DemoSath [15].

Es remarcable la experiencia de empresas españolas en el desarrollo y participación en proyectos de energía *offshore*. Actualmente Iberdrola Renovables posee el 4% de la capacidad europea, habiendo instalado el 10% de la nueva potencia en el 2020 [5]. Destaca también la participación de Navantia [16], proporcionado los *jackets* para los proyectos de los Parques Wikinger [17] y East Anglia [18].

Han sido numerosas *utilities* españolas interesadas recientemente en la construcción de parques *offshore* flotantes en la costa española:

- Acciona ha creado una *joint-venture* al 50% con empresa irlandesa SEE Renewables para el desarrollo en la costas españolas y portuguesas [19].
- Naturgy junto con Enagás, se encuentra estudiando la producción de hidrógeno verde a partir de 350 MW de un parque eólico, siendo 100 MW en tierra y 250 MW de *offshore* flotante. Este proyecto ha sido presentado como de interés común europeo (PIIEC) [20].
- Iberdrola Renovables ha presentado un proyecto de 300MW de eólica flotante con una inversión superior a 1.000 millones de euros [21]. El proyecto ha solicitado financiación del plan europeo de recuperación *Next Generation EU*.

Todos estos proyectos presentan una oportunidad única para España en la transición energética, contribuyendo no solo a la mejora de la técnica actual, sino al crecimiento de la industrial y la economía nacional. El despegue de la eólica flotante supone un punto de inflexión para su consolidación en la costa española. No obstante, y a pesar del enorme potencial y perspectivas de mejora, la eólica flotante sigue siendo una tecnología empleada en prototipos e investigación con elevados costes de implementación.

1.1.6 COSTES E INVERSIÓN

Desde un punto de vista económico, finalmente mencionar que la consolidación de la energía *offshore* ha supuesto la reducción del precio de su energía en casi un 70% en los últimos 5 años [22], situándose actualmente su LCOE en $115 /MWh [23]. A pesar de esto, sigue siendo aproximadamente el doble de cara que la eólica tradicional debido a la enorme inversión requerida, con un coste total de instalación medio de $3800/kW en *offshore* frente a los $1473/kW de la energía eólica tradicional [23]. Una de las formas más populares de la comercialización de la energía *offshore* son los *Power Purchase Agreements* o PPA, acuerdos de compraventa de energía a largo plazo de modo que el productor se asegura recuperar la inversión realizada y el comprador una estabilidad de precios. En cuanto a las subastas europeas, en el año 2019 se adjudicaron a precios alrededor de 45 €/MWh [24]. Esta cifra, a pesar de ser muy competitiva para tratarse de

energía eólica marina, es un 80% superior respecto a los precios adjudicados a la eólica en tierra en la última subasta de renovables en España, donde se situó alrededor de 25 €/MWh [25].

Este proyecto analizará la construcción en un emplazamiento de la costa española para comprobar si es viable desde el punto de vista técnico, medioambiental y económico empleando la tecnología del estado del arte actual, en definitiva, de cimentaciones fijas, dado que el eólica flotante no goza todavía de suficiente madurez tecnológica. Es por ello por lo que el emplazamiento deberá contar con las características que poseen los parques ya puestos en funcionamiento para al menos poder garantizar la viabilidad técnica. La rentabilidad económica de este proyecto dependerá de la producción obtenida, costes y remuneración de la energía.

Capítulo 2. ESTUDIO DEL EMPLAZAMIENTO

Para la determinación de la localización del parque eólico marino en las costas españolas, se han tenido en cuenta tanto limitaciones técnicas, el recurso de viento, como restricciones medioambientales o normativas. Como principal referencia se emplea el *Informe de Sostenibilidad Ambiental y Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español para la Instalación de Parques Eólicos Marinos* [26] y el Real Decreto 1028/2007 [27] elaborado conjuntamente por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de Medio Ambiente, y de Agricultura, Pesca y Alimentación en el que se regulan los procedimientos para la instalación de energía eólica marina en las costas nacionales. Las restricciones consideradas en el estudio de la localización se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Afectación al medio natural. Se cumplirá con la legislación que protege tanto espacios marinos como la costa y el paisaje de acuerdo con normativa internacional, nacional y local vigente. La legislación española establece actualmente tres tipos de emplazamientos [26]:
    - Zonas aptas, áreas más adecuadas para la instalación de aerogeneradores lo que no exime el estudio de viabilidad medioambiental si fuese necesario en fases posteriores.
    - Zonas de exclusión, está prohibido el emplazamiento por afectación severa del lecho marino y del ecosistema.
    - Zonas con condicionantes ambientales, contarán con un exhaustivo estudio en la fase posterior de diseño del proyecto.

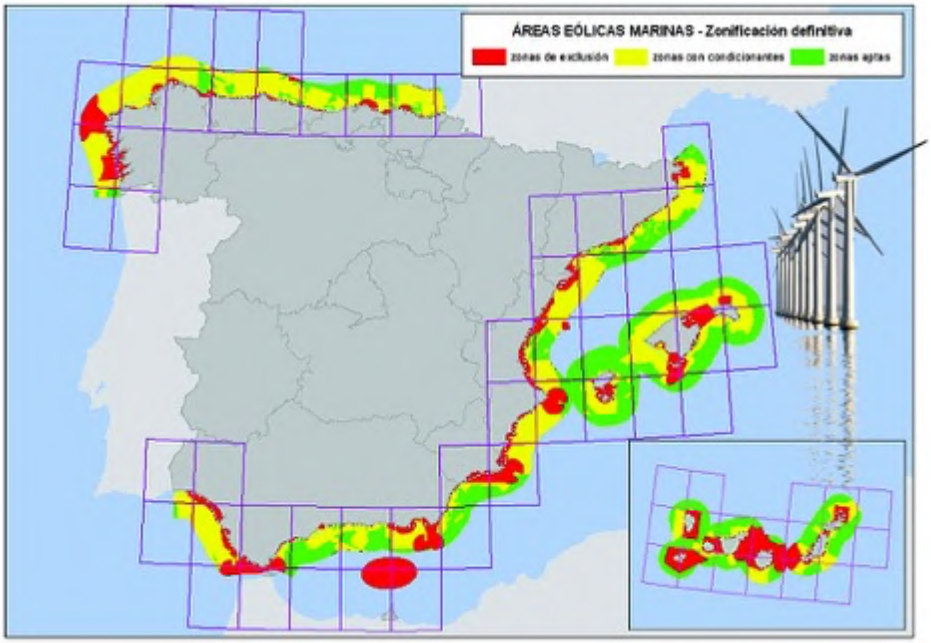


Figura 10. Zonas para instalación eólica marina en la costa española [26].

Para la determinación del cumplimiento normativo medioambiental, se consultará el Sistema de Información del Banco de Datos de la Naturaleza [28] elaborado por el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico. Esta herramienta permite conocer las localizaciones que forman parte de los Espacios Nacionales Protegidos, Red Natura 2000 [29] o protegidos por convenios internacionales. También se incluirá la Red de Áreas Marinas Protegidas [30] dado que la instalación de los aerogeneradores no podrá poner en riesgo el ecosistema marino. Esta red incluye, al igual que Red Natura 2000, zonas de espacial conservación, de protección de aves y lugares de interés comunitario.

Figura 11. Red Natura 2000 [29].

- Distancia a la costa: el parque eólico no estará a más de 30 kilómetros de la subestación más cercana con el objetivo de minimizar pérdidas y posibles caídas de tensión. Para la infraestructura eléctrica se empleará el mapa de la *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) [31] y Red Eléctrica de España [32].
- Se considerará la superficie disponible: los aerogeneradores empleados actualmente tienen una altura de buje de 100 y diámetro de rotor aproximado de 150 metros [33], siendo necesario dejar una distancia de 10 veces el diámetro en disposiciones en paralelo y 3 en aerogeneradores alineados para minimizar las pérdidas por efecto estela. El parque eólico construido será de entre 100 y 200 MW, en función del área disponible. Actualmente, la potencia media por aerogenerador empleado en eólica marina ronda los 8 MW [24], de este modo se necesitarán sobre 20 turbinas.
- Profundidad del lecho marino y tipo de terreno: no podrá ser superior a los 50 metros debido a las limitaciones que presentan las cimentaciones tipo fijo. Este tipo de obra civil es la que presenta mayor madurez y es la mayoritariamente empleada en proyectos de energía *offshore* para profundidades de hasta 50 metros del lecho marino [34]. La instalación de aerogeneradores a profundidades mayores

implicaría la utilización de plataformas flotantes, siendo actualmente una tecnología en fase de desarrollo e inviable económicamente. Finalmente, el tipo de terreno deberá ser no rocoso. Para consultar la profundidad del lecho marino se recurrirá a mapa batimétricos del Instituto Geográfico Nacional [35] y al *European Marine Observation and Data Network* [36], elaborado por un consorcio de organismos europeos entre los que se encuentra el Instituto Hidrográfico de la Marina perteneciente a la Armada Española.

- Recurso eólico disponible: será necesario disponer de una velocidad media igual o superior a 7 metros por segundo a la altura de buje, estimada en 100 metros. Se consultará el *Global Wind Atlas* [37] y el *European Wind Atlas* [38].
- Afectación a rutas marítimas: se consultarán referencias que permitan la monitorización en tiempo real e importar el histórico de la densidad de rutas marítimas como *Marine Traffic* [39] y el Atlas de Transporte Marítimo del Instituto Geográfico Nacional [40].
- Se estudiarán otras afectaciones como particularidades locales, leyes de pesca del Ministerio de Agricultura y Pesca, conexiones y comunicaciones.

Se realizará un análisis exhaustivo de dos posibles localizaciones. Una alternativa será la construcción del parque eólico en las costas gallegas debido a la abundancia del recurso eólico, mientras que la otra opción estudiada se situará en la costa de Tarragona por las altas velocidades de viento y una profundidad del lecho marino viable para la implantación de energía *offshore*.

2.1 ESTUDIO DE LA LOCALIZACIÓN EN LA COSTA GALLEGA

Para la selección de un emplazamiento viable se ha procedido en primer lugar a la identificación de las áreas protegidas por Red Natura 2000 [29] y organismos internacionales. Galicia es una región con una elevada riqueza en biodiversidad marina, es por ello por lo que también se han consultado mapas de áreas marinas protegidas. Es importante destacar la importancia de la actividad pesquera en la región, el mantenimiento de los ecosistemas marinos es condición esencial para la viabilidad de un parque *offshore*. Para la idoneidad de un posible emplazamiento se ha consultado el Plan

Sectorial Eólico elaborado por el Instituto Energético de Galicia [41]. Aunque son directrices normativas referidas a eólica terrestre, se establecen procedimientos administrativos, económicos y medioambientales necesarios para la aprobación de proyectos en territorio gallego.

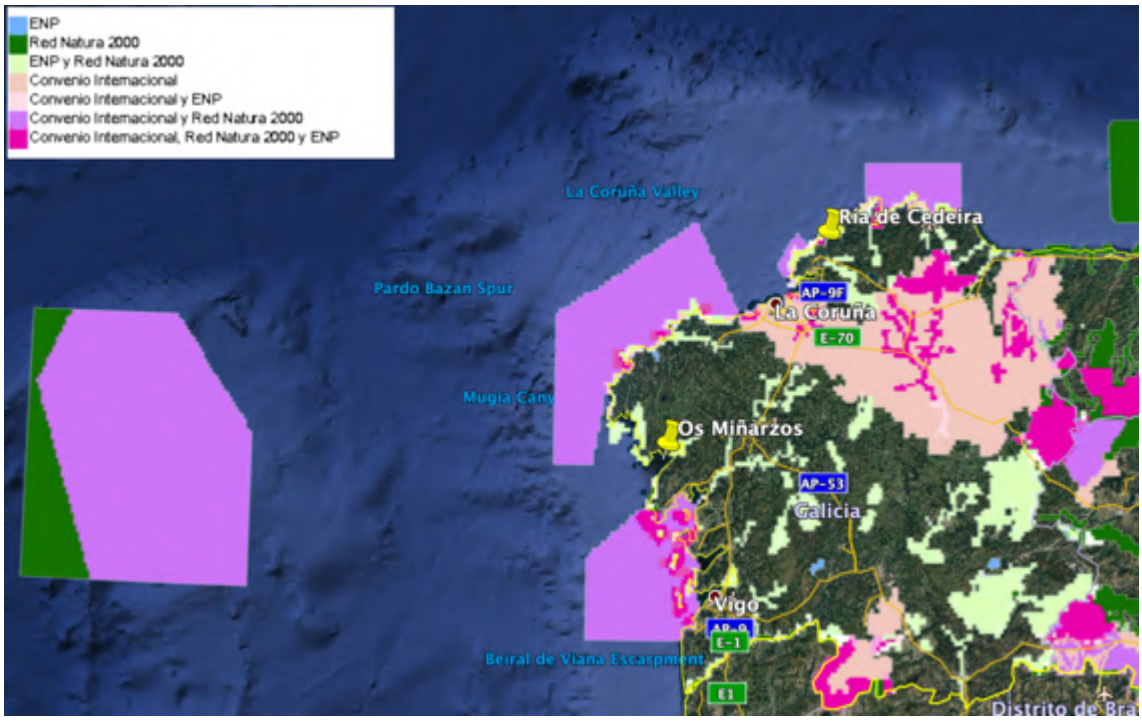


Figura 12. Espacios naturales protegidos en Galicia [28], [42].

Como se puede observar en la Figura 12, se han incluido las rías de Os Miñarzos y de Cedeira por constituir zonas de especial protección para la actividad pesquera de acuerdo con lo establecido por la Xunta de Galicia [43]. En la Figura 13 se ha procedido a identificar las áreas marinas protegidas, entre las que se encuentran algunas incluidas en la Red Natura 2000.

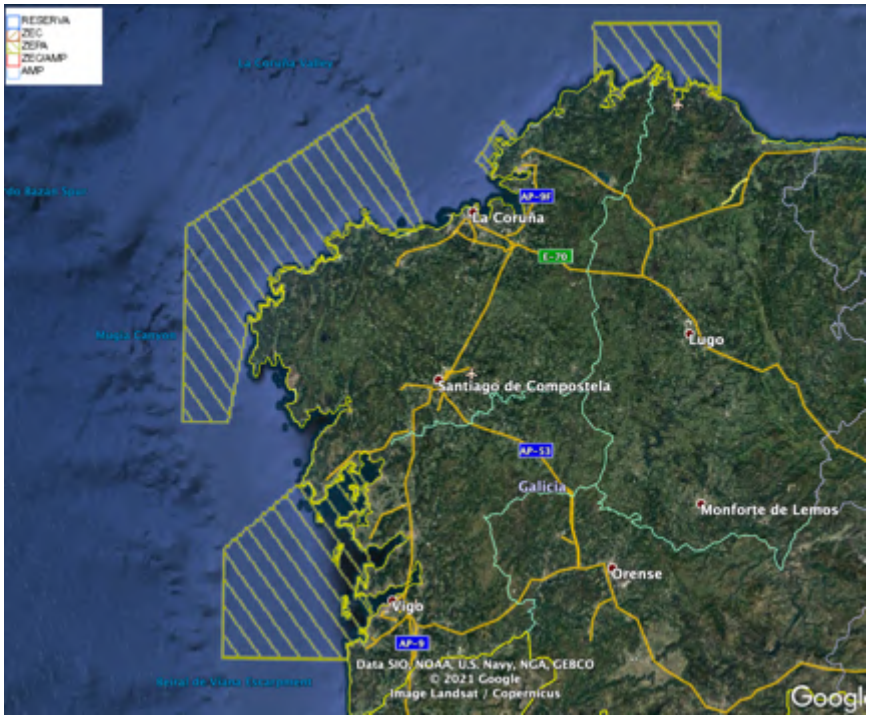


Figura 13. Red de Áreas Marinas Protegidas de España en la costa gallega [30], [42].

Se ha optado por elegir una localización situada en la entrada al Atlántico de la Ría de Os Miñarzos por las buenas comunicaciones por vía marítima y al ser una zona que, en un primer análisis, no dispone de restricciones medioambientales.

La localización considerada del parque eólico marino cerca la ría de Muros y Noya, se encuentra en las coordenadas UTM: Zona: 29T, Abscisa: 490773.09 m E, Norte: 4724209.99 m N. Se ha consultado en mapas de la Xunta de Galicia [44] la existencia de zonas protegidas en términos medioambientales y paisajísticos. En la Figura 15 se observa como el área estudiada no se encuentra dentro de ningún área protegida por Red Natura 2000 [29], zonas marcadas en verde, u otro tipo de consideración de protección. La localización elegida se sitúa a tan solo 6,12 kilómetros de la costa, pudiendo ser divisada desde la costa. Por este motivo, también se ha revisado el registro de zonas paisajistas protegidas por el gobierno gallego. La Figura 16 incluye las áreas de las costas con especial relevancia desde el punto de vista paisajístico cercanas a la localización estudiada, destaca la posible afectación a la ruta Porto Do Son y a la ruta desde el faro Corrubedo a Monte Enxa [45]. En el caso de finalmente establecer un parque eólico marino, será imprescindible realizar un análisis exhaustivo para comprobar si se produce su avistamiento desde la costa y minimizar su impacto visual. La situación del parque a

una mayor distancia de la costa implicará el aumento de la superficie del lecho marino y un recorrido más largo hasta la subestación más cercana. Por todo ello, se deberá encontrar un compromiso entre la conservación del paisaje y la viabilidad técnica del proyecto.

Figura 14. Localización estudiada para la situación del parque eólico marino [42].

Figura 15. Coordenadas del parque eólico en Mapa de Áreas Protegidas de la Xunta de Galicia [44].

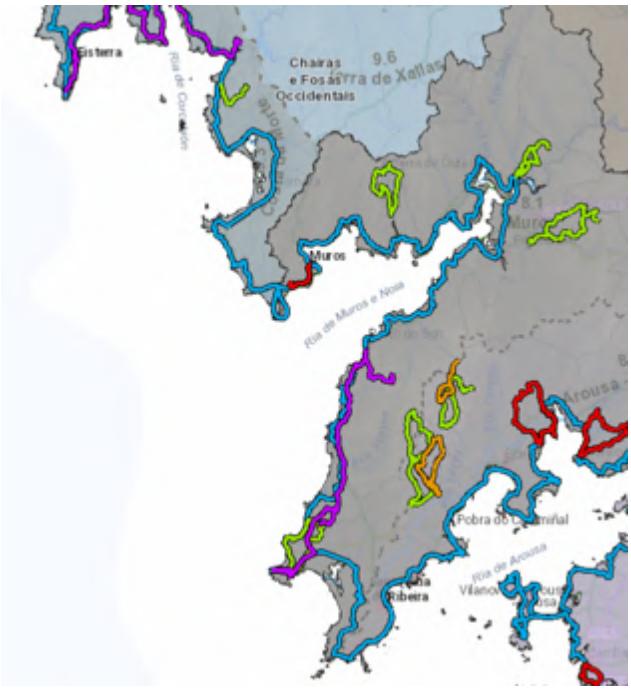


Figura 16. Itinerarios de interés paisajístico en la costa gallega [45].

Tras el estudio medioambiental, es necesario analizar la distancia a la subestación más cercana, de modo que no esté situada a más de 30 km con el objetivo de minimizar pérdidas y caídas de tensión. Se conectará a la subestación de 220 kV de Lousame, situándose a 31,4 kilómetros.

Figura 17. Mapa líneas eléctricas en Galicia [32].

Figura 18. Subestación de Lousame [31].

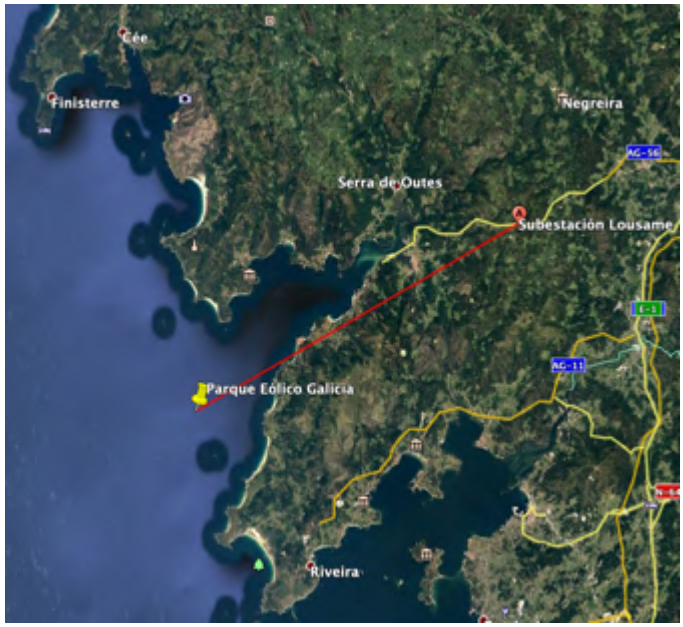


Figura 19. Distancia desde la localización estudiada a la subestación eléctrica de Lousame [42].

El principal atractivo de la instalación de un parque eólico marino en Galicia viene motivado por la presencia de un gran potencial eólico. En las coordenadas estudiadas, se obtiene una velocidad media anual de aproximadamente 8,12 m/s a una altura de buje de 100 metros y una densidad de potencia superior a 600 W/m^2 [37]. Se concluye, por tanto, la presencia de viento suficiente para la instalación del parque eólico marino.

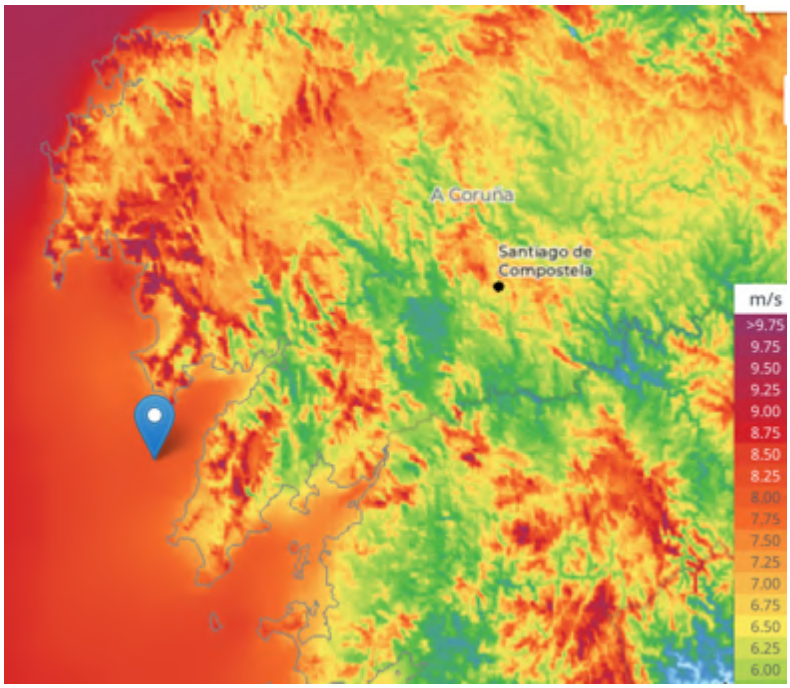


Figura 20. Mapa de viento en la localización de Galicia a 100 metros de altura [37].

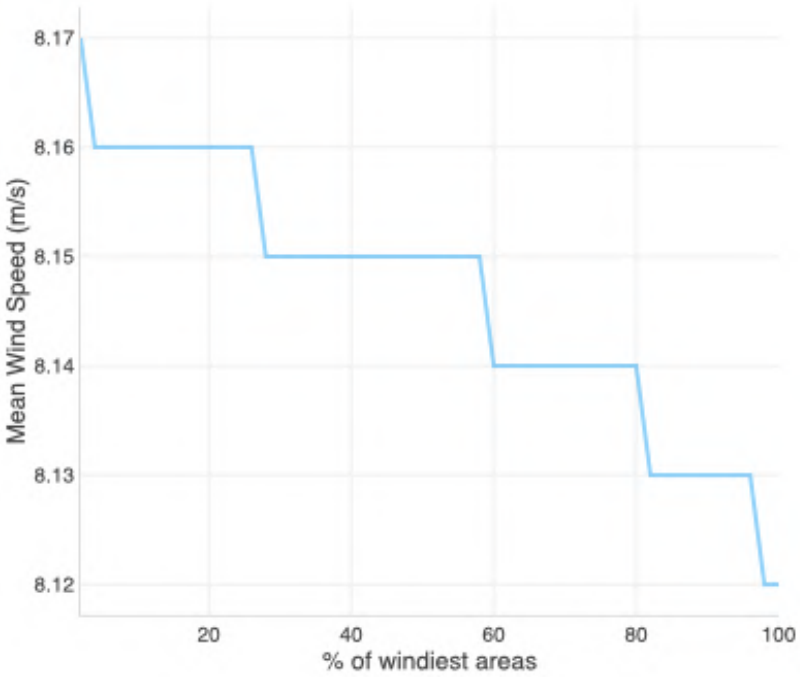


Figura 21. Velocidad media en las coordenadas de Galicia a una altura de 100 metros [37].

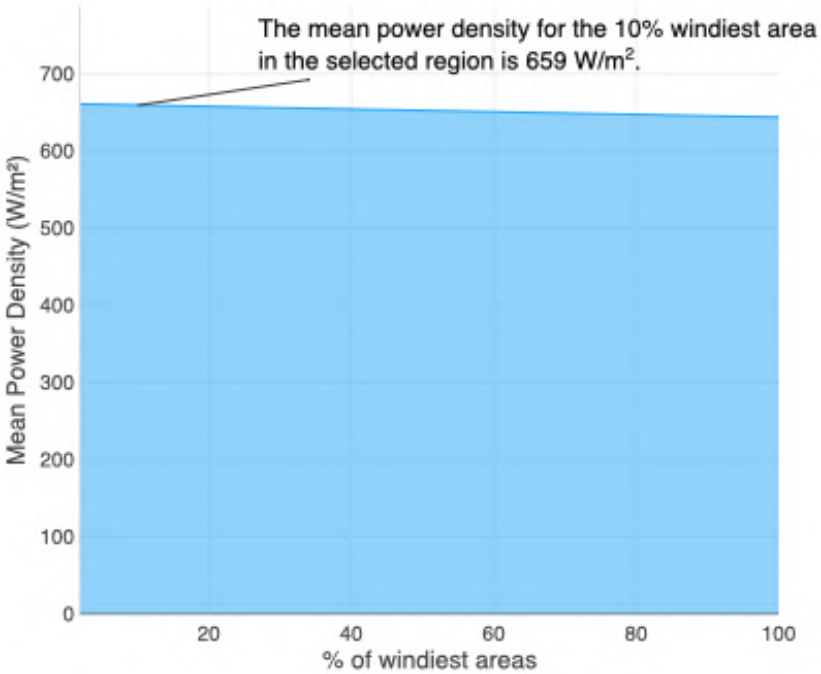


Figura 22. Densidad de potencia eólica en las coordenadas de Galicia a una altura de 100 metros [37].

Un punto por considerar en el estudio del emplazamiento estaría constituido por la afectación a rutas marítimas. Galicia cuenta con un gran número de puertos, teniendo una intensa actividad marítima debido a su acceso al Océano Atlántico y a la importancia

económica de la pesca en la región. En la Figura 23 se puede ver cómo cualquier emplazamiento cercano a la costa, necesario si se buscan profundidades del lecho marino bajas, la intensidad de tráfico marítimo es elevada, complicando por tanto la instalación del parque eólico marino.

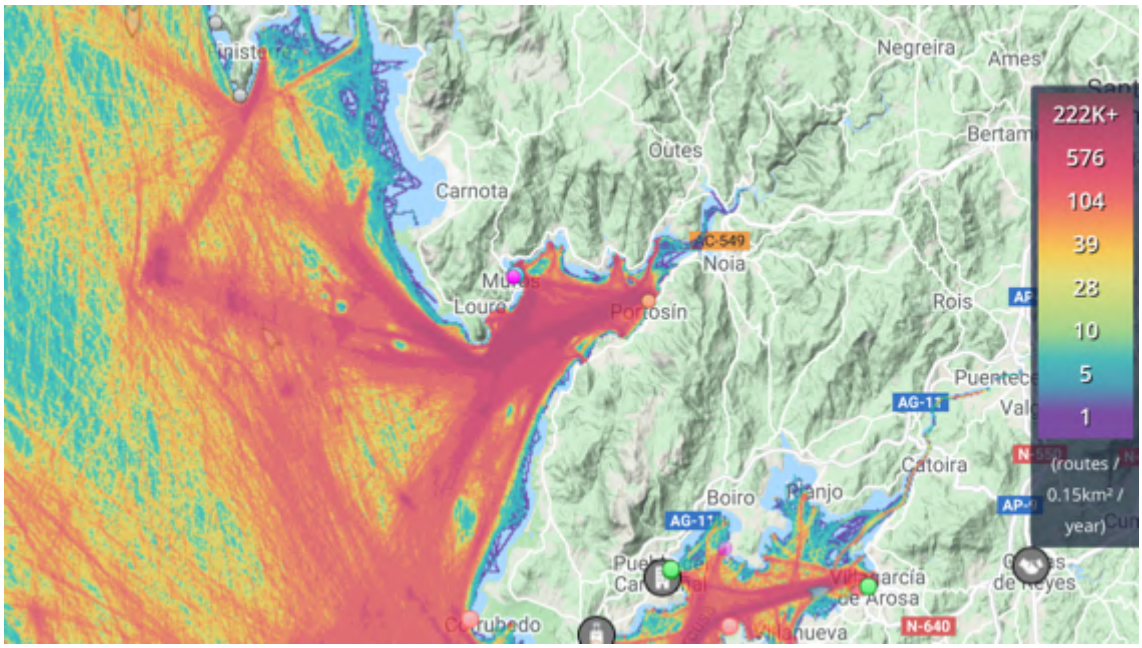


Figura 23. Densidad de tráfico marítimo en el emplazamiento gallego estudiado [39].

Finalmente, es necesario comprobar la profundidad del lecho marino, representando actualmente la principal limitación técnica, impidiendo construir la instalación mar adentro. La tecnología empleada en los parques actuales de cimentaciones fijas solo es aplicable hasta los 50 metros de profundidad. Como ya se mencionó anteriormente, los parques eólicos flotantes son todavía una tecnología muy incipiente, tratándose de prototipos y no siendo viables desde un punto de vista económico. El desarrollo de estas cimentaciones permitiría en un futuro alejarse de la costa reduciendo el impacto visual y deslocalizar hacia áreas con poco transito marítimo.

Las coordenadas donde se situaría el parque eólico marino presentan una profundidad cercana a los 60 metros, estando tan solo a 6 km de distancia de la costa, siendo una distancia ya muy cercana a tierra, en un área con relevancia paisajística y gran cantidad de tráfico marítimo. Por estos motivos, se termina de descartar la localización estudiada. El emplazamiento en cualquier otra zona de la costa gallega presentaría muchas

complicaciones por el elevado número de áreas protegidas medioambientalmente, la protección paisajística, el transito marítimo y las elevadas profundidades del lecho marino a poca distancia de la costa.

Figura 24. Mapa de la distancia a costa en Galicia desde las coordenadas estudiadas para perfil batimétrico [36].

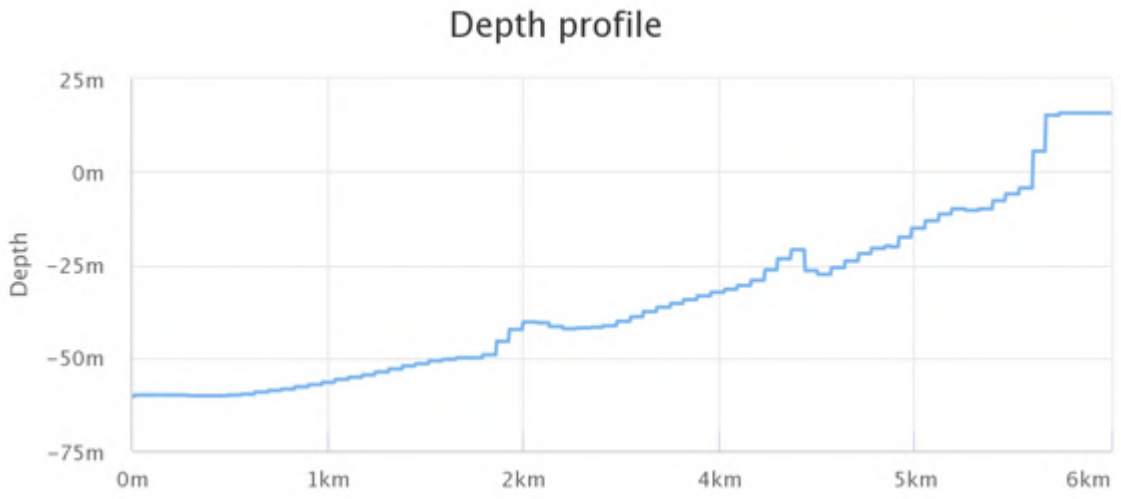


Figura 25. Perfil batimétrico desde las coordenadas del emplazamiento en Galicia hasta la costa [36].

En conclusión, la elevada profundidad del lecho marino, la afectación a rutas marítimas, así como el impacto en el paisaje costero, constituyen los principales motivos por los que

se descarta finalmente la construcción de un parque *offshore* en Galicia, a pesar del gran potencial eólico de la región. Aunque recientemente Galicia ha mostrado una postura favorable a la implantación de parques eólicos marinos flotantes frente a sus costas, destaca la posición de la Xunta en el *Informe de Sostenibilidad Ambiental y Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español para la Instalación de Parques Eólicos Marinos* [26], donde sitúa la energía eólica marina fuera de su estrategia de transición energética. La afectación severa a la actividad pesquera y la imposibilidad de construcción en aguas más lejanas a la costa para reducir el impacto visual, generarían un enorme rechazo social, siendo de momentos no prioritarios los proyectos *offshore* de cimentaciones fijas en la región.

2.2 ESTUDIO DE LA LOCALIZACIÓN EN LA COSTA DE TARRAGONA

El estudio de otra alternativa de emplazamiento se ha llevado a cabo en zonas cercanas al Delta del Ebro, frente a la costa de Tarragona. La principal motivación de esta elección es la gran presencia de recurso eólico como se puede observar en el mapa de la Figura 26.

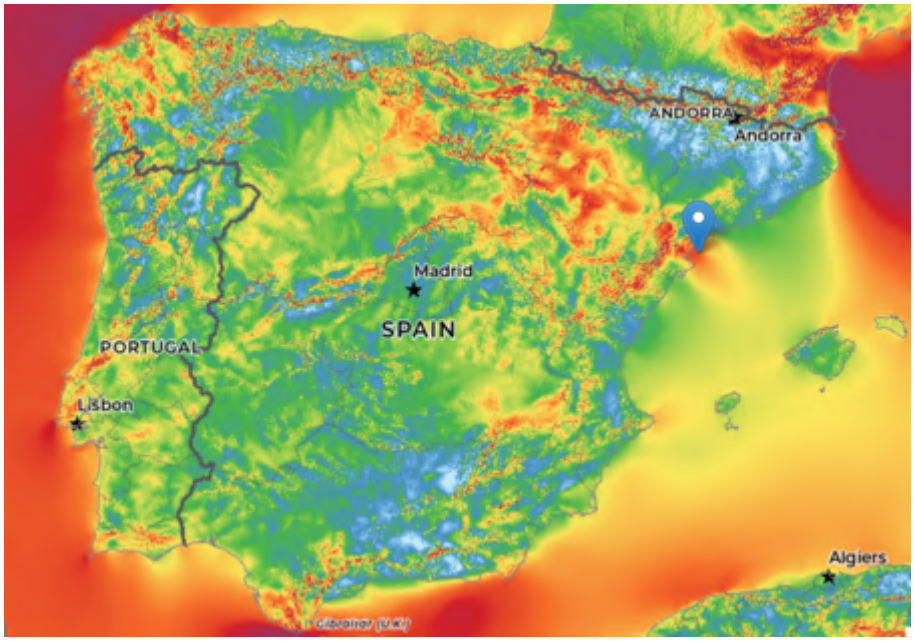


Figura 26. Mapa de viento en la Península Ibérica y localización del Delta del Ebro [37].

Uno de los puntos más críticos de esta localización son las restricciones medioambientales al ser una zona con un elevado grado de protección al constituir un ecosistema único en la Península Ibérica y presentar una gran riqueza en biodiversidad [46].

Se han analizado las zonas protegidas por Red Natura 2000 [29], la red de áreas marinas protegidas [30] y los espacios protegidos por la Generalitat de Cataluña [47]. Es importante destacar la presencia del Corredor de Cetáceos del Mediterráneo [48]. Dado que el parque eólico marino se situará cercano a la costa para evitar grandes profundidades del lecho marino, está restricción solo aplicaría en el caso de considerar un parque eólico flotante el cuál se situase mar adentro.

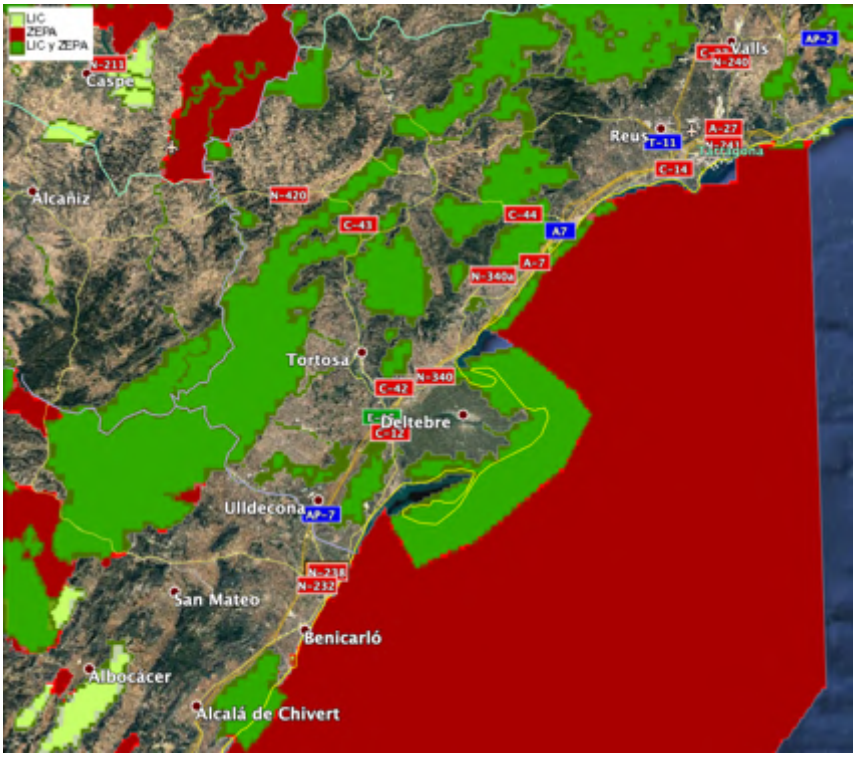


Figura 27. Espacios protegidos en el Delta del Ebro por Red Natura 2000 [29], [42].

Figura 28. Red de Áreas Marinas Protegidas en la costa del Delta del Ebro [30], [42].

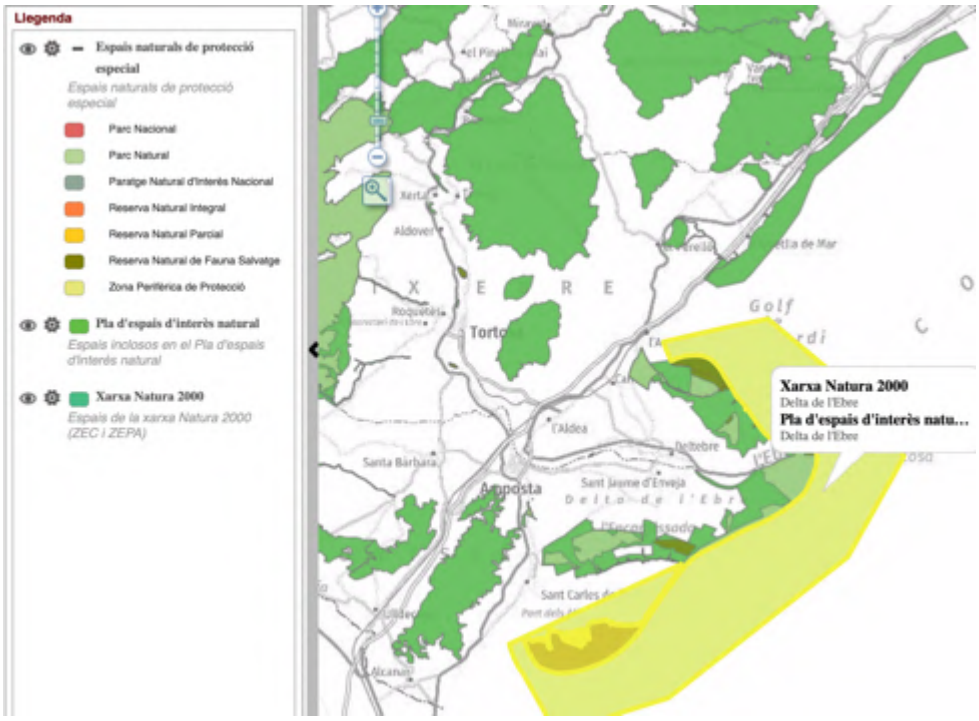


Figura 29. Espacios Protegidos de Cataluña en la costa del Delta del Ebro [47].

Para la implantación del parque eólico, se ha optado por la zona situada frente a la localidad de L'Ampolla. Según los distintos organismos consultados esta zona no tendría restricciones específicas, sin embargo, sería una zona con condicionantes ambientales

según lo descrito en [26]. Sería necesario realizar un estudio más detallado en la fase de diseño dado la cercanía a zonas protegidas y a la poca distancia a la costa en la que se sitúa, pudiendo afectar significativamente al paisaje.

Se ha optado por un diseño definitivo de 21 aerogeneradores. La disposición de las turbinas ha sido un proceso iterativo con el objetivo de mantener las pérdidas por efecto estela próximas al 5%. El tamaño del rotor del modelo de aerogenerador seleccionado determina la situación de estos, sin embargo, se partió de las hipótesis iniciales de una altura de buje de 100 metros y un diámetro de unos 150 metros [33]. Sobre la disposición se fueron realizando cambios hasta conseguir distribuir 21 aerogeneradores de forma óptima, con distancias entre los de la misma alineación de aproximadamente 495 metros y 1700 entre distintas alineaciones. El parque eólico marino tendrá una potencia instalada de 126 MW, siendo un tamaño menor a los últimos puestos parques *offshore* puestos en funcionamiento [24], debido las limitaciones de espacio impuestas por la cercanía a la costa y al estar rodeado por zonas de protección ambiental. Al tratarse de un primer estudio de viabilidad y por disponibilidad de terreno, se ha diseñado para una capacidad inferior a la media mundial.

La disposición de los aerogeneradores se sitúa a aproximadamente 1,7 kilómetros de la costa, dadas las limitaciones impuestas por la profundidad del lecho marino y a la protección de la zona por motivos medioambientales. En la Figura 30 se localiza el espacio que ocuparán los aerogeneradores, constituyendo un área total de unos 10 kilómetros cuadrados. Las coordenadas de localización de los aerogeneradores que limitan el área del parque se exponen en la Tabla 1.

Tabla 1. Coordenadas localización aerogeneradores parque eólico marino.

	Xutm	Yutm
Aerogenerador 1	315389.0	4521194.0
Aerogenerador 13	309615.0	4519964.0
Aerogenerador 14	314382.0	4522659.0
Aerogenerador 21	311097.0	4521945.0

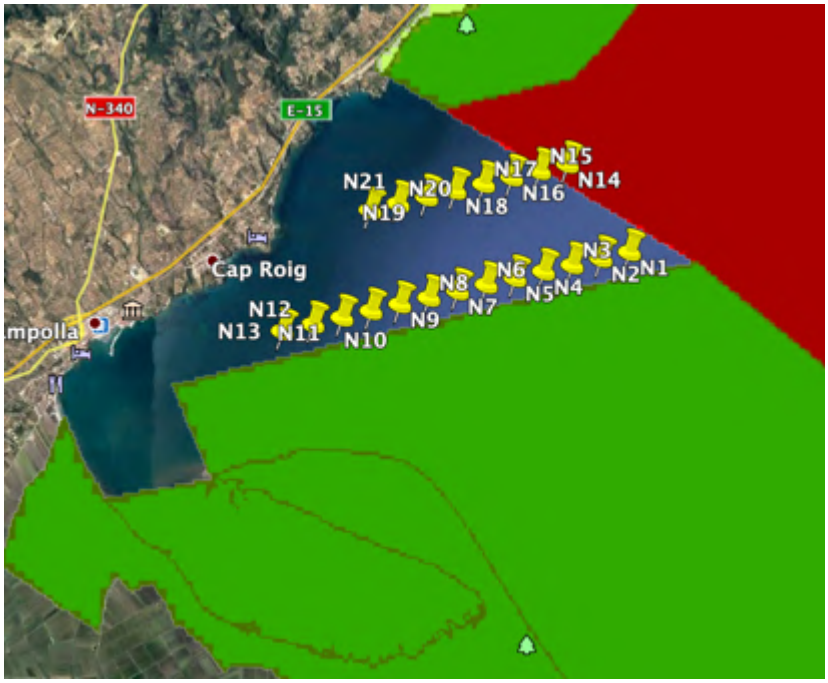


Figura 30. Mapa del lay out del parque eólico frente a L'Ampolla [29], [42].

Se comprueban las profundidades del lecho marino en el emplazamiento seleccionado. La localización elegida se sitúa aproximadamente a 20 metros de profundidad, constituyendo aguas someras y, por tanto, permite emplear las cimentaciones tipo monopilote.

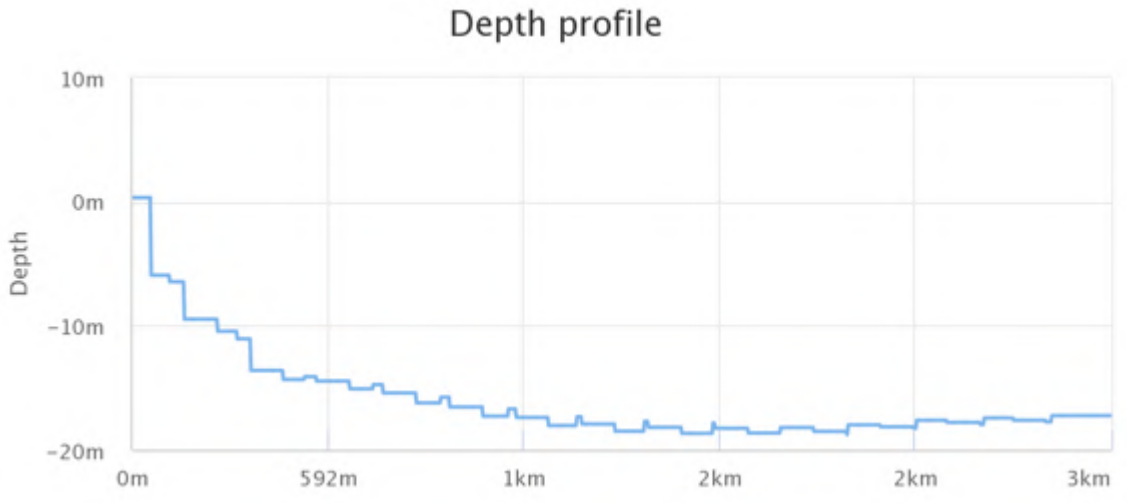


Figura 31. Perfil batimétrico desde la costa al emplazamiento elegido en el Delta del Ebro [36].

Figura 32. Mapa de la distancia a costa desde el emplazamiento para perfil batimétrico [36].

Como ya se mencionó anteriormente, la presencia de gran potencial eólico ha sido la principal motivación en la selección del emplazamiento. Al consultar el mapa de viento [37] en el área de los aerogeneradores, se obtienen velocidades a una altura de buje de 100 metros superiores a 8.2 m/s, con una densidad media 1108 W/m^2.

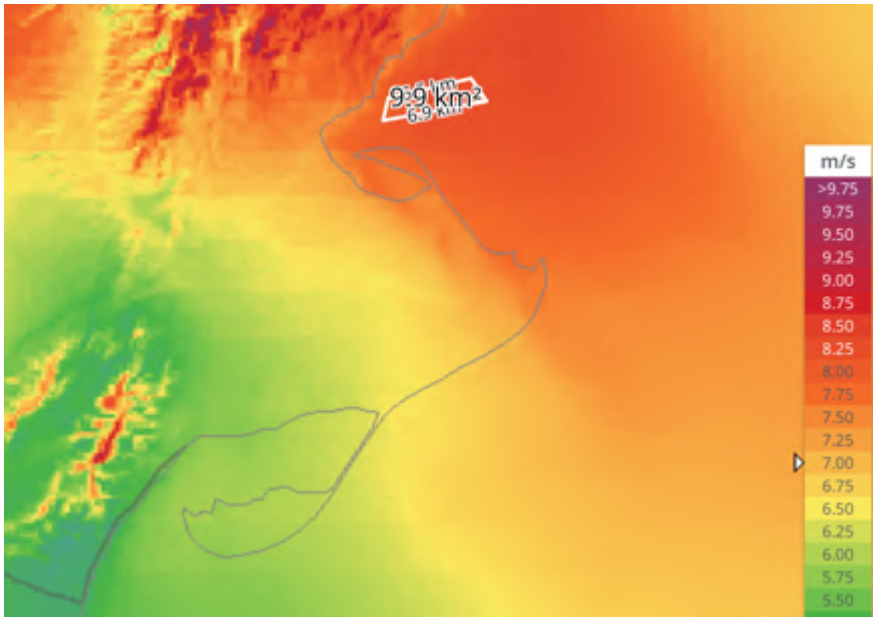


Figura 33. Mapa de viento en el Delta del Ebro a 100 metros de altura [37].

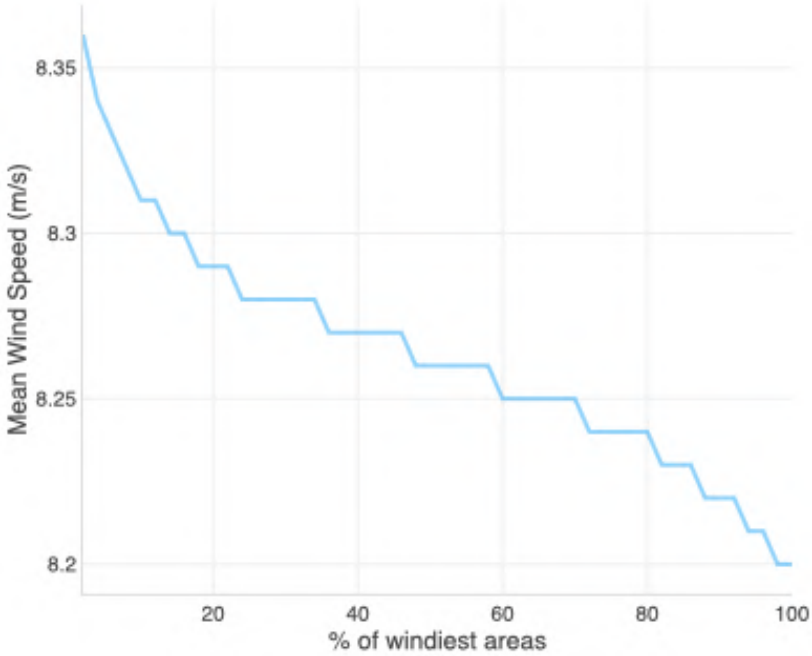


Figura 34. Velocidad media en el área del Delta del Ebro a una altura de 100 metros [37].

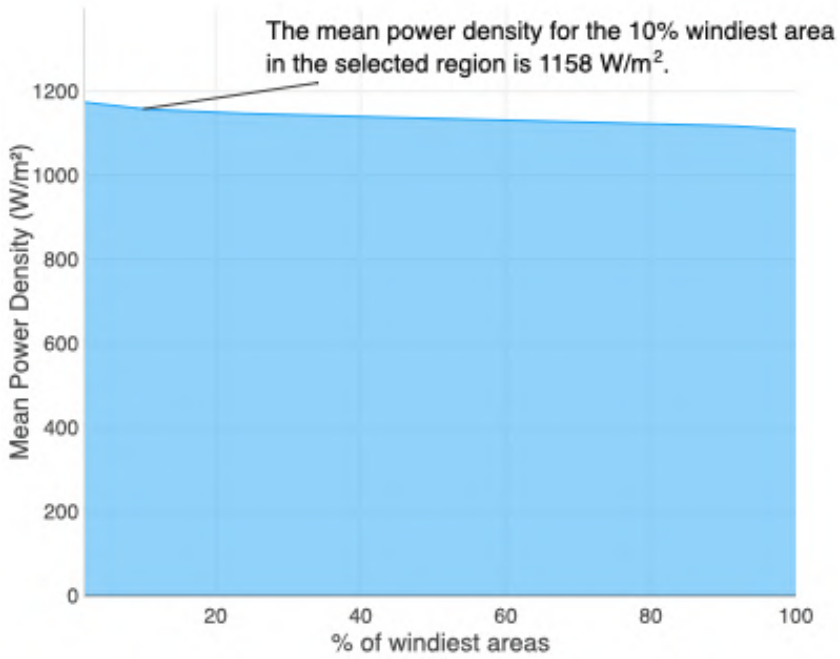


Figura 35. Densidad de potencia eólica en el área estudiada del Delta del Ebro a una altura de 100 metros [37].

La conexión a la red eléctrica se realizará en la subestación de la central de Plana del Vent, situada a unos 17 kilómetros de distancia del emplazamiento del parque.

Figura 36. Mapa líneas eléctricas en Tarragona [32].

Figura 37.Subestación de Plana del Vent [31].

Figura 38. Distancia desde el área seleccionada frente a L'Ampolla a la subestación de Plana del Vent [42].

Finalmente, se consulta la afectación a rutas marítimas de la zona. El área elegida no presenta una actividad intensa, el tráfico marítimo de la región está desviado más al norte, hacia el puerto de L'Ametlla de Mar.

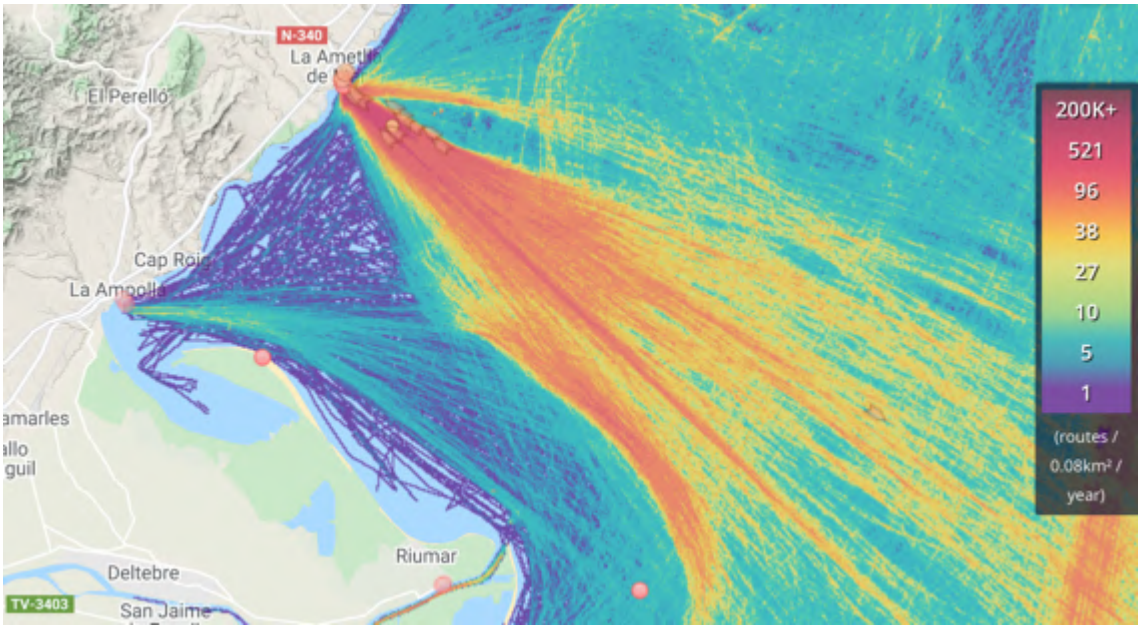


Figura 39. Densidad de tráfico marítimo en el emplazamiento del Delta del Ebro estudiado [39].

2.3 SELECCIÓN DE EMPLAZAMIENTO: DELTA DEL EBRO

Tras el análisis del emplazamiento, se concluye la idoneidad del espacio para la implantación del parque eólico marino, con bajas profundidades del lecho marino de 20 metros y un recurso abundante de viento, aproximadamente 8m/s, proveniente del Cierzo presente a lo largo de todo el valle y desembocadura del río Ebro. En cuanto al impacto ambiental generado por la construcción del parque eólico marino, sería necesario hacer un análisis del ecosistema del Delta del Ebro. La principal actividad de la zona es el cultivo de arroz, lo que atrae a muchas aves migratorias que descansas en sus humedales. La pesca también constituye una de las principales actividades económicas de la zona y es destacable la creciente importancia que ha adquirido el turismo en la comarca en los últimos años, debido a las características únicas de la desembocadura del río y a las playas del alrededor [49]. Aunque el emplazamiento no se encuentra en un área protegida y, por tanto, en una primera instancia no afectaría ni a la migración de aves a no ser zona ZEPA ni a la actividad pesquera, si sería necesario una evaluación sobre la influencia de las

cimentaciones en el fondo marino. Las especias encontradas frente a la costa de L'Ampolla son muy sensibles como la coral madrépora mediterránea, esponjas y nacras [50].

Como apunta la Generalitat de Cataluña en [26], el proyecto deberá presentar un claro beneficio para la sociedad en términos económicos y sostenibilidad para contar con la aprobación gubernamental y el visto bueno de la sociedad civil. El principal inconveniente de este emplazamiento es la cercanía a la costa, aunque en primera instancia no viola ninguna restricción o ley, si pudiera implicar el rechazo de las poblaciones situadas alrededor del Delta del Ebro debido al impacto visual generado. Las bajas profundidades encontradas en el emplazamiento cercanas a 20 metros permitirán el uso de monopilotes, siendo el tipo de cimentación fija más popular. La localización en la costa gallega presentaba el mismo problema de impacto visual dada la necesidad de situarse a entorno a 1,5 km de la costa para tener profundidades próximas a los 20 metros. A todo ello hay que añadir el intenso tráfico marítimo de la zona y la protección específica del paisaje de la zona. Por este motivo, se ha decantado por la selección del emplazamiento en el Delta del Ebro.

En cuanto a las comunicaciones, el emplazamiento se sitúa a 17 km de la subestación de Plana del Vent. El diseño del parque consistirá en una subestación marina que eleve la tensión para minimizar las pérdidas en su transporte hasta Plana del Vent. Por otro lado, el polo industrial de Tarragona y su puerto constituyen un punto estratégico en la construcción del parque, pudiendo también emplear de apoyo puertos más pequeños pero cercanos al emplazamiento como el de L'Ampolla y L'Ametlla del Mar.

Capítulo 3. ANÁLISIS DEL RECURSO DE VIENTO

En este estudio se han utilizado los softwares comerciales Windographer [1] y WAsP [2]. El primer programa se ha empleado para obtener un análisis estadístico del recurso de viento a altura de buje, mientras que el segundo consiste en simulador de la generación de energía producida por el parque mediante la introducción de los distintos elementos que lo componen.

3.1 OBTENCIÓN DE LA SERIE DE VIENTO

Para el análisis se ha empleado la serie de viento proporcionada por la empresa VORTEX. La cesión de los datos ha sido altruista y con finalidad académica. La serie de viento se solicitó en una localización intermedia del parque a una altura de buje de 100 metros, de acuerdo con el estudio preliminar de recurso de viento realizado en el capítulo anterior. La velocidad media resultó ser de 7,25 m/s, siendo muy inferior a lo indicado por el *Global Wind Atlas* [37] en el área que ocupa el parque. Dado que la serie de viento varía considerablemente dependiendo del punto donde se soliciten los datos, la serie de viento se ha recalibrado a una velocidad media de 8 m/s a 100 metros de altura de buje, un valor más cercano y acorde al valor medio esperado en el área del parque según indicaba el *Global Wind Atlas* [37].

En simulaciones preliminares se obtuvieron horas de operación con aerogeneradores comerciales inferiores a las 3.500, lo mínimo necesario para garantizar la viabilidad de un parque eólico marino. El siguiente paso consistió, por tanto, en elevar la altura de buje a 150 metros con objeto de aprovechar en mayor medida el recurso de viento presente en la zona, y con ello la rentabilidad del parque.

Para la estimación de la velocidad a la nueva altura de buje se ha empleado la ley logarítmica:

$$E.\ 1 \quad \alpha = \frac{Ln(v2/v1)}{Ln(h2/h1)}$$

Esta fórmula correlaciona las velocidades a distintas alturas en función de α o el coeficiente de cizalladura, parámetro que depende del tipo del terreno puesto que modela el rozamiento del aire con la superficie terrestre. Empleando un valor de cizalladura típico de 0,15 para terrenos con poca rugosidad como la costa o el mar, se obtiene una velocidad media a 150 metros de 8,5 m/s.

3.2 ESTUDIO ESTADÍSTICO DE LA SERIE DE VIENTO

La serie analizada con Windographer [1] tiene las siguientes características:

- Localización: Zona: 31T, Abscisa: 313393.97 m E, Norte: 4521344.02 m N
- Serie de 10 años, empezando en 01/01/2011 a las 1:00h y terminado 10/03/2021 a las 00:00h, en saltos de una hora.
- Velocidad viento media a 150 m: 8,5 m/s
- Velocidad viento mediana a 150m: 6,681 m/s
- Velocidad viento máxima a 150m: 39,03 m/s
- Desviación estándar velocidad de viento: 6,21 m/s
- Dirección de viento proveniente mayoritariamente del noroeste.
- Densidad media: 1,197 kg/m^3
- Temperatura media: 16,47 ºC

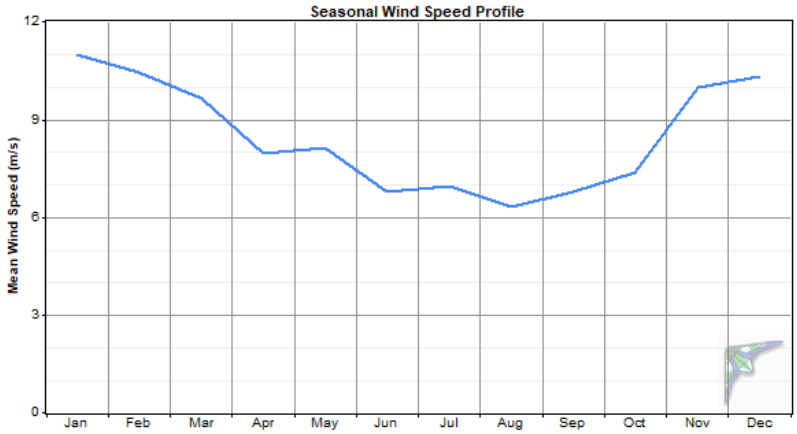


Figura 40. Velocidad media por meses a 150 m [1].

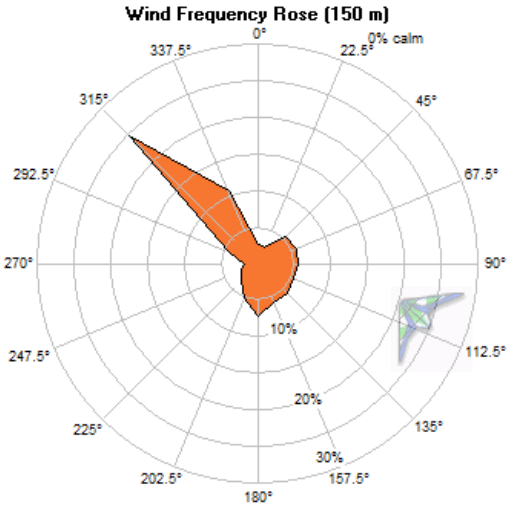


Figura 41. Rosa de los vientos de frecuencias a 150 m [1].

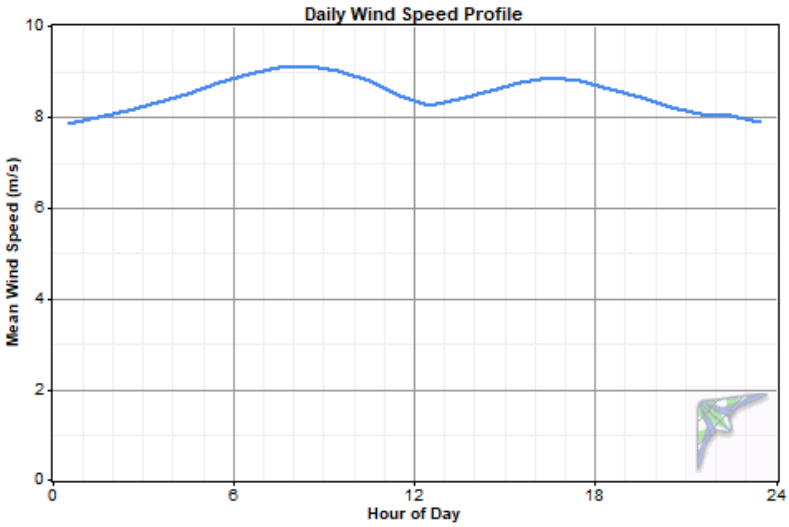


Figura 42. Velocidad media diaria a 150 m [1].

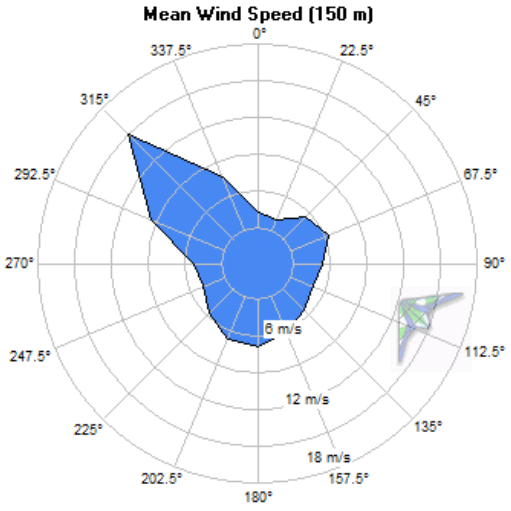


Figura 43. Rosa de vientos de velocidad media a 150 m [1].

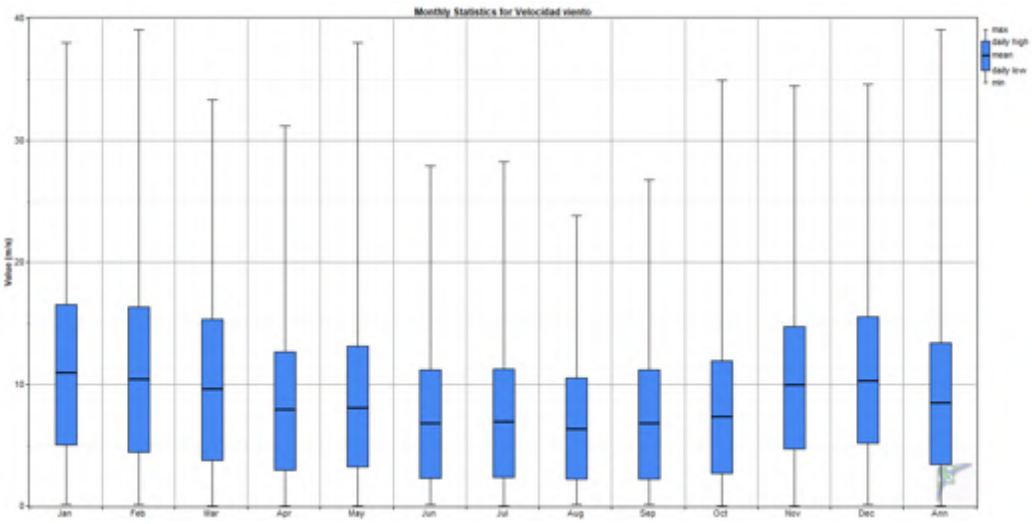


Figura 44. Diagramas de cajas para velocidad de viento a 150 m por meses [1].

En este caso la distribución de Weibull o densidad de probabilidad de la serie de viento analizada tiene un parámetro de escala de c=9,42 m/s y un valor de k=1,45. De modo que la probabilidad de obtener una velocidad se obtiene de la siguiente fórmula:

$$E.\ 2 \quad p(v) = \left({}^{k}/_{c}\right) \cdot \left({}^{v}/_{c}\right)^{k-1} \cdot e^{\left(-\frac{v}{c}\right)^{k}}$$

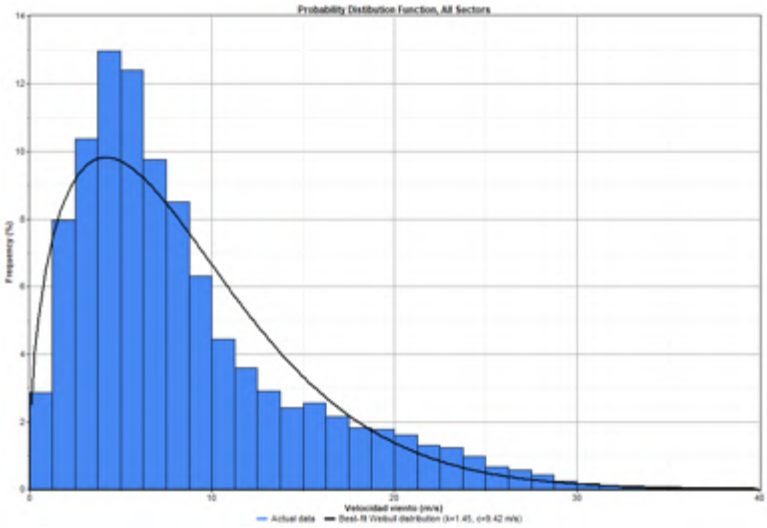


Figura 45. Distribución de probabilidad de velocidades de viento a 150 m [1].

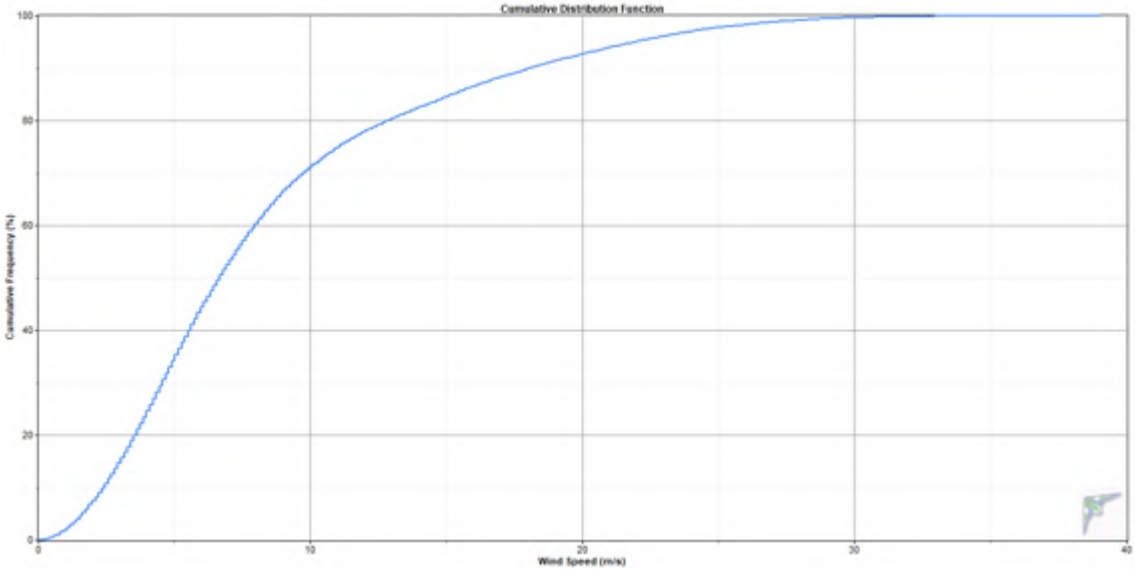


Figura 46. Función de distribución acumulada de la serie de viento a 150 m [1].

Finalmente se obtienen los valores de densidad energéticos de la serie:

- Densidad de potencia media: 1.166 W/m^2
- Energía media anual por área: 10.210 W/m^2

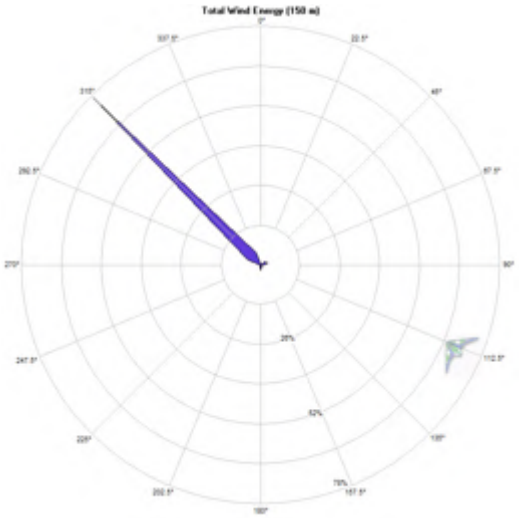


Figura 47. Energía total de viento a 150 m [1].

3.3 SIMULACIÓN PARA LA OBTENCIÓN DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EL PARQUE EÓLICO MARINO

En esta fase de análisis del recuro de viento se ha empleado el software comercial WAsP [2], donde se han ido introduciendo los distintos elementos por capas para construir un modelo de simulación del parque:

1. Introducción de la serie de viento en el módulo WAsP Climate analyst, proporcionando un breve análisis estadístico del recurso de viento.
2. Digitalización del mapa topográfico del área con WAsP Map Editor. Para esta fase se ha descargado el mapa del Instituto Geográfico Nacional [51] para posteriormente ser editado con AutoCAD [52]. En primer lugar, se procedió a limpiar el mapa eliminado capas irrelevantes, manteniendo las curvas de nivel y núcleos urbanos para posteriormente fijar la rugosidad de las distintas zonas. En segundo lugar, se calibró el mapa mediante la fijación de tres puntos y sus coordenadas. En tercer, se establecieron las zonas de distinta rugosidad:
    - Núcleos urbanos: 0,4
    - Zonas rurales de cultivo llanas: 0,03
    - Zona arenosa: 0,0003
    - Zona de mar abierto: 0,0002

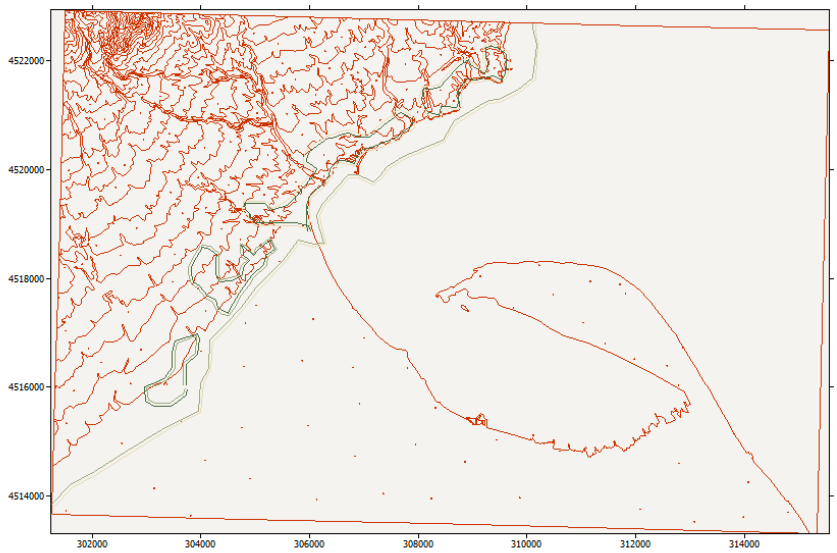


Figura 48. Mapa digitalizado de la zona del emplazamiento del parque [2].

3. Listado con las coordenadas de los 21 aerogeneradores del parque. La localización de los aerogeneradores fue un proceso iterativo con el objetivo de minimizar las pérdidas por efecto estela y mantenerlas cercanas a un 5%. Las pérdidas por efecto estela se deben a la ralentización del viento tras su paso por una turbina afectando por tanto a la producción por parte de aerogeneradores cercanos.
4. Localización de la estación de viento. Las coordenadas introducidas serán las del punto intermedio del emplazamiento donde se solicitó la serie de viento. También se fija la altura de buje a 150 metros.

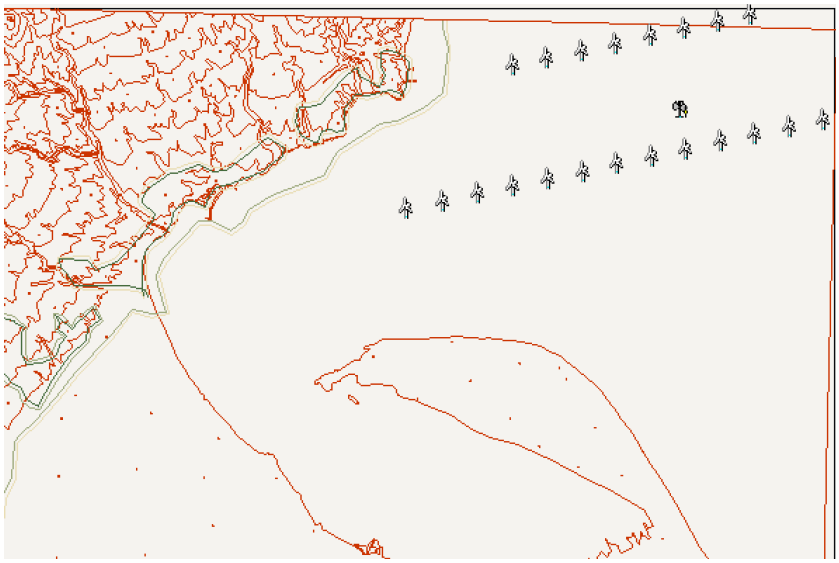


Figura 49. Localización de aerogeneradores y estación de viento en el emplazamiento [2].

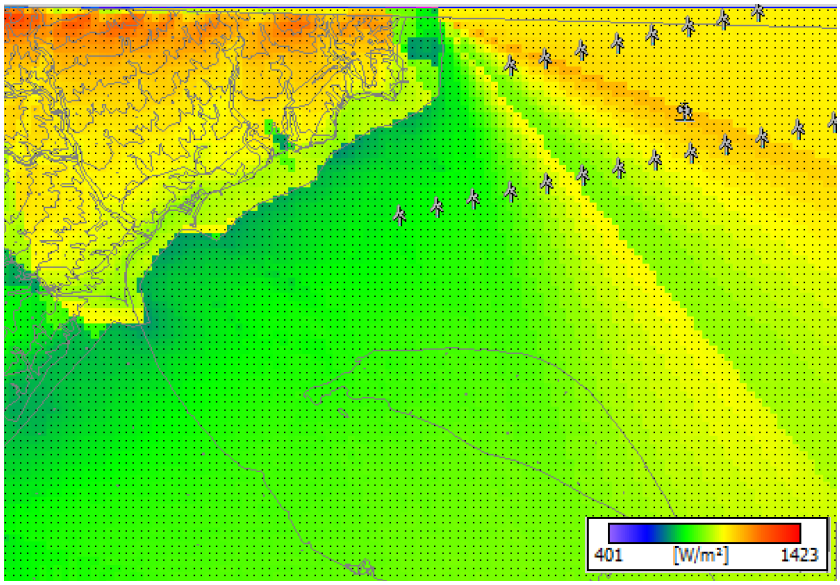


Figura 50. Densidad de potencia en el emplazamiento [2].

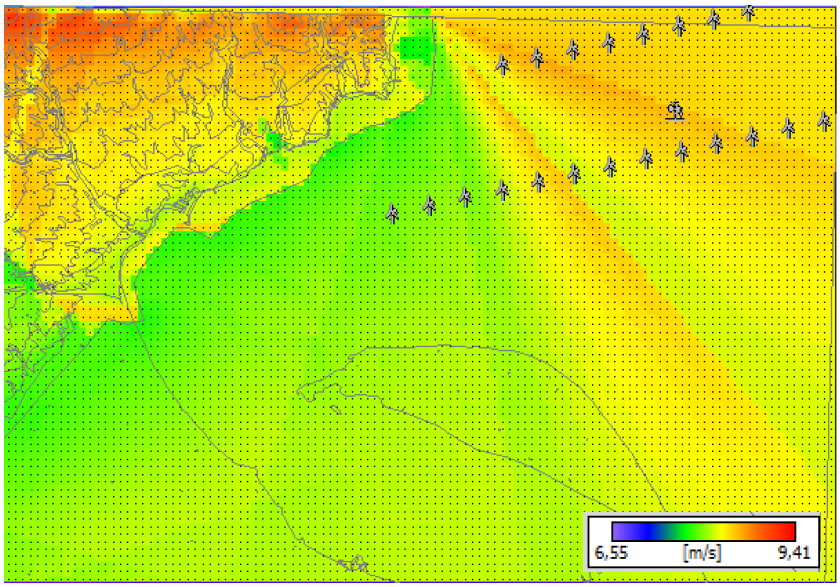


Figura 51. Velocidad media en el emplazamiento [2].

En el Anexo VII se encuentra un plano detallado del emplazamiento y de la disposición de los aerogeneradores.

5. Digitalización de las curvas de potencia y empuje de los modelos comerciales de aerogeneradores empleados. Las curvas de potencia empleadas corresponden a una densidad de 1,20 kg/m^3 para los modelos Vestas y 1,21

kg/m^3 para el modelo de Siemens Gamesa por ser el valor más próximo a la densidad media del emplazamiento.

Se ha probado a realizar simulaciones con tres aerogeneradores distintos con el fin de maximizar las horas de operación del parque:

- Siemens Gamesa 170 6 MW [53]

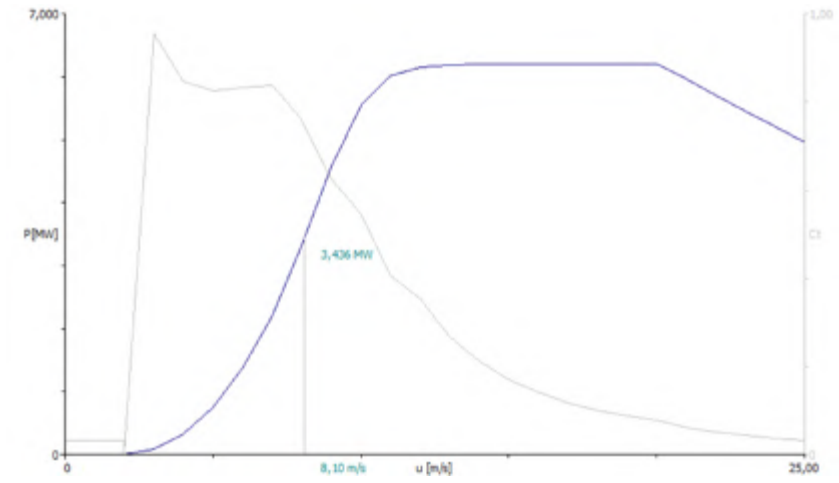


Figura 52. Curva de potencia y empuje del modelo SG 170 6 MW [2], [53].

- Vestas enventus 162 6 MW [54]

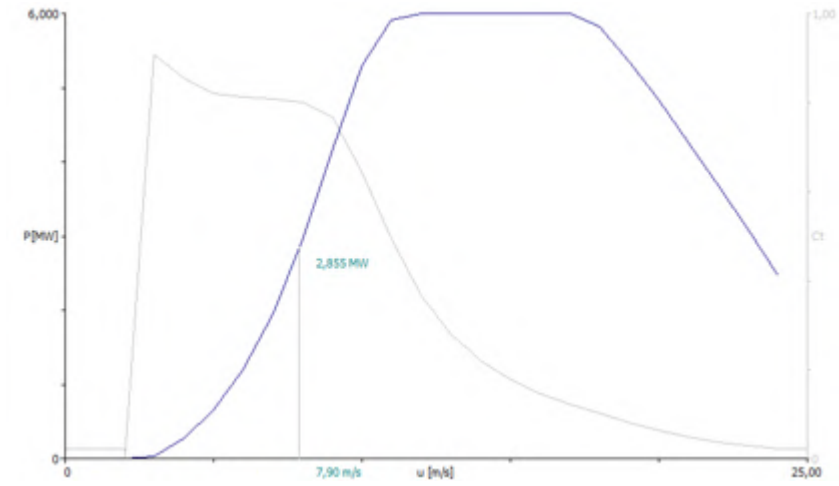


Figura 53. Curva de potencia y empuje del modelo V 162 6 MW [2], [54].

- MHI Vestas 164 9,5 MW [55]

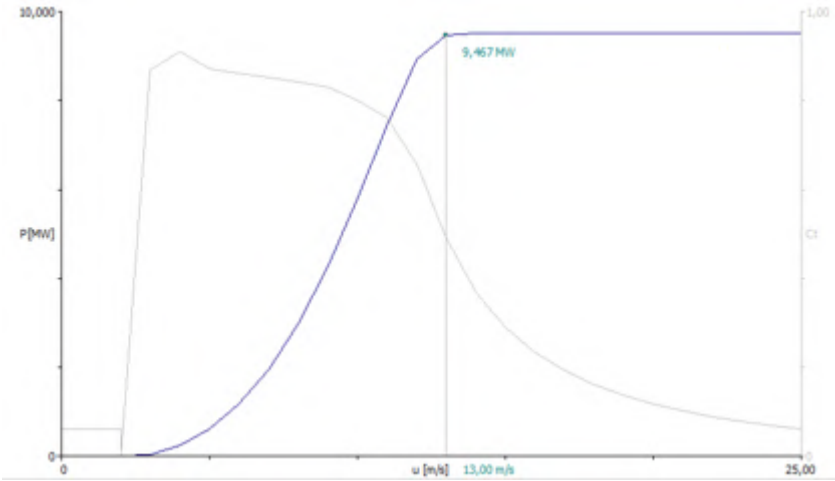


Figura 54. Curva de potencia y empuje del modelo MHI V 164 9,5 MW [2], [55].

Finalmente se acabó por seleccionar el modelo de Siemens Gamesa, como se justificará posteriormente, al ajustarse mejor a las condiciones del parque y ofrecer un factor de capacidad mayor.

Las curvas se adjuntan en el Anexo II del documento. Las curvas de la MHI Vestas 164 9,5 MW no se han incluido por motivos de confidencialidad.

Aunque la producción del parque la realizará WAsP mediante una simulación a través de la introducción de capas que indiquen las condiciones del parque, la fórmula teórica empleada para la determinación de la potencia eólica aprovechable sigue la siguiente ecuación:

$$E.\ 3 \quad P_a = C_p \cdot \left({}^{1}/_{2}\right) \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

Donde Cp es el coeficiente de potencia cuyo valor depende de la velocidad del viento y el rotor del aerogenerador, A es el área del rotor, ρ y v se corresponden respectivamente con la densidad del aire y velocidad del viento a altura de buje.

Multiplicando la potencia aprovechada por el tiempo que la velocidad se mantiene en ese valor, se obtiene la producción por aerogenerador en esas condiciones.

6. Reajuste del modelo WasP. Se ha introducido un factor de corrección de dado que la velocidad media a 150 metros es de 8,5 m/s y el simulador de WasP indica que es 8,7 m/s. Se ha introducido un factor de corrección de 2,31.

$$E.\ 4 \quad \frac{(8{,}7-8{,}5)}{8{,}7} \cdot 100 = 2{,}31$$

Sector		Wind climate				Power
number	angle [°]	frequency [%]	Weibull-A [m/s]	Weibull-k	mean speed [m/s]	power density [W/m²]
1	0	4,2	5,1	1,18	4,79	274
2	30	4,4	4,7	1,18	4,40	211
3	60	8,0	5,8	1,18	5,52	419
4	90	7,1	5,4	1,35	4,96	237
5	120	7,0	5,7	2,35	5,03	126
6	150	7,7	6,6	2,70	5,88	182
7	180	8,8	7,7	2,73	6,82	283
8	210	5,9	7,5	2,11	6,61	314
9	240	3,6	6,0	1,92	5,31	179
10	270	4,6	9,6	1,50	8,63	1045
11	300	15,4	17,6	2,50	15,61	3602
12	330	23,2	12,3	1,96	10,89	1516
All (emergent)					8,51	1098

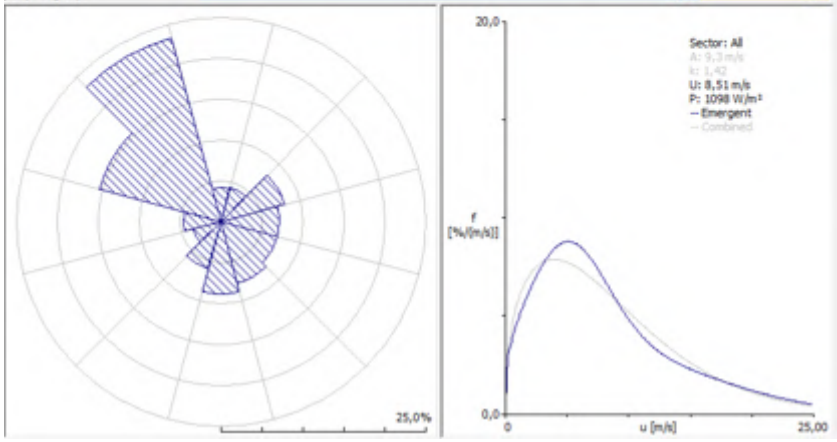


Figura 55. Análisis estadístico recurso de viento a la altura de buje tras el ajuste del modelo WAsP. [2].

7. Simulación de la producción eólica del parque. Se obtienen los siguientes resultados de producción del parque para cada uno de los modelos de aerogeneradores mencionados anteriormente:

Tabla 2. Comparativa de la producción de los modelos de aerogeneradores estudiados.

Modelo de aerogenerador	Producción bruta (GWh/año)	Producción neta (GWh/año)	Pérdidas por estela	Potencia total (MW)	Energía vertida a la red (GWh/año)	Horas equivalentes al año
Siemens Gamesa 170 6 MW	**513, 039**	**486,850**	**5,10%**	**126**	**444,192**	**3.525**
Vestas enventus 162 6 MW	466,982	442,187	5,31%	126	403,443	3.202
MHI Vestas 164 9,5 MW	643,306	604,306	6,07%	199,5	551,357	2.764

Se han establecido un factor de pérdidas total de 0,912. Las siguientes estimaciones se han empleado para determinar la energía anual vertida a la red:

- Garantía de la curva de potencia: 0,95
- Disponibilidad (Operación y mantenimiento): 0,98
- Perdidas Eléctricas: 0,98

De acuerdo con los resultados obtenidos, se elige modelo de aerogenerador de Siemens Gamesa al presentar el mayor número de horas de operación, 3.525 horas anuales y un factor de capacidad de 40,24%. Se tratará por tanto de un parque de 21 aerogeneradores de 6 MW, con una potencia total de 126 MW. La falta de espacio limita la instalación de más aerogeneradores, teniendo, por tanto, el parque una capacidad de producción menor a los puestos en funcionamiento en el último año. La producción obtenida en la simulación servirá para realizar posteriormente el estudio de rentabilidad económica.

Mientras que los dos primeros modelos expuestos son aerogeneradores para eólica en tierra, el último se trata de un modelo del fabricante Vestas

especialmente diseñado para parques *offshore*. Si bien es cierto que lo ideal habría sido emplear el modelo de MHI Vestas, este presenta una potencia muy elevada, estando pensado para los parques actuales del norte de Europa, donde los vientos son más constantes y elevados que los presentes en el Delta del Ebro. Debido a problemas de confidencialidad, no ha sido posible obtener más información sobre las curvas de potencia de modelos de aerogeneradores para parque eólicos marinos. Una de las tareas pendientes sería obtener un aerogenerador *offshore* similar al modelo de Siemens empleado en el parque.

En el Anexo I se encuentra la producción detallada de los 21 aerogeneradores SG 170 6MW.

3.4 DESCRIPCIÓN DEL AEROGENERADOR SIEMENS GAMESA 170 6MW

Los principales elementos y las características que componen el aerogenerador seleccionado para el parque eólico marino se han obtenido del catálogo de Siemens Gamesa [56] , exponiéndose brevemente a continuación:

- Góndola: se trata de un aerogenerador de tres palas, de tipo *upwind,* es decir, el aerogenerador se sitúa de cara al viento. La potencia de salida se regula mediante la posición de las palas, mediante el sistema *pitch* y la regulación del par.
- Palas: tres palas constituidas por fibra de vidrio y carbono.
- Buje del rotor: hecho de fundición de hierro. Este se encaja en el tren de transmisión del eje de baja velocidad con una conexión de brida.
- Tren de transmisión. Consta de un eje principal con dos rodamientos y un multiplicador montado sobre la estructura principal.
- Eje principal: el lado de baja velocidad transmite el par del rotor al multiplicador mediante dos rodamientos de rodillos a rótula lubricados.
- Multiplicador: tiene 3 etapas de alta velocidad, dos planetarios y uno paralelo.

- Generador: se trata de un generador asíncrono doblemente alimentado trifásico de rotor bobinado, conectado a un convertidor PWM. El estator está hecho de laminas magnéticas. El generador está refrigerado por el aire.
- Freno: se encuentra situado en el lado de alta velocidad del multiplicador.
- Sistema de guiñado o *yaw*: conecta el multiplicador con la torre. Se mueve mediante una serie de engranajes planetarios accionados por motores eléctricos.
- Cubierta de la góndola: está hecha de láminas de fibra de vidrio reforzada.
- Torre: se trata de una torre de acero tubular. Permite el paso de operarios para el acceso y mantenimiento de la góndola y sistema de guiñada. Contiene plataformas e iluminación en su interior.
- Controlador: se trata de un microprocesador industrial.
- Convertidor: se conecta al directamente al rotor, es un convertidor *back to back* de frecuencia con dos VSC con enlace en corriente continua. Permite al generador operar a velocidad y tensión variable, al mismo tiempo que proporciona potencia a frecuencia y tensión constante al transformador de media tensión.
- SCADA: permite su conexión a un sistema SGRE SCADA. Este sistema ofrece la posibilidad de control remoto, así como consultar los estados y generar informes desde un navegador web de internet. La consulta de estados informa sobre el estado eléctrico y mecánico, operaciones y faltas, datos meteorológicos y estado de la red. Al aerogenerador se le puede añadir un sistema extra de monitorización de las vibraciones de los componentes y compararlo con el espectro de vibraciones de referencia.
- Sistema de operaciones: la turbina eólica opera de forma autónoma poniéndose en marcha cuando el par aerodinámico alcanza un cierto valor. Para velocidades de viento menores a las nominales, el ángulo de ataque y el par se fijan por el controlador para operar en el punto óptimo. Si la velocidad el viento supera a la nominal, la posición se mantiene para mantener estable la producción igual al valor nominal. En caso de superar la velocidad de parada, la turbina deja de generar energía cambiando el ángulo de ataque de las palas. Cuando la velocidad baja de un límite fijado para puesta en marcha, la turbina vuelve a operar.

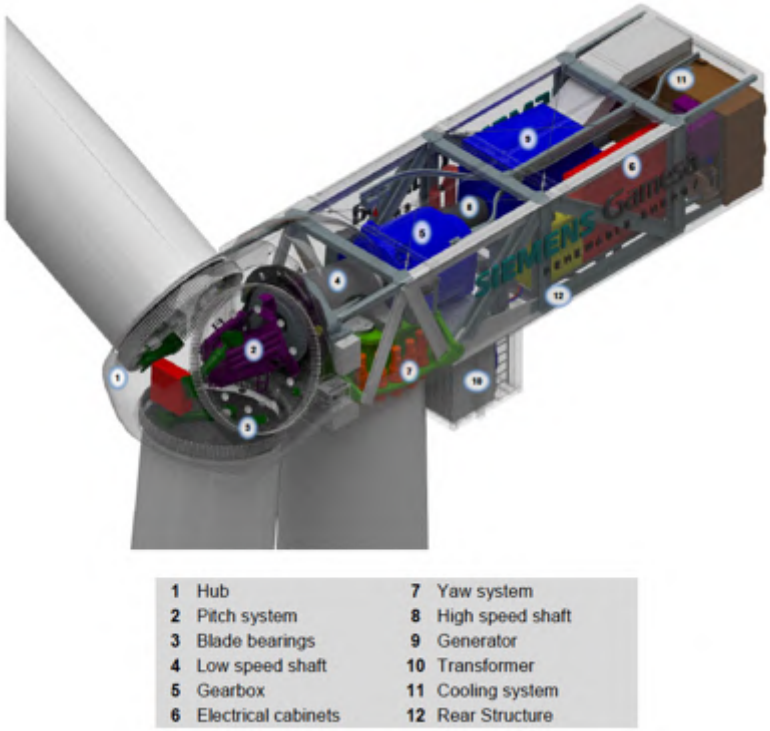


Figura 56. Góndola del aerogenerador SG 170 6 MW [56].

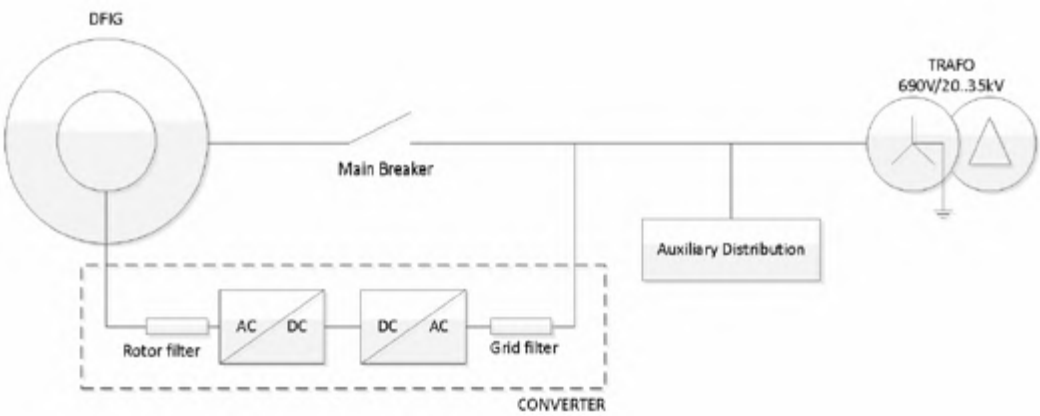


Figura 57. Esquema unifilar simplificado SG 170 6 MW [56].

En el Anexo III se incluyen las especificaciones técnicas del aerogenerador SG 170 6 MW.

Capítulo 4. OBRA CIVIL

La viabilidad de un parque eólico marino está directamente relacionada con el desarrollo de tecnologías competitivas en el campo de la obra civil. Como ya se mencionó previamente, la tecnología eólica *offshore* deriva de una extrapolación de la terrestre. En el caso de las cimentaciones, la mayoría de los avances vienen de la mano de industria petrolera con amplia experiencia en operaciones en el mar, permitiendo la incorporación de gran parte de la técnica de la obra civil empleada de plataformas petrolíferas a la instalación de aerogeneradores en el mar. Sin embargo, las cimentaciones empleadas deben ajustarse a la particularidad de la energía eólica, así como al tipo de terreno y profundidad del lecho marino. Todo ello hace que surjan desarrollos novedosos que permitan optimizar la construcción, la operación y mantenimiento, así como la garantizar la viabilidad económica.

4.1 CIMENTACIONES EN PARQUES OFFSHORE

De acuerdo con [57], la instalación de un megavatio de energía *offshore* es aproximadamente el doble de caro que *onshore*, siendo las turbinas y las cimentaciones un 20 y un 350% superior respectivamente. La elevada inversión que supone la obra civil en el caso de la energía eólica marina, la convierte en un punto crítico para su viabilidad, no solo desde el punto de vista técnico, sino económico. Atendiendo a los distintos tipos de cimentaciones, encontramos una disparidad significativa en la distribución de costes [57]:

- Cimentaciones fijas, empleadas en aguas con profundidades menores a 50 metros, las cimentaciones suponen un 14,7% del coste total, siendo la tercera mayor inversión tras las turbinas (31,8%) y la instalación (19,3%). Este tipo de cimentaciones las constituyen las de gravedad, monopilote, trípode y tipo *jacket*.
- Cimentaciones flotantes, presentes en instalaciones con un lecho marino de entre 50 y 200 metros. El coste de las cimentaciones es el más elevado, siendo de un 36,2% aproximadamente, seguido de las turbinas (22,1%) y la instalación

(11,1%). La disparidad de costes respecto a las cimentaciones fijas hace que actualmente este tipo de tecnología sea empleada en proyectos de I+D+i y prototipos, siendo no rentable en la actualidad. Entre este tipo de cimentaciones encontramos la semisumergible, la spar y la TLP.

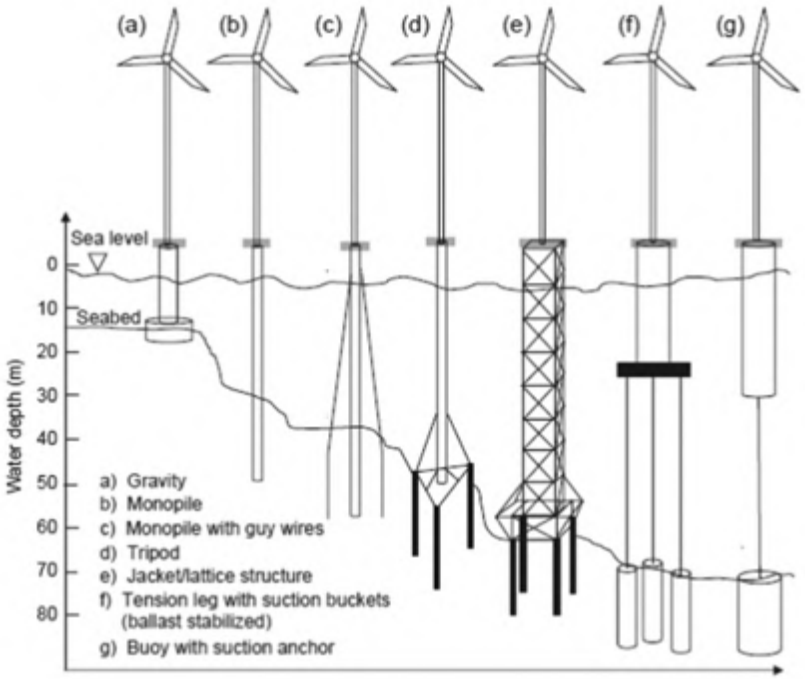


Figura 58. Estructuras en parque offshore según la profundidad del lecho marino [57].

La clasificación de las aguas marinas atendiendo a la profundidad se puede clasificar en tres tipos: someras (menores a 30 metros), medias o transición (entre 30 y 50 metros) y profundas (mayores a 50 metros) [58]. A medida que la construcción de parque eólicos marinos se adentra hacia profundidades marinas mayores, actualmente la media está en 44 metros para parques europeos [5], se hace necesario el desarrollo de cimentaciones que permitan la consolidación de esta tecnología en nuevos emplazamientos que garanticen un menor impacto visual y estabilidad del recuro eólico.

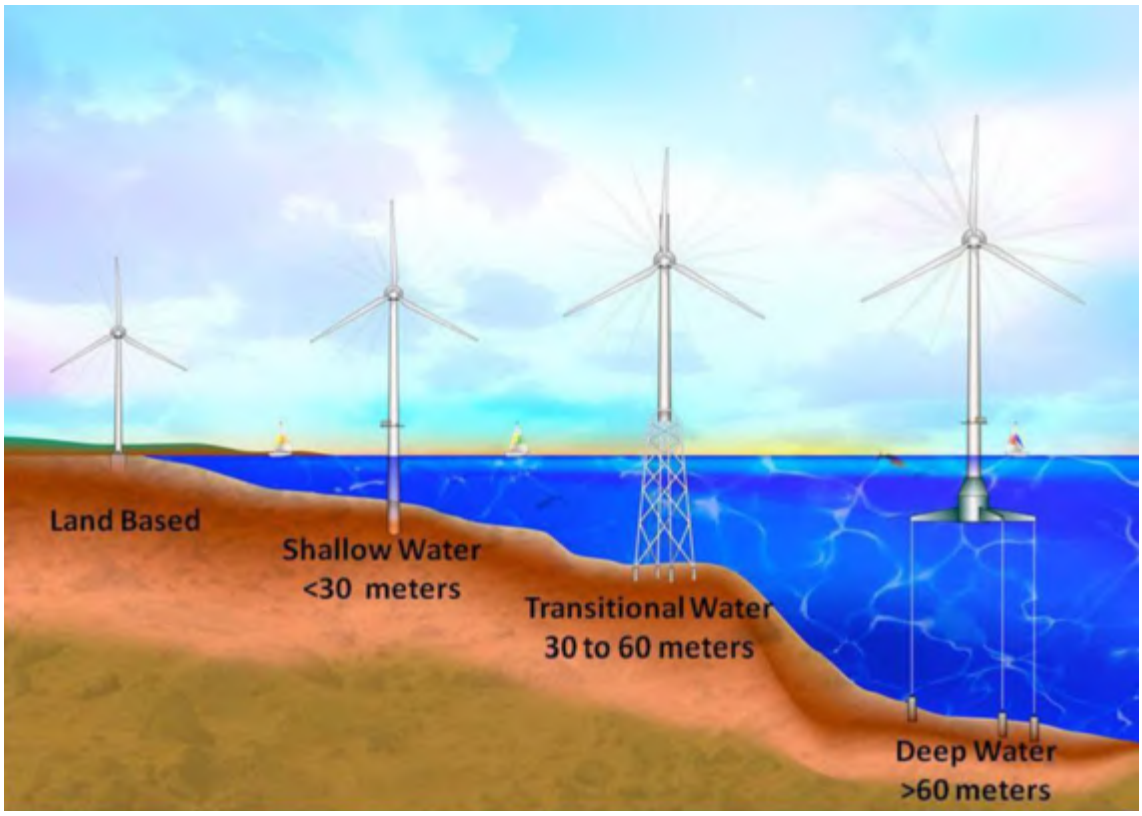


Figura 59. Clasificación del lecho marino en función de la profundidad [59].

Las cimentaciones suponen un punto crítico en la estabilidad de las torres y de aerogeneradores, teniendo que soportar no solo el peso de estos y demás componentes, sino la presión de viento y sus ráfagas, el oleaje, corrientes marinas y cambios en las mareas. A todo ello, se suma la corrosión generada por la sal y la humedad del entorno. Las cimentaciones marinas se encuentran en un entorno especialmente agresivo de acuerdo con la norma ISO 12944-2, clasificándolo como una zona CX/lm4 [60]. Por todo ello, las cimentaciones deben estar diseñadas para soportar un gran número de cargas de viento e hidrodinámicas de dirección, amplitud y frecuencia cambiante, presentes a lo largo de los aproximadamente 25 años de vida del proyecto [57]. Entre los materiales más empleados, se encuentra el zinc aluminio o solo aluminio junto con resinas orgánicas epoxi. Estos materiales compuestos impiden la entrada de agua y oxígeno, protegiendo frente a la formación de óxido y mejorando el aislamiento galvánico [60].

Atendiendo a [5], monopilotes es la estructura más popular en Europa, representando el 80,5% de las nuevas instalaciones y un 81,2% del total. Destacan proyectos que incluyen

cimentaciones flotantes tipo semisumergibles como el Wind Float Atlanctic Phase 1 ya mencionado. Sin embargo, las cimentaciones flotantes están actuales en fase pre comercial, se espera que su producción industrial despegue en los próximos años ofreciendo una alternativa competitiva.

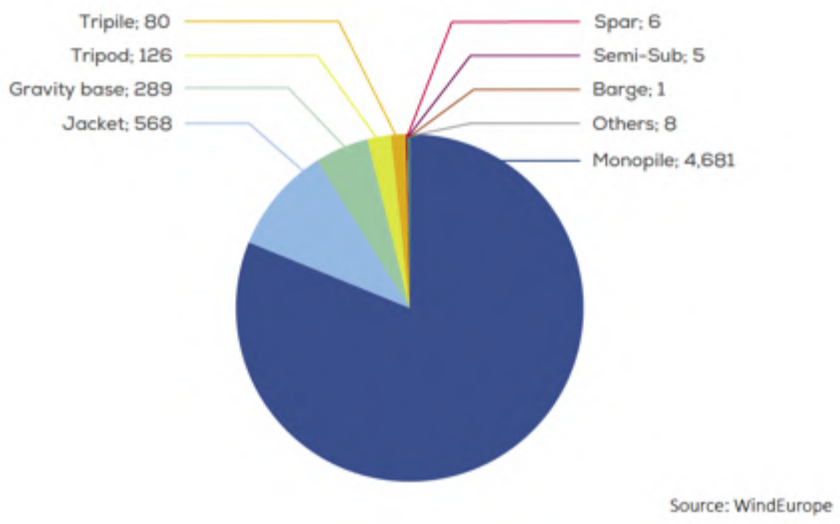


Figura 60. Número de cimentaciones por tipo de estructura en Europa [5].

En cuanto a los principales proveedores, destaca la empresa neerlandesa Sif [60] , siendo líder en la fabricación, construcción e instalación de monopilotes, habiendo proporcionado más de la mitad en las nuevas cimentaciones en el año 2019 [24] y liderando la segunda posición en proveedor de cimentaciones monopilotes en el 2020 [5]. Cabe mencionar el consorcio de la empresa española Navantia [16] con Windar, especializado en cimentaciones tipo *jackets* y subestaciones eléctricas marinas, representando un 11% de las nuevas cimentaciones del año 2019 [24]. También destaca su participación en el proyecto WindFloat, habiendo fabricado las cimentaciones flotantes semi-sub como se aprecia en la siguiente figura.

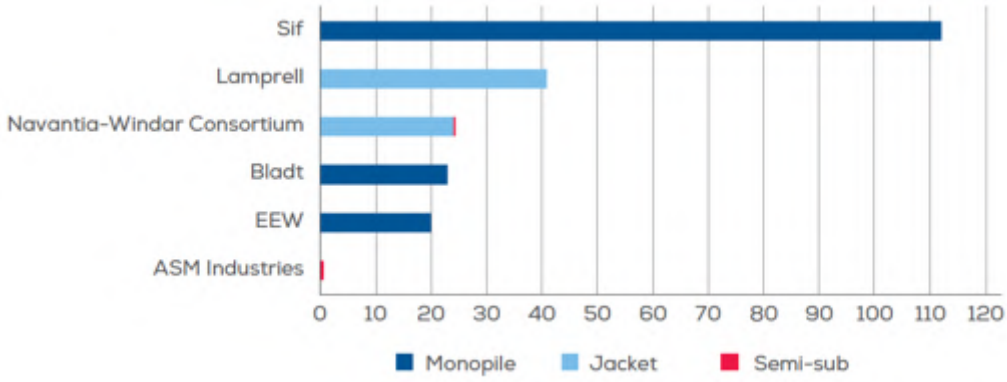


Figura 61. Número y tipo de cimentaciones instaladas en 2019 por fabricante [24].

4.1.1 CIMENTACIONES FIJAS

Este tipo de construcciones son las más empleadas en la actualidad, encontrándose en parque de aguas someras y transición y habiendo adquirido una gran madurez tecnológica. La cimentación empleada dependerá esencialmente de la profundidad del lecho marino, repercutiendo directamente en el coste del proyecto. De acuerdo con [58], el coste de la cimentación empleada en un lecho de entre 40 y 50 metros es casi el doble que una cimentación en una profundidad de 10 a 20 metros.

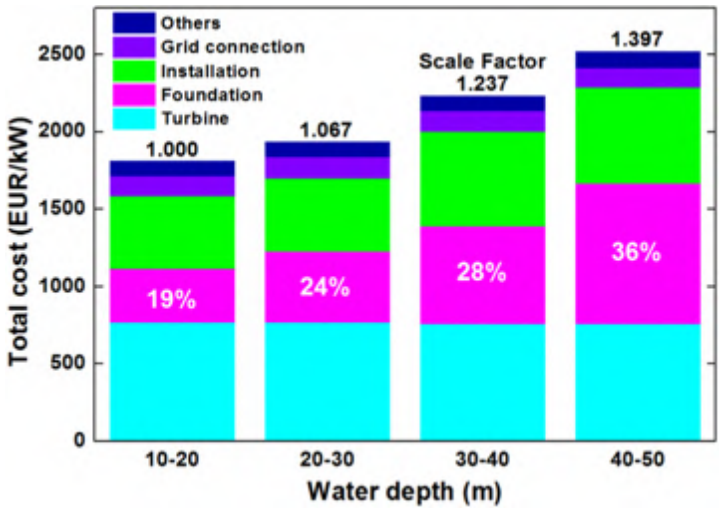


Figura 62. Distribución de costes según profundidad del lecho marino [58].

A continuación, se procede a detallar los principales tipos de estructuras empleadas en cimentaciones fijas [57] [58]:

- **Gravedad:** constituida por un pilote circular junto con un plato de hormigón sobre el lecho marino. Su diseño se basa principalmente en el propio peso de la estructura, capaz de soportar las fuerzas y momentos. Al ser menor su resistencia que otro tipo de cimentaciones, se usa principalmente en aerogeneradores de potencia menor a 3 MW y profundidades de entorno a 10 metros. Fue el primer tipo de cimentación empleado debido a su facilidad constructiva, sin embargo, requiere el tratamiento del lecho marino previo a la instalación. La base de la cimentación debe ser capaz de soportar el peso de la estructura y las cargas externas como viento y oleaje. Las cimentaciones por gravedad resultan apropiadas para suelos arcillosos, arenosos y rocosos.

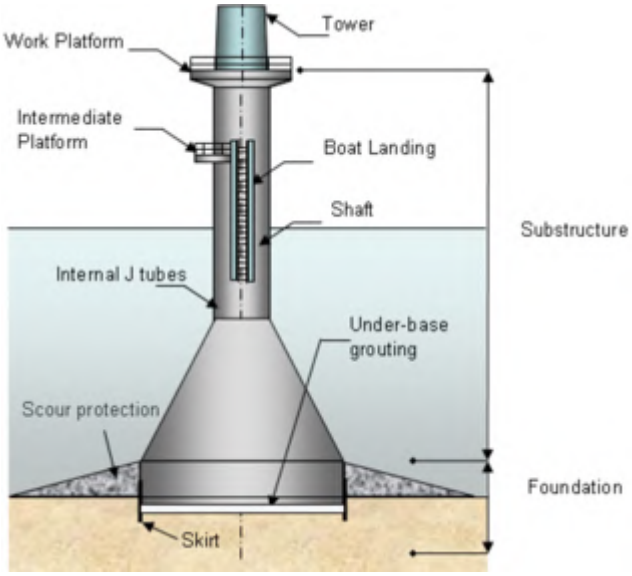


Figura 63. Cimentación por gravedad [61].

- **Monopilote:** formada por un tubo circular de acero de 3 a 8 metros de diámetro. Ofrece muy buenos resultados y una reducción en la cantidad de material empleado. Se emplea principalmente para aerogeneradores menores a 5 MW en profundidades generalmente de entre 20 y 40 metros. Es el tipo de cimentación más empleada en los parques *offshore* europeos, debido a que la mayoría se sitúan en profundidades inferiores a 30 metros. Se emplea en suelos arcillosos, arenosos, de caliza y rocosos. Su facilidad constructiva y bajo coste hace que sean las cimentaciones más populares. Sin embargo, es remarcable el impacto ambiental

debido a las vibraciones, ruido y suspensión de sedimentos generado durante la perforación y la instalación, pudiendo afectar severamente a la pesca y a la biodiversidad marina de la zona.

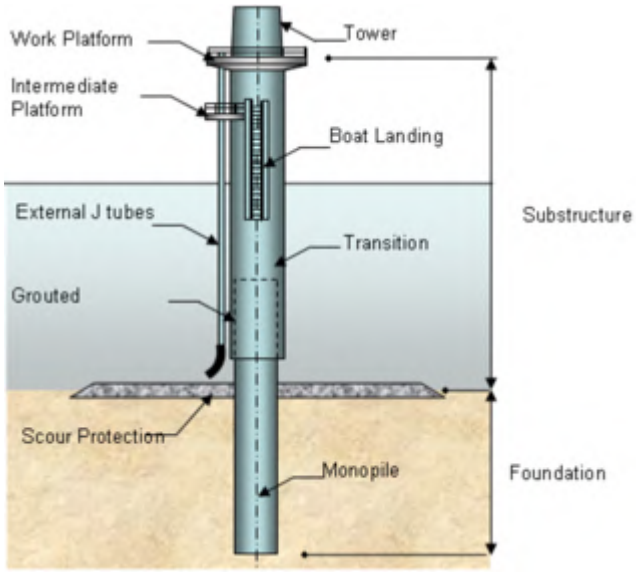


Figura 64. Cimentación tipo monopilote [61].

- **Trípode**: comprende una unidad prefabricada compuesta de una celosía en forma de trípode capaz de soportar las cargas aplicadas a la torre y transmitirlas a los tres pilotes de acero enclavados. Se trata de cimentaciones estables, ligeras adecuadas para para profundidades de hasta 35 metros, o aguas de transición, y aerogeneradores mayores a los 5 MW. Destaca la facilidad de la instalación por ser una estructura modular y el bajo impacto ambiental al no ser necesarias grandes perforaciones del lecho marino.

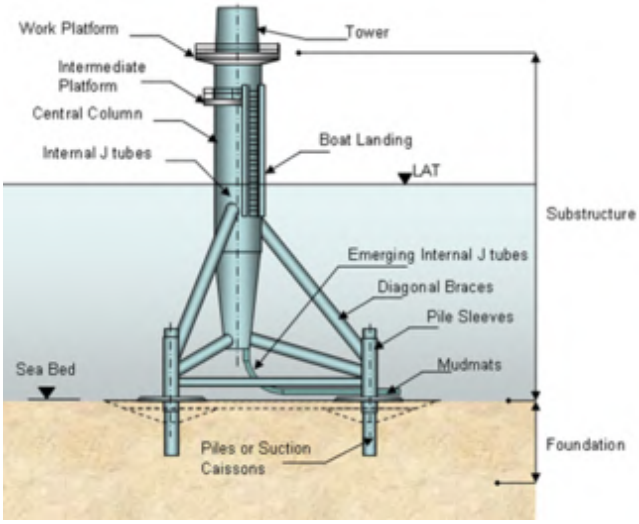


Figura 65. Cimentación tipo trípode [61].

- **Jacket:** se trata de una estructura formada por tubos de acero soldados. Se anclan al suelo mediante pilotes de baja profundidad. Son cimentaciones relativamente baratas en términos de cantidad de acero empleado, pero con un coste de almacenamiento, logístico y de instalación elevado. Se usan para generadores de potencias elevadas, profundidades de hasta 50 metros y terrenos no rocosos. Este tipo de cimentaciones derivan principalmente de la tecnología empleada en plataforma petrolíferas marinas.

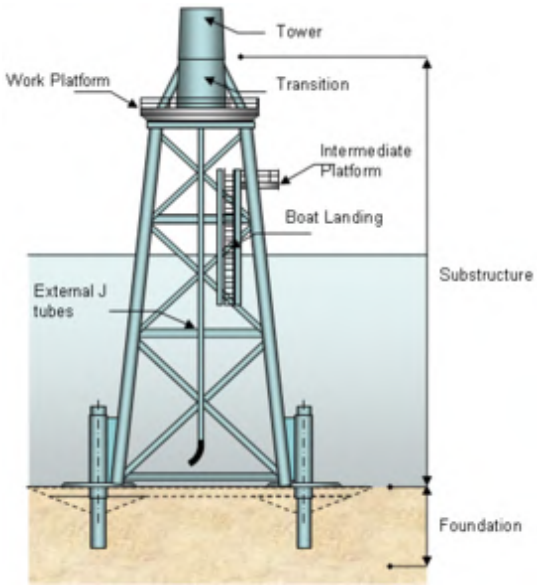


Figura 66. Cimentación tipo jacket [61].

4.1.2 CIMENTACIONES FLOTANTES

Actualmente se emplean en proyecto pilotos o investigación en parques en aguas profundas, a partir de 50 metros. Se espera que sean una alternativa competitiva en los próximos 5 años como ya se mencionó anteriormente. La principal ventaja que ofrecen es el bajo impacto ambiental que tienen en el lecho marino, al basarse en estructuras flotantes. La construcción de parque eólicos marinos a grandes distancias de la costa con profundidades elevadas del lecho marino, permitirá la explotación de emplazamientos con recurso eólico abundante y constante.

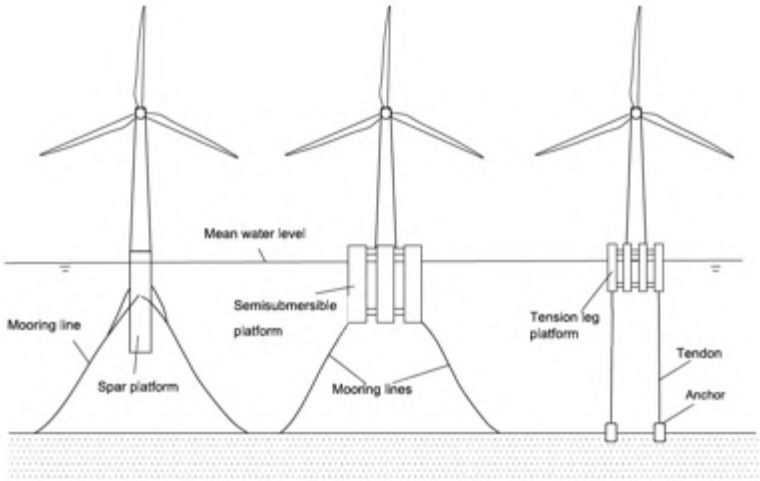


Figura 67. Cimentaciones flotantes empleadas en aguas profundas [62].

Se exponen los tipos más comunes de cimentaciones flotantes más comunes [7]:

- **Spar:** consiste en una boya flotante con un lastre en la parte central para proporcionar estabilidad y resistencia al vuelvo, también está amarrado al lecho marino. Se necesita una profundidad de 80 metros durante toda la instalación debido al gran tamaño de la boya. Ofrece grandes estabilidades y se puede emplear en cualquier tipo de suelo. Es el método más fácil y económico de anclaje. Como principales desventajas, es una estructura pesada con largos cables de amarre, presentado también problemas de movimiento e introducción de fatiga en la torre.
- **Semisumergible:** consigue la estabilidad mediante la distribución a lo largo de toda la superficie flotante. Presenta también cadenas de amarre de sencilla y fácil instalación, es insensible al tipo de suelo y a la profundidad. No está disponible

de manera comercial, requiriendo tiempos largos de instalación. Puede presentar problemas de estabilidad y movimientos laterales con oleaje intenso, introduciendo fatigas en los cables.

- **TLP:** alcanza una alta estabilidad mediante el tensionado de la plataforma flotante. No tiene limitaciones de profundidad, tiene poco impacto en el lecho marino y una estructura con menor coste de material y de fácil mantenimiento. Presenta el riesgo de rotura de cables pudiendo provocar grandes riesgos para la instalación.

Finalmente, mencionar la necesidad de desarrollar sistemas de anclaje para las cimentaciones de eólica flotante. Mientras que la estructura flotante debe ser capaz de soportar el peso de la turbina y las presiones de viento, los sistemas de amarre deben proporcionar estabilidad mediante el anclaje al lecho marino. Entre los sistemas de amarre más importantes, encontramos los expuestos en la Figura 68 [57]:

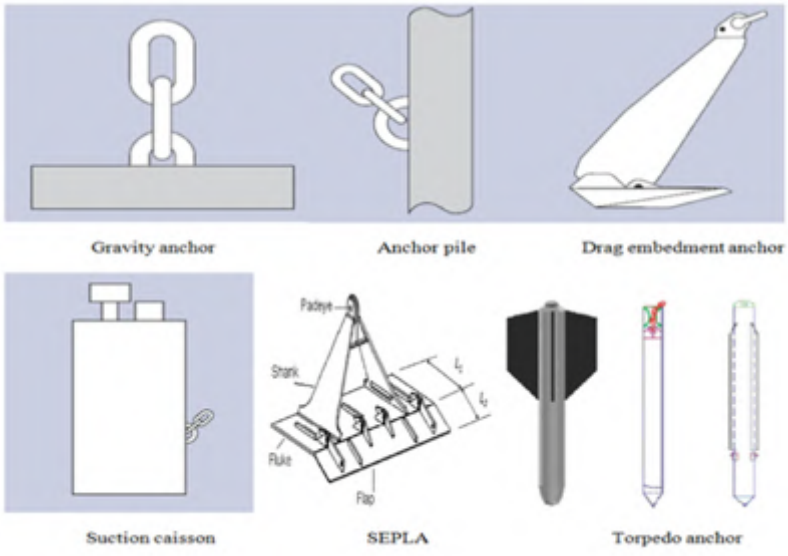


Figura 68. Tipos de anclajes en eólica flotante [57].

- Gravedad, se trata de cajas rellenas de material de alta densidad, su capacidad de anclaje se debe al propio peso y a la fricción que ejerce sobre el lecho marino.
- Pilotes, son tubos de acero insertados en el suelo, funcionan mediante la fricción entre el pilote y el terreno.

- Garra (DEAs), se trata de un extremo afilado que penetra en el suelo proporcionando una fijación, la cuál dependerá de las propiedades del lecho marino.
- Succión, es un cilindro vacío con una tapa, se instala mediante diferencia de presiones generada por el bombeo de agua.
- Placas (SEPLA), es una placa de hormigón que descansa sobre el suelo marino. El pliegue de la placa proporciona un agarre mejor.
- Torpedo, está constituido por una estructura en forma de flecha que penetra profundamente en el suelo debido a la energía cinética con la que alcanza el fondo marino en su instalación.

Se estima que está tecnología eólica flotante despegue para el año 2025, alcanzado la etapa de producción industrial y comercialización [7]. Las dos cimentaciones más empleadas son la spar y semisumergible, esperándose que el desarrollo de esta última domine el campo de las cimentaciones flotantes [7]. En Europa, se encuentran numerosos proyectos y prototipos dispuestos ha demostrar la viabilidad técnica, mejorando el estado del arte actual y apostando por la producción a gran escala y, en consecuencia, contribuyendo a la reducción de costes.

COUNTRY	WIND FARM	CAPACITY (MW)	FLOATER TYPE	NUMBER OF TURBINES	TURBINE MODEL	EXPECTED COMMISSIONING DATE
France	Éoliennes Flottantes de Groix	28.5	Semi-sub	3	V164-9.5 MW	2022
	EFGL	30	Semi-sub	3	V164-10.0 MW	2023
	EolMed	30	barge	3	V164-10.0 MW	2023
	Provence Grand Large	25	TLP	3	SWT-8.4-154 DD	2023
Norway	Hywind Tampen	88	Spar	11	SWT 8.0-154 DD	2022
UK	Kincardine	50	Semi-sub	5	V164-9.6 MW	2021

Figura 69. Puesta en marcha de parques flotantes offshore europeos en los próximos años [5].

4.1.3 CIMENTACIÓN EMPLEADA EN EL PROYECTO

Para el presente proyecto se van a emplear cimentaciones de tipo monopilote debido a la localización de los aerogeneradores en profundidades próximas a 20 metros como indica el mapa batimétrico de EMODnet [36]. Este tipo de cimentaciones se erigen como adecuadas para aerogeneradores de 6 MW, con un coste aproximado de 0,42 millones de euros el MW [58]. Una de las ventajas de emplear este tipo de cimentación es la facilidad de implementación al no necesitar previo acondicionamiento del lecho marino.

4.2 PROCESOS DE INSTALACIÓN DE LOS AEROGENERADORES MARINOS

Esta parte del proyecto comprende el ensamblaje de las distintas partes de las turbinas y la conexión a la red que, al tratarse de un proyecto en el mar, se atenderá a la normativa específica que rige este tipo de operaciones [62]. Los principales estándares relativos a la instalación de aerogeneradores marinos se exponen a continuación [62]:

- DNVGL-ST-N001, para operaciones marítimas.
- ISO 29400:2015, barcos y tecnología marina para energía *offshore.*
- DNV-RP-H103, modelado y análisis de operaciones marinas.
- DNVGL-ST-0378, plataforma de levantamiento para *offshore.*
- DNVGL-ST-0054, transporte e instalación de parques eólicos.
- DNVGL-ST-0437, condiciones de carga y emplazamiento para aerogeneradores.

En primer lugar, es necesario el uso de embarcaciones y estructuras complementarias necesarias para la ejecución del proyecto. Destaca el uso de remolcadoras, embarcaciones de carga pesada, con grúa para transportar y levantar elementos prefabricados de las turbinas. En [63], se puede encontrar una base de datos extensa con información de las embarcaciones y grúas más empleadas. Por otro lado, mencionar que la construcción del parque *offshore,* se suele realizar la instalación de plataformas fijas que integren grúas para facilitar tanto el almacenamiento como el levantamiento de componentes.

VESSEL PROVIDER	INSTALLATION OF				
	TURBINES	FOUNDATION	INTER-ARRAY CABLE	EXPORT CABLE	SUBSTATION
Boskalis Subsea			Moray East	Borssele 3&4	
			Triton Knoll	Triton Knoll	
	Kincardine	Kincardine			
Bourbon Subsea Services	Windfloat Atlantic		Windfloat Atlantic	Windfloat Atlantic	
DEME Offshore	Borssele 1&2	Borssele 1&2	Moray East		Seamade (Mermaid & Seastar)
	East Anglia One	Hornsea Two			
	Seamade (Mermaid & Seastar)	Moray East			
Fred Olsen Windcarrier	Trianel Windpark Borkum 2				Moray East
Global Offshore			Kriegers Flak		
Jan de Nul	Northwester 2				
NKT Cables Group				Borssele 1&2	
				Moray East	
Seaway 7		Triton Knoll			Borssele 1&2
					Borssele 3&4
					Triton Knoll
Van Oord	Borssele 3&4	Borssele 3&4	Borssele 1&2	Hollandse Kust Zuid 1&2	
	Borssele 5	Borssele 5	Borssele 3&4		
		Fryslan	Borssele 5		
		Kriegers Flak			

Figura 70. Principales proveedores de embarcaciones para la instalación de parques offshore europeos en el 2020 [5].

Figura 71. Plataforma fija de jackets con grúa [64].

En segundo lugar, se procede con la obra civil correspondiente a las cimentaciones. En este proyecto se emplearán de tipo monopilotes como ya se explicó anteriormente. Las características de la instalación se concentran en los siguientes puntos [62]:

a) Transporte de los monopilotes al emplazamiento mediante embarcación.
b) Empleo de una embarcación o plataforma con grúa para posicionar verticalmente el monopilote en el punto de instalación. La posición vertical se mantiene mediante elementos de agarre.
c) Perforación del lecho marino con martillo hidráulico e introducción del monopilote.
d) Soldadura del monopilote con la pieza de transición.

De especial importancia será la adopción de medidas mitigadoras del ruido durante el proceso de perforación, con el fin de minimizar el impacto en el ecosistema marino, así como el estudio de la situación meteorológica y oleaje en el momento de la instalación para garantizar el éxito de la operación.

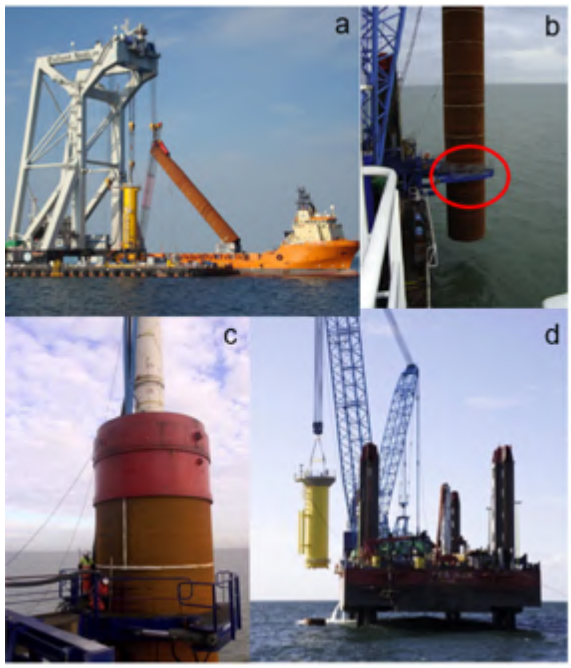


Figura 72. Instalación de monopilote [62].

En tercer lugar, se procede al ensamblaje de los componentes de la turbina, este sufrirá variaciones en función del número de piezas y del peso. Un menor número de componentes reducirá las operaciones de montaje, pero necesitará de grúas más robustas. El proceso, por orden de ejecución, está constituido de las siguientes instalaciones [62]:

- Pieza de transición: se suele usar para nivelar y corregir irregularidades del lecho marino. Se inserta en el monopilote verticalmente sin llegar a tocar el suelo, el hueco se rellena con cemento.
- Torre: Se instala de forma similar a la pieza de transición, se levanta verticalmente y se inserta.
- Góndola: comprende el generador, la electrónica y la caja multiplicadora. Es común que vaya unido al buje para facilitar transporte e instalación. Es un elemento pesado que se encaja en la torre y en el que se insertarán las palas posteriormente.
- Palas: al estar hechas de materiales compuestos son ligeras y no presenta dificultades para su levantamiento y encaje en la góndola. La presencia de viento puede dificultar la operación introduciendo inestabilidades y esfuerzos en la plataforma de montaje.

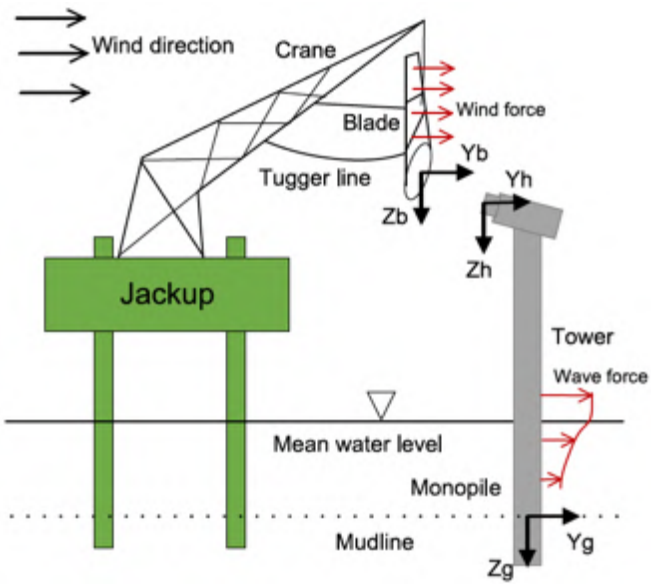


Figura 73. Proceso de instalación de las palas de aerogenerador marino [62].

4.3 INSTALACIÓN DE LA SUBESTACIÓN MARINA Y CABLEADO

La subestación marina de un parque *offshore* se trata de una plataforma de *jackets o* monopilotes que alberga una subestación compacta y centro de control del parque. En este proyecto, serán de tipo monopilotes al igual que las cimentaciones de las turbinas. Al ser una instalación compacta, su transporte e instalación es modular. El proceso de instalación se trata de una operación que requiere un levantamiento de carga muy pesado, pudiendo ser superior a 2.000 toneladas [65], por tanto, se requiere del uso de embarcaciones con grúas de gran capacidad. En primer lugar, se realiza la instalación de la estructura de las cimentaciones: se trata de una plataforma prefabricada la cuál es transportada hasta el emplazamiento para posteriormente proceder a su fijación al lecho marino. En segundo lugar, la subestación compacta es instalada sobre la plataforma de cimentaciones mediante el empleo de embarcaciones y plataformas auxiliares con grúas, específicamente diseñadas para levantar elevados pesos.

Figura 74. Proceso de instalación de la subestación marina [65].

Por otro lado, un punto importante en la obra civil del proyecto está constituido por la instalación del cableado submarino del parque. Este proyecto contará con un cable de alta tensión de exportación hasta la subestación en tierra y seis líneas de media tensión que conectarán el cableado de los aerogeneradores con la subestación marina. Se trata de un

punto crítico debido al alto coste de reparación en caso de fallo del cableado submarino, es por ello por lo que debe realizarse el proceso de instalación con garantías de seguridad.

Tras el diseño teórico del recorrido del cableado, diseño del *lay out*, y aprobaciones requeridas, se procede con la instalación de la siguiente manera [66]:

- Una embarcación transporta y va proporcionando el cableado del parque.
- Un equipo submarino, llamado *jet cable burial machine*, es arrastrado por la embarcación de forma que realiza surcos en el fondo marino a la profundidad deseada y procede a depositar el cable a medida que avanza. En caso de aguas más profundas, se pueden emplear robots operados de forma remota para realizar los surcos.

Las condiciones de instalación y tipo de cableado se especifican en el siguiente capítulo, donde se procede con los cálculos eléctricos.

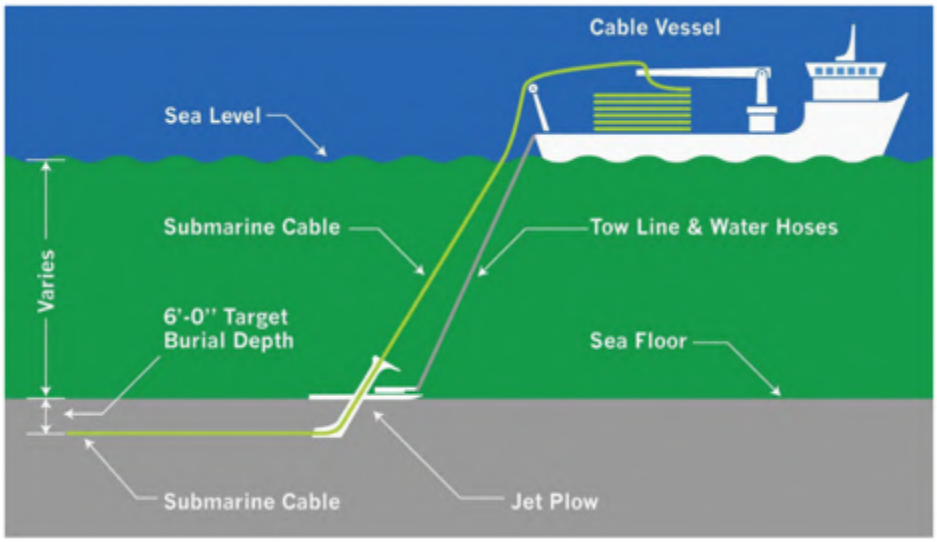


Figura 75. Proceso de instalación del cableado submarino [67].

Finalmente, resaltar los elevados costes de las operaciones de instalación de la subestación marina y cableado, representando un 3,5% y un 6,5% del coste total de inversión de un parque eólico marino [65].

Capítulo 5. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

El parque eólico marino desarrollado en este proyecto estará compuesto de 21 aerogeneradores Siemens Gamesa 170 de 6MW. Estos aerogeneradores se conectarán mediante a una red de media tensión de 30kV hasta la subestación marina, situada en medio del emplazamiento, para posteriormente, elevar la tensión hasta 220kV y transportar la energía hasta a la subestación en tierra más cercana, en este caso la de Plana del Vent en la costa de Tarragona. Los esquemas de la instalación eléctrica se encuentran en el Anexo VII.

La normativa aplicada para el diseño de estas instalaciones en Media y Alta Tensión se incluye en la ITC-RAT 01 a 23, aprobadas en el Real Decreto 337/2014 [68].

Los equipos seleccionados serán del fabricante Siemens, por la amplia gama de productos ofrecidos en instalaciones de media tensión y subestaciones para proyectos eólicos. Por otro lado, se persigue el objetivo de centralizar los suministros en un único proveedor y aumentar las compatibilidades con los aerogeneradores al ser también del fabricante Siemens Gamesa.

5.1 INSTALACIONES DE MEDIA TENSIÓN DEL PARQUE

5.1.1 LÍNEAS DE GENERACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

El transporte de la energía generada por las turbinas del parque a la subestación marina es realizado a una tensión nominal de 30kV con objeto de minimizar pérdidas y caídas de tensión. Si bien en cierto que sería posible conectar el parque a la subestación en tierra directamente, las distancias son demasiado grandes, por tanto, se ha optado por el diseño de una subestación propia del parque en medio del emplazamiento marino.

Atendiendo a la tensión nominal del parque, 30kV, y a la potencia nominal de los aerogeneradores de 6MW, se obtiene una intensidad nominal aproximadamente 128 A de para un factor de potencia de 0.9.

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, serán necesarias 6 líneas de transporte en Media Tensión para la conexión de los 21 aerogeneradores a la subestación marina dado que la intensidad máxima soportada por las celdas de media tensión será de 630 A. Se han conectado a la línea de generación grupos de 3 y 4 aerogeneradores con el objetivo de equilibrar las cargas.

Tabla 3. Líneas de generación del parque eólico marino.

	Nº Aerogeneradores	Aerogeneradores Conectados	Intensidad (A)	Potencia (MW)
Línea 1	3	1, 2 y 3	385	18
Línea 2	3	4, 5 y 6	385	18
Línea 3	4	7, 8, 9 y 10	513	24
Línea 4	3	11, 12 y 13	385	18
Línea 5	4	14, 15, 16 y 17	513	24
Línea 6	4	18, 19, 20 y 21	513	24
TOTAL	**21**		**2.694**	**126**

Figura 76. Distribución de las líneas de generación y subestación marina del proyecto [42].

5.1.2 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN AEROGENERADORES

Para el transporte de la energía generada por cada aerogenerador en Media Tensión hasta la subestación es necesario el diseño de un transformador BT/MT y de las celdas de MT. Por tanto, cada aerogenerador dispondrá de un centro de transformación constituido por las celdas de media tensión y el transformador.

El transformador del aerogenerador está incluido en la góndola, siendo este un transformador ECO de 30 kV con una potencia nominal de 6200 kW, con un factor de potencia variable de 0,9 capacitivo a 0,9 inductivo.

El trafo elevará la tensión en cada centro de transformación hasta 30kV, desde donde saldrá una línea de con una intensidad de 128 A en condiciones nominales de operación del aerogenerador.

Tabla 4. Características nominales del transformador BT/MT del aerogenerador SG 170 6MW [53].

Potencia nominal	6.200 kW
Nº fases	3
Frecuencia	50 Hz
Refrigeración	Líquido, clase K
Instalación	Interior de la góndola
Tensión lado de Alta Tensión	30kV
Tensión lado de Baja Tensión	690V
Relación de transformación	30±2x2,5%/ 0,69 kV
Grupo de conexión	Dyn11

Tras el análisis del transformador, es necesario disponer de las celdas de Media Tensión que salen hacia las líneas de generación. Estas tienen la función de proteger al transformador, el aerogenerador y la instalación de Media Tensión. En el parque diseñado se dispone de dos tipos de celdas en función de la posición del aerogenerador en la línea:

- Posición inicial: consta de una celda de salida y protección (0L+1V).
- Posición intermedia: consta de una celda de entrada, salida y protección (0L+1L+1V).

A continuación, se muestra la disposición de celdas por líneas de generación y aerogenerador:

Tabla 5. Celdas de MT de las líneas de generación.

Línea 1	
Aerogenerador 1	0L+1V
Aerogenerador 2	0L+1L+1V
Aerogenerador 3	0L+1L+1V
Línea 2	
Aerogenerador 4	0L+1V
Aerogenerador 5	0L+1L+1V
Aerogenerador 6	0L+1L+1V
Línea 3	
Aerogenerador 7	0L+1L+1V
Aerogenerador 8	0L+1L+1V
Aerogenerador 9	0L+1L+1V
Aerogenerador 10	0L+1V
Línea 4	
Aerogenerador 11	0L+1L+1V
Aerogenerador 12	0L+1L+1V
Aerogenerador 13	0L+1V
Línea 5	
Aerogenerador 14	0L+1V
Aerogenerador 15	0L+1L+1V
Aerogenerador 16	0L+1L+1V
Aerogenerador 17	0L+1L+1V
Línea 6	
Aerogenerador 18	0L+1L+1V
Aerogenerador 19	0L+1L+1V
Aerogenerador 20	0L+1L+1V
Aerogenerador 21	0L+1V

Al tratarse de aerogeneradores con potencias superiores 2MW, se empleará un interruptor automático en la celda de protección.

Para las celdas del centro de transformación de los aerogeneradores, se ha seleccionado el modelo comercial de Siemens NXPLUS C Wind [69] de hasta 36kV y aisladas en gas.

Están especialmente diseñadas para aplicaciones tanto para parque eólicos terrestres como marinos con el objetivo de conectar los aerogeneradores a la red del parque. Se trata así de celdas fijas, prefabricadas, envolvente metálica y aisladas en SF6 para instalaciones interiores de un único embarrado.

Las características principales de las celdas se exponen a continuación en la siguiente tabla y en la descripción adjunta [69]:

Tabla 6. Características nominales de las Celdas de MT del centro de transformación [69].

Tensión asignada	36 kV
Frecuencia asignada	50Hz
Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial	70 kV
Tensión soportada asignada de impulso tipo rayo	170 kV
Valor de cresta de la corriente admisible asignada	63 kA
Corriente asignada de cierre en cortocircuito	63 kA
Corriente admisible asignada de corta duración 3 s	20 kA
Corriente admisible asignada de corta duración 1 s	25 kA
Corriente asignada de corte en cortocircuito	25 kA
Corriente asignada en servicio continuo del embarrado	1000 A

Corriente asignada en servicio continuo de las derivaciones	630/ 800 / 1000 A
Ancho	450/600 mm
Profundidad con canal de alivio de presión	1000 mm
Altura	1900/2250 mm

Estas celdas están herméticamente cerradas, con cubas hechas de acero inoxidable con aislamiento sólido unipolar que hacen que la parte del circuito primario de alta tensión soporte condiciones agresivas ambientales, como la salinidad, humedad, polvo o fenómenos de condensación e independencia de la altitud. Por otro lado, el aislamiento con SF6 permite dimensiones compactas, haciéndolas fáciles de instalar en el interior de los aerogeneradores. Por todo ello, son ideales para su aplicación en parque eólicos marinos.

La facilidad de mantenimiento ofrecida por estas celdas incluye un alto grado de seguridad de suministro, seguridad para los operarios, así como una rápida sustitución, ampliación o reparación. También integran mejoras en las conexiones digitales y elementos de control. Las ventajas expuestas anteriormente contribuyen a una reducción significativa de los costes de operación, optimizando la inversión.

Destacar que la vida media de estas celdas es de al menos 35 años, pudiendo alcanzar los 40 y 50 años, plazos de tiempo mucho mayores que los 25 años de vida estimados para un parque *offshore.*

En el diseño del centro de transformación de Media Tensión de los aerogeneradores será necesario de una celda de línea de entrada con seccionador, una de salida o remonte y una de protección con interruptor automático.

La celda de protección con interruptor automático incluye las siguientes características [69]:

- **Corriente asignada en condiciones normales I_r: 630 A**
- Frecuencia nominal: 50Hz
- Corriente admisible asignada de corta duración 3 s I_k: 20 kA
- Corriente admisible asignada de corta duración 1 s I_k: 20 kA
- Corriente de pico I_p: 50 kA
- Corriente de cortocircuito de cierre I_{ma}: 50 kA
- Corriente de cortocricuito de corte I_{sc}: 20 kA
- Ciclos de duración de los interruptores al vacío en condiciones normales y cortocircuito: 2000 y 20.

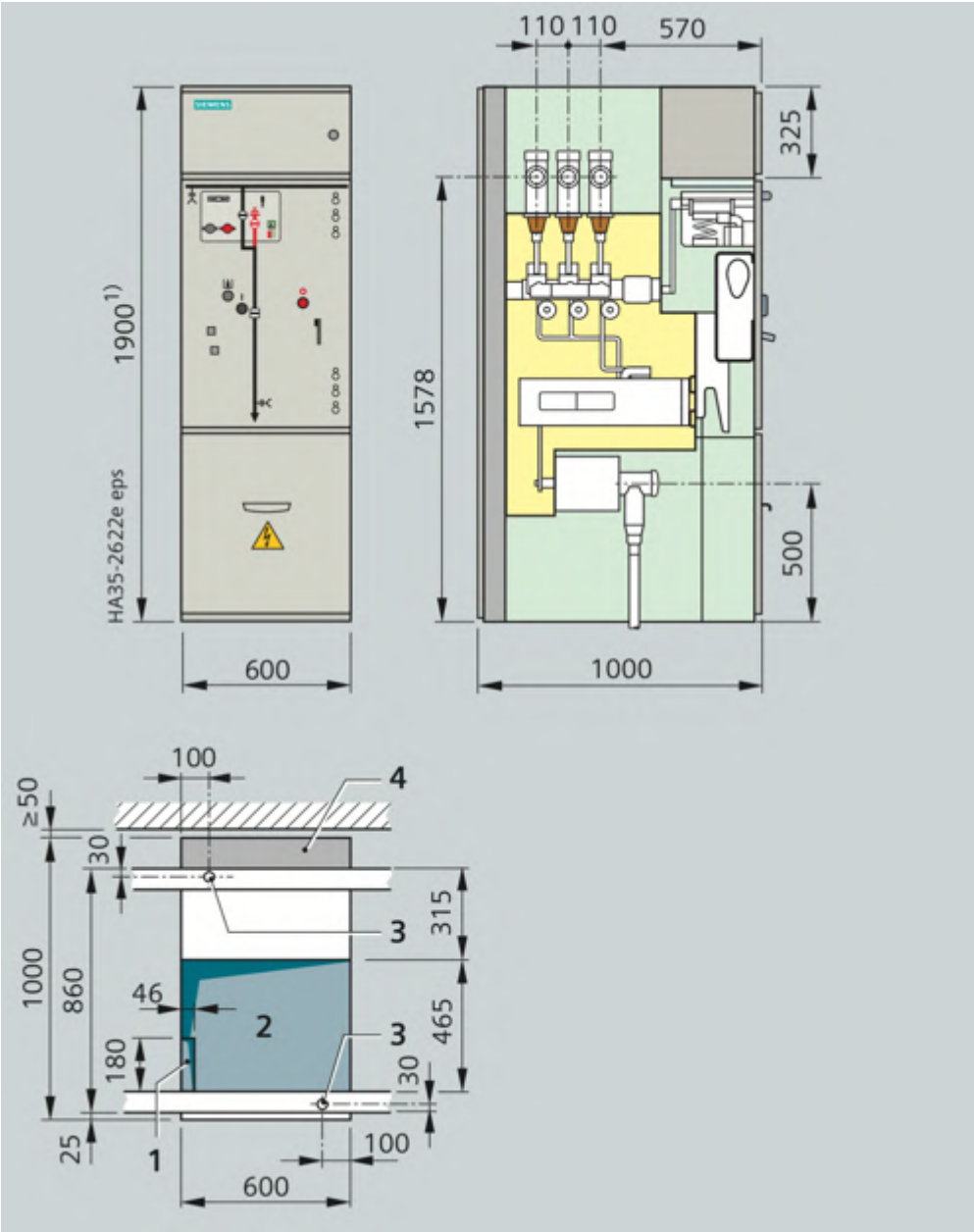


Figura 77. Celda de protección con interruptor automático de Siemens NXPLUS C Wind [69].

Por otro lado, la celda de línea ofrecerá las siguientes condiciones de operación [69]:

- **Corriente asignada en condiciones normales I_r: 630 A**
- Frecuencia nominal: 50Hz
- Corriente admisible asignada de corta duración 3s I_k: 20 kA
- Corriente admisible asignada de corta duración 1s I_k: 20 kA
- Corriente de pico I_p: 50 kA

- Corriente de cortocircuito de cierre I_{ma}: 50 kA

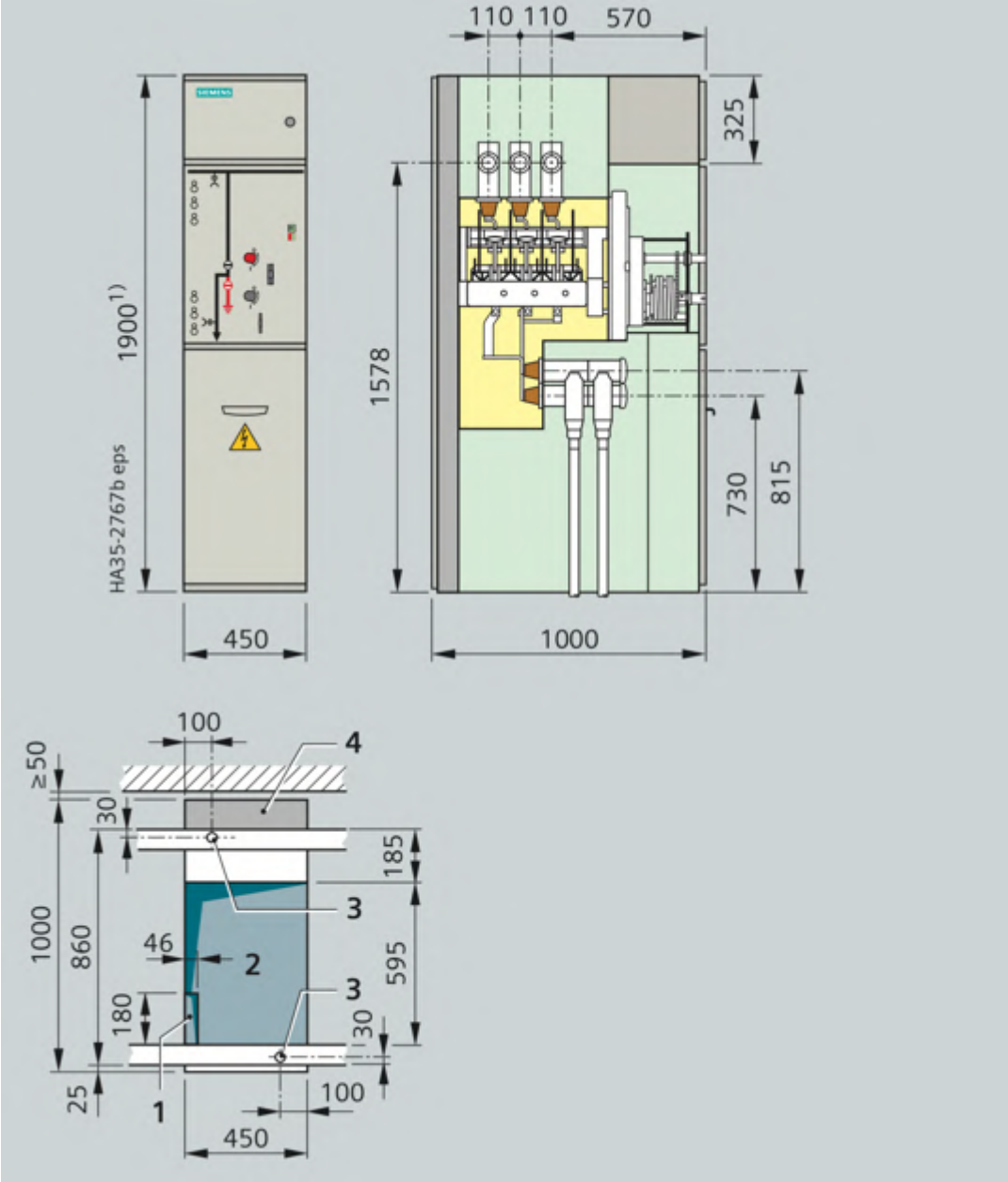


Figura 78. Celda de línea de Siemens NXPLUS C Wind [69].

Finalmente, la celda con seccionador tendrá las siguientes características eléctricas [69]:

- **Corriente asignada en condiciones normales I_r: 630 A**
- Frecuencia nominal: 50Hz
- Corriente admisible asignada de corta duración 3s I_k: 20 kA
- Corriente admisible asignada de corta duración 1s I_k: 20 kA

- Corriente de pico: 50 kA

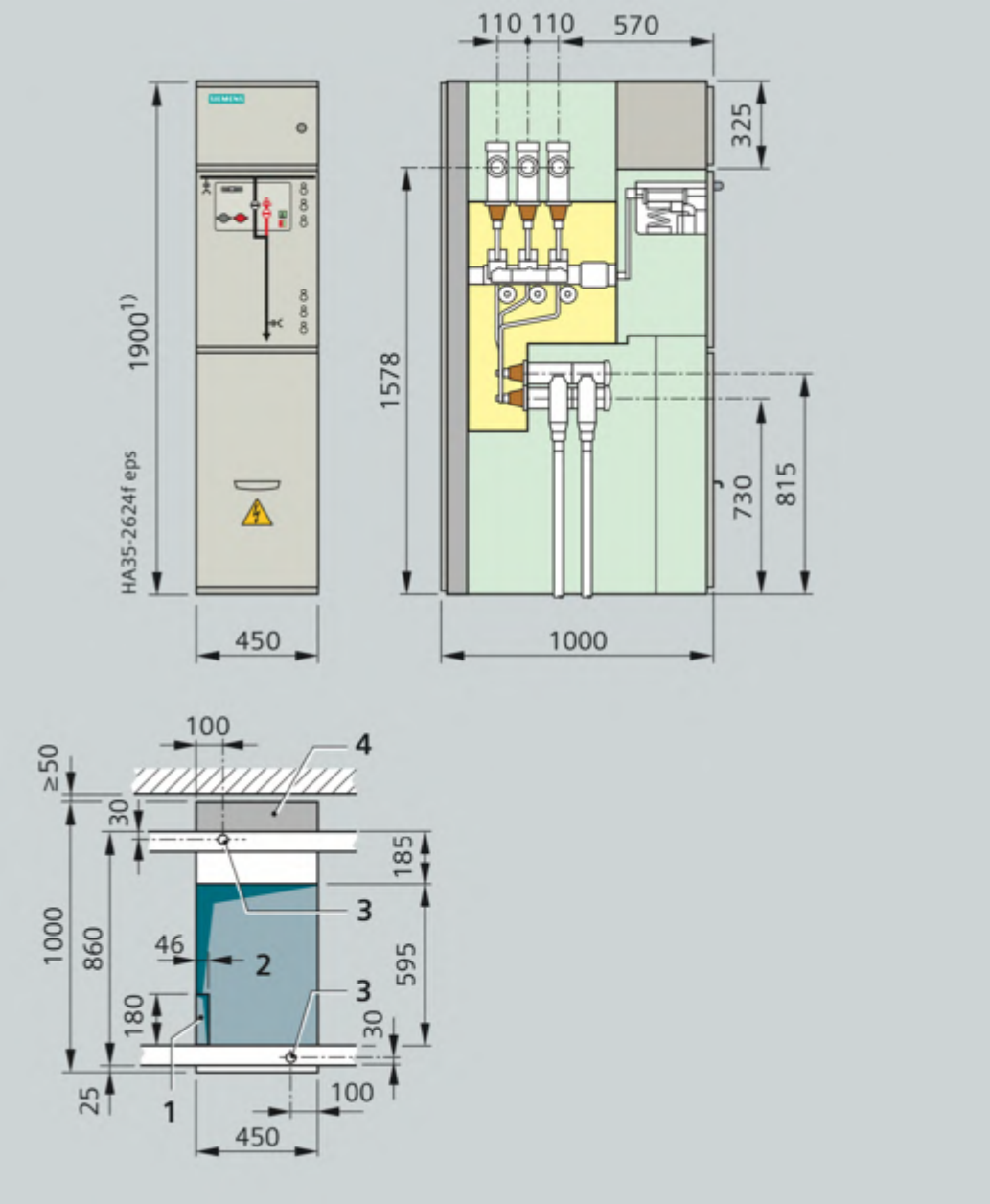


Figura 79. Celda con seccionadorde Siemens NXPLUS C Wind [69] .

5.1.3 CELDAS DE MEDIA TENSIÓN DE LA SUBESTACIÓN MARINA

Las líneas de media tensión de los aerogeneradores se conectarán al embarrado de media tensión de 30kV de la subestación marina mediante un interruptor automático y un seccionador. Las celdas de MT empleadas en la subestación marina para la conexión de las líneas de generación serán iguales que las empleadas en el apartado anterior Siemens NXPLUS C Wind [69] de 630 A de intensidad nominal, por otro lado, la de salida del embarrado hacia el transformador elevador serán las de tipo fijo Siemens 8DB10 con hasta 40,5 kV aisladas en gas [70].

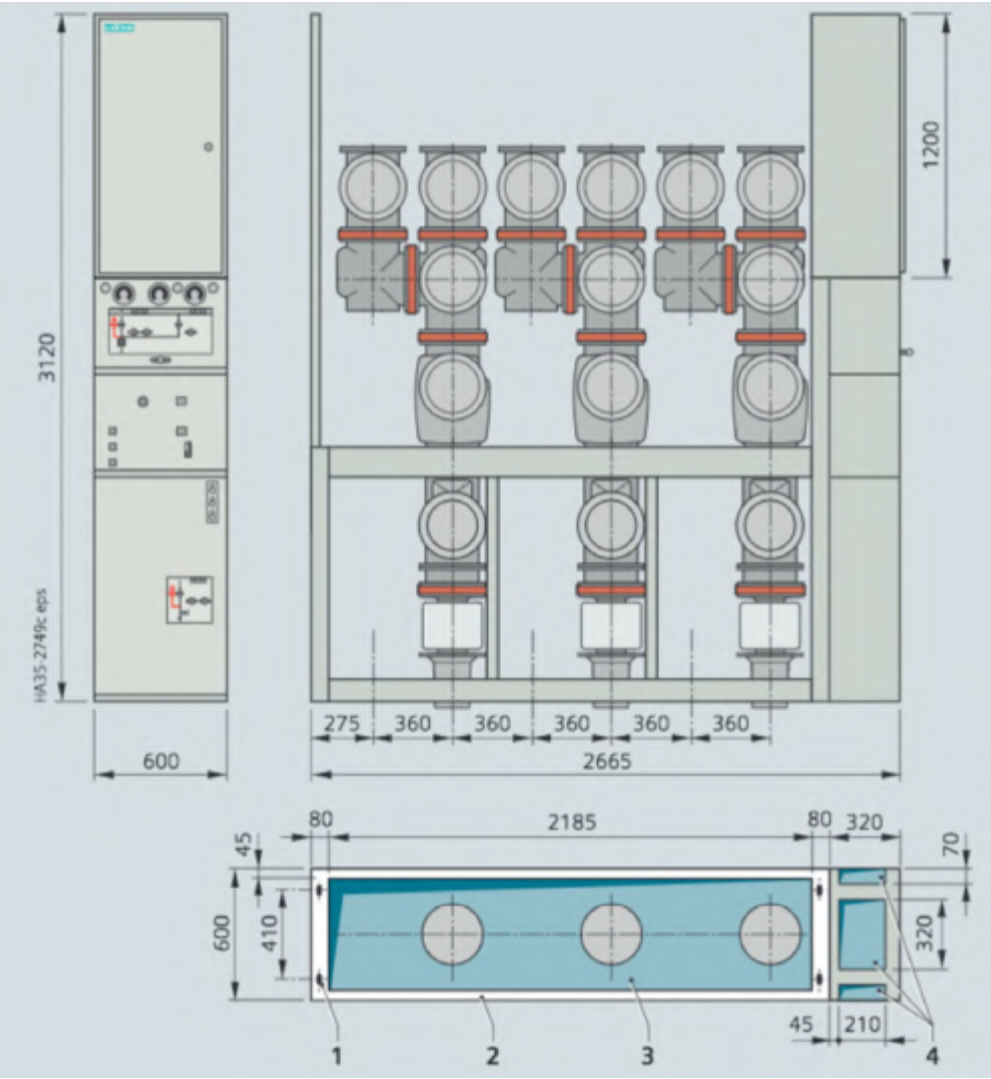


Figura 80. Celda con interruptor de potencia, con seccionador de tres posiciones en la derivación hasta 2000 A de Siemens 8DB10 [71].

Sus principales características se muestran en la siguiente tabla [70]:

Tabla 7. Características nominales de las celdas de MT de la subestación marina [70].

Tensión asignada	36 kV
Frecuencia asignada	50Hz
Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial	70 kV
Tensión soportada asignada de impulso tipo rayo	170 kV
Valor de cresta de la corriente admisible asignada	100 kA
Corriente asignada de cierre en cortocircuito	100 kA
Corriente admisible asignada de corta duración 3 s	40 kA
Corriente asignada de corte en cortocircuito	40 kA
Corriente asignada en servicio continuo del embarrado	5000 A
Corriente asignada en servicio continuo de las derivaciones	2750 A
Ancho	600 mm
Profundidad	1625 mm
Altura	2350 mm
Ciclos de operación con intensidad asignada	10.000
Ciclos de operación con intensidad de cortocircuito	50

Tras la conexión de las distintas líneas al embarrado de MT de 30kV, se dispondrá de la celda con interruptor automático y seccionador expuesta anteriormente como media de protección adicional para el lado de MT del transformador elevador MT/AT de la subestación.

El diseño de las instalaciones que albergan las celdas de MT se realizará en un edificio interior para su protección de la corrosión del ambiente marino. Por tanto, será necesario instalar 6 celdas aisladas con SF6 de tipo Siemens NXPLUS C Wind y una de Siemens 8DB10, una para cada línea de generación más la de salida del embarrado hacia el transformador de potencia de la subestación.

Dado que se ofertan celdas a distintas intensidades nominales entre 1250 y 3150 A para tensiones de 36 kV, se seleccionan la de 3150 A para el lado del embarrado que deriva hacia la subestación marina.

Tabla 8. Celdas de MT de la subestación marina del parque offshore.

Celda 1	Línea 1	Celda con interruptor automático y seccionador de 630 A
Celda 2	Línea 2	Celda con interruptor automático y seccionador de 630 A
Celda 3	Línea 3	Celda con interruptor automático y seccionador de 630 A
Celda 4	Línea 4	Celda con interruptor automático y seccionador de 630 A
Celda 5	Línea 5	Celda con interruptor automático y seccionador de 630 A
Celda 6	Línea 6	Celda con interruptor automático y seccionador de 630 A
Celda 7	Salida al transformador elevador	Celda con interruptor automático y seccionador de 3150 A

Al igual que las celdas de MT de los aerogeneradores, están también soportan la corrosión del ambiente, son compactas, con ciclos de vida elevados, bajo coste de mantenimiento y fácilmente integrables con los sistemas de comunicación y control.

5.1.4 SUBESTACIÓN MARINA COMPACTA PARA PARQUES *OFFSHORE*

Para el diseño de la subestación, se ha consultado el modelo comercial de *Siemens Offshore Tansformer Module (OTM)* [72]. Se trata de una subestación más ligera y compacta, hasta un 30% y 33% menos de volumen y peso respectivamente, ocupando una única estructura con cimentaciones monopilotes. La facilidad de su instalación y mantenimiento suponen una ventaja respecto a las arquitecturas tradicionales de subestaciones.

Los últimos diseños de la subestación OTM permiten exporta hasta 400 MW [73], de modo que un único módulo es suficiente para el diseño del presente proyecto. Presenta una tensión nominal en el lado de conexión de los aerogeneradores de 33 kV con hasta nueve entradas, en nuestro caso se conectarán las seis líneas de generación. La tensión de transmisión a tierra de 220 kV se consigue mediante un transformador elevador. Permite instalar bancos de compensación de potencia reactiva de hasta 100 MVAr para evitar caídas de tensión derivadas del transporte de la energía a la costa.

Los elementos que constituyen la subestación estándar OTM se enuncian a continuación [74]:

- **Transformador elevador 33/ 220 kV** de potencia nominal 320 MVA, permite la conexión de hasta 290 MW de generación eólica. Este se encuentra al aire libre pero asilado y refrigerador por un éster sintético en lugar de un aceite mineral como los tradicionales. El refrigerante es ignífugo, biodegradable y no contaminante. No dispone de ventiladores de refrigeración ni bombas de refrigerante reduciendo el tamaño de este. El transformador elevador se encuentra protegido contra sobretensiones tanto en el lado de alta como media tensión.
- **Celdas de Media Tensión de 33 kV** con interruptores automáticos. Se incluirán los modelos de Siemens explicados anteriormente.

- **Transformador para servicios auxiliares** de 33 kV a 400V para sistemas de iluminación y ventilación en entre otros de la subestación.
- **Centro de control de la subestación** con el sistema SCADA de las turbinas, comunicaciones, sistemas de medición y de transmisión auxiliares con baterías, inversores y rectificadores (400V AC, 110V AC, 110V DC).
- **Refugio de emergencia** con primeros auxilios y equipo de rescate como medida de mitigación de riesgos.
- **Interruptor en el lado de Alta Tensión** 220 kV del transformador.

Figura 81. Subestación OTM Siemens [73].

5.1.5 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

- Red de Tierra: constituye una medida de protección para evitar descargas de las partes activas de los aerogeneradores en caso de contacto. El cable de tierra conectará así todos los aerogeneradores al centro de control. Esta red está diseñada para soportar la intensidad en caso de cortocircuito en el caso de derivación a tierra.
- Puesta a tierra de protección: sirve para evitar descargas por contacto con parte metálicas no activas, es decir, aquellas que no están conectadas a la red pero que por una avería están a una tensión determinada.

- Puesta a tierra de servicio: el transformador elevador tendrá el neutro puesto a tierra al tener una conexión típica Dny11.

5.1.6 RED DE FIBRA ÓPTICA

Tiene por misión conectar los aerogeneradores al sistema de control central de la subestación de modo que se monitorice y controle la información generada en tiempo real de los actuadores, sensores y aparatos de medida. Se empleará de tipo *single mode* por emplear distancias largas.

5.2 INSTALACIONES DE ALTA TENSIÓN DEL PARQUE

Los sistemas de Alta Tensión del parque *offshore* de la subestación incluirán principalmente el transformador elevador de 30 a 220 kV, el interruptor potencia de alta tensión con seccionador de cuchillas de puesta a tierra y los transformadores de tensión e intensidad de medida para contabilizar la energía producida. Si bien es cierto que la subestación OTM incluirá todos estos elementos con las características mencionadas anteriormente, se opta en este apartado por seleccionar y explicar en mayor detalle las características de los elementos que debería tener la subestación dado que se dispone de poca información de la solución OTM.

5.2.1 APARAMENTA DE LA SUBESTACIÓN COMPACTA AISLADA EN GAS SF6

Se empleará el modelo aislado en gas SF6 de Siemens hasta 300 kV Tipo 8DN9 [75], se trata de modelos económicos, herméticos, de larga vida útil, con bajos costes de mantenimiento, ergonómicos, compactos y con capacidad de operar en condiciones extremas. La facilidad de transporte, instalación, mantenimiento y diseño compacto hacen a este modelo adecuado para su instalación en una subestación *offshore.*

Figura 82. Subestación compacta en gas Siemens 8DN9 [75].

Las características principales recogidas en el catálogo de Siemens se resumen en los siguientes puntos [75]:

- Versátiles por su diseño modular, con un número reducido de módulos activos y pasivos que permiten cualquier diseño.
- Equipos en envolventes herméticas monopolares de aluminio, resistente a la corrosión. Los puntos de unión de los módulos están constituidos por bridas con juntas tóricas para evitar fugas.
- Conductores interconectados por contactos de acoplamiento, capaces de absorber cambios de longitud por variaciones térmicas.
- Puntos de conexión accesibles a través de aberturas selladas por tapas herméticas al gas y resistentes a la presión.
- Filtros estáticos en los compartimentos de gas en la parte interior de las tapas para absorción de humedad y productos en descomposición.
- Placas de rotura para evitar sobrepresiones en las carcasas y tubos de desviación.

Tabla 9. Características eléctricas de la subestación [75].

Subestación tipo 8DN9	
Tensión nominal	≤ 300 kV
Frecuencia nominal	50 Hz
Tensión nominal soportable a frecuencia industrial (1min)	460 kV
Tensión nominal soportable a impulso atmosférico (1,2/50 µs)	1050 kV
Tensión soportable a impulso de maniobra (250/2500 µs)	850 kV
Corriente nominal barras Corriente nominal línea de salida	≤ 4000 A
Corriente nominal corte	≤ 63 kA
Corriente nominal impulso	≤ 170 kA
Corriente nominal corta duración (3s)	≤ 63 kA
Tiempo nominal de desconexión	≤2 periodos
Tasa de fugas por año y compartimiento de gas	< 0,1%
Ancho de bahía	2200 mm
Instalación	Interior/aire libre
Normas	IEC/IEEE
Accionamiento del interruptor de potencia	Acumulador de resorte
Secuencia de maniobras de medición	O-0,3 s- CO- 3min- CO

	CO- 15 s-CO
Tensión de servicio del disparador	60-250 V DC
Temperatura ambiente	-30ºC hasta +40ºC
Vida útil prevista	>50 años

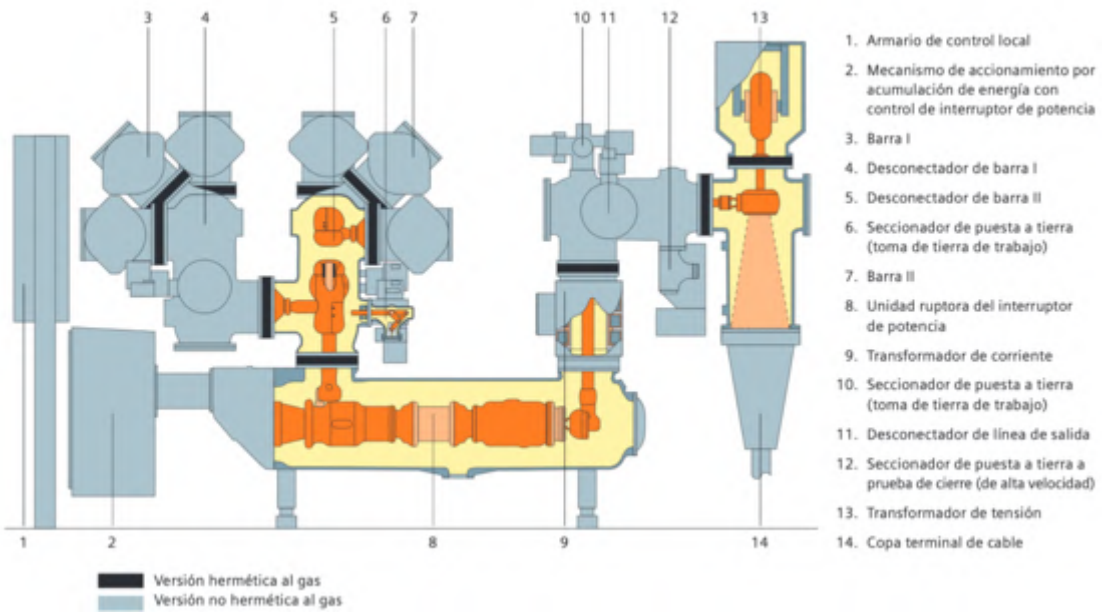


Figura 83. Arquitectura del modelo de subestación GIS Siemens 8DN9 [75].

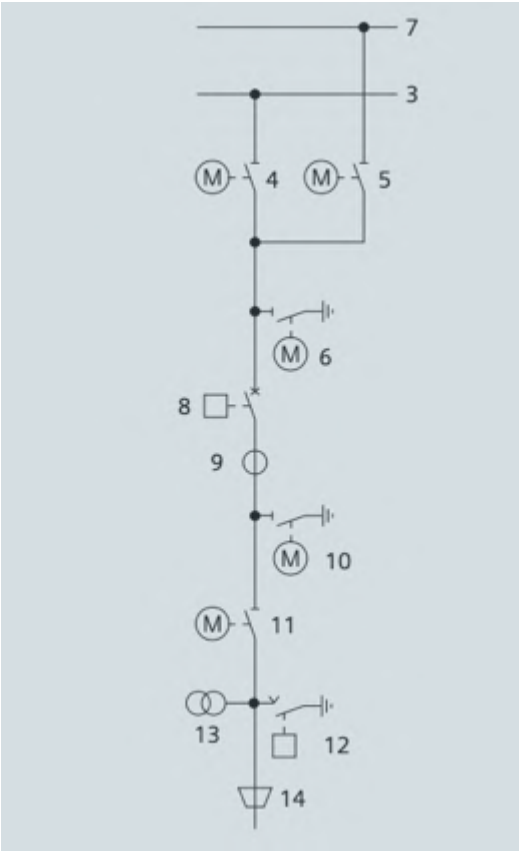


Figura 84. Esquema de configuración típico de doble barra subestación Siemens 8DN9 [75].

Se describen a continuación los módulos más importantes de la subestación compacta seleccionada [75]:

- Interruptor de potencia es el elemento central, constado de una unidad ruptora y un sistema de accionamiento.
- Módulo desconectador, asegura en la posición de apertura un espacio dieléctricamente seguro entre dos contactos para garantizar el aislamiento entre áreas del sistema sometidas a distinto potencial.
- Seccionadores de puesta a tierra, se emplean para conectar a tierra sectores de la instalación de alta tensión que se encuentran desconectados y así garantizar la ausencia de tensión y evitar daños en la subestación.
- Transformador de tensión y corriente. Se emplean para funciones de medida y protección.

- Transformador de tensión inductivo monofásico con un arrollamiento primario en alta tensión y uno o varios secundarios. Está alojado en su propia envolvente.
- Transformador de corriente de un solo polo inductivo con uno o más núcleo. Se ubica a la salida del interruptor de potencia. El conductor de alta tensión constituye el circuito primario y el secundario se diseña conforme a los requisitos de precisión. La relación de transformación es ajustable en función de las conexiones secundarias.

- Descargador de sobretensión como medida de protección. Consta de resistencias de óxido metálico en la parte activa, se embrida a la subestación a través de un aislador pasante hermético al gas.
- Módulos de conexión para enlazar a transformador y cables de alta tensión.
- Módulos de prolongación y en ángulo empleados para establecer enlaces requeridos por la instalación.
- Módulo de barra pasiva blindada monofásica sin conmutación para llevar a cabo tareas de ampliación y mantenimiento durante el servicio.

Finalmente, hay que destacar los sistemas de mando y vigilancia de la subestación 8DN9 [75], de modo que se realiza una monitorización de los elementos de la subestación a través de la unidad de control. La vigilancia del gas se realiza mediante elementos de supervisión de densidad con señales de alarma y avería. El sistema de control se sitúa en un armario local que puede incluir el de protección conjuntamente. La conexión de los elementos de los elementos con el armario de control se realiza con un sistema de cables apantallados y clavijas, aunque Siemens puede a petición de cliente diseñar un sistema de control y protección digital.

5.2.2 TRANSFORMADOR ELEVADOR DE MT/AT

Se instalará un transformador de 30/220 kV de Siemens. Se procurará un modelo compacto compatible con el diseño de las celdas y la aparamenta de la subestación elegida.

Estos transformadores se pueden realizar a medida según los requerimientos del parque, con potencias hasta 1000MVA y 1100 kV [76]. En nuestro caso el diseño deberá tener

140 MVA al estar constituido por 21 aerogeneradores de 6 MW y un factor de potencia estimado de 0,9. El grupo de conexión será Dyn11 por ser el más empleado en trafos elevadores en redes de AT.

Figura 85. Transformador Siemens High-voltage – Power transmission [76].

5.3 SISTEMA DE CABLEADO DE MT DEL PARQUE

El cableado interno de MT del parque servirá para conectar los aerogeneradores con la subestación marina, como ya se explicó previamente. Los también llamados *inter-array*, deberán soportar una tensión nominal de la red de distribución de 30 kV. Se emplearán cables unipolares aislados 18/30 kV. Por otro lado, para el cálculo de las secciones se ha tenido en cuenta lo estipulado en la ITC-LAT-06 [77]. Se han aplicado los factores de corrección correspondientes por tratarse de una instalación de cables en el interior de tubos enterrados en el fondo del lecho marino bajo las siguientes hipótesis:

- Temperatura media aproximada del fondo marino: 15 ºC [78]
- Profundidad de los tubos enterrados: 2 metro
- Distancia entre las ternas de cables: 60 cm

Siendo los factores de corrección aplicados de acuerdo con [77]:

- Temperatura: 1,07

- Resistividad del terreno: 1,28
- Profundidad: 0,94
- Número de ternas: 0,79 para cuatro ternas y 0,88 para dos ternas

Los factores de corrección totales serán 1,017 para las líneas de dos ternas y 1,133 para líneas de cuatro ternas.

En una primera instancia se ha calculado la intensidad que deben soportar los cables en función de la intensidad nominal y los factores de corrección. Posteriormente se ha comprobado que la caída de tensión sea menor del 1%. En el caso de no cumplir con este criterio, se debería aumentar la sección del conductor para reducir el efecto de caída de tensión por las pérdidas generadas. En cada fase se emplearán dos cables tripolares para reducir las posibles caídas de tensiones y las secciones de los conductores. Finalmente, se empleará una **sección de 185 mm^2 para las líneas con 3 aerogeneradores conectados y 240 mm^2 en el caso de 4**. Se ha optado por emplear **Aluminio** como conductor, por ser más ligero y barato que el cobre. Como aislamiento se va a emplear **XLPE** por sus propiedades térmicas y mecánicas frente a rotura, además se trata de un sólido dieléctrico facilitando el mantenimiento y durabilidad, destacando la facilidad de transporte e instalación de este tipo de cables debido a la ligereza [79].

Como modelo comercial se emplearán cables *inter-array* de MT del fabricante Nexans Group [79]. Los cables seleccionados del catálogo de Nexans, contarán con las siguientes partes [79]:

- Conductor de forma redonda compactada de hilos de aluminio longitudinalmente estanco. Es el encargado de soportar y transmitir la corriente.
- Pantalla semiconductora extruida interna, busca homogeneizar la distribución del campo eléctrico en la superficie del conductor.
- Aislamiento XLPE, capaz de soportar una temperatura máxima en condiciones nominales de operación de 90ºC y de 250ºC en caso de cortocircuito. Su misión se soportar el campo eléctrico generado por la corriente.
- Pantalla semiconductor-extruida externa, cumple la misma función que el interno.
- Pantalla metálica de hilos de cobre, se conecta a tierra para derivar corrientes de fuga.

- Protección laminada de aluminio.
- Cable de fibra óptica para las comunicaciones.
- Relleno de polipropileno.
- Cintas de unión.
- Capa de hilos de polipropileno.
- Armadura galvanizada de hilos de acero, realiza la función de protección contra agresiones esfuerzos mecánicos.
- Cubierta exterior de hilos de polietileno para proteger el cable de esfuerzos mecánicos, así como corrosión por el ambiente, agentes químicos o fuego.

Figura 86. Cable submarino Tripolar de Nexans Group [79].

Los cables empleados serán de tipo A2XS(FL)2Y>c<RAA 18/30(36kV) de secciones 185 y 240 mm^2 para las líneas de generación que conecten 3 y 4 aerogeneradores respectivamente. Las características del cable *inter-array* de Nexans Group empleado son las siguientes:

- A: Aluminio
- 2X: aislamiento de polietileno reticulado (XLPE)
- S: Pantalla de hilos de cobre helicoidales
- (FL): resistente al agua con barrera radial de Aluminio
- 2Y: cubierta de polietileno
- Tensión nominal: 18/30 kV

A2XS(FL)2Y>c<RAA 18/30(36) kV — **Constructional Data**

1	2	3	4	5	6		7	8	9	10	11
Nominal cross sectional area of conductor (mm²)	Conductor aluminium round solid diameter over conductor (mm)	Insulation XLPE wall thickness (mm)	Screen copper wires and counter helix cross sectional area (mm²)	Metallic tape aluminium wall thickness (mm)	Core sheath PE black wall thickness (mm)	diameter (mm)	Bedding wall thickness (mm)	Armour steel wires round galvanized diameter (mm)	Serving bitumen fib. material incl. colour strip wall thickness (mm)	Outer diameter of cable (mm)	Cable weight (t/km)
70	9.5	8.0	16	0.2	2.1	35	2	4.0	3.5	95	10.5
95	11.0	8.0	16	0.2	2.1	37	2	4.0	3.5	98	11.2
120	12.2	8.0	16	0.2	2.2	38	2	4.0	3.5	101	11.8
150	13.5	8.0	25	0.2	2.2	39	2	4.0	3.5	104	12.8
185	15.0	8.0	25	0.2	2.3	41	2	4.0	3.5	107	13.3
240	17.1	8.0	25	0.2	2.3	43	2	4.0	3.5	111	14.4
300	19.0	8.0	25	0.2	2.4	45	2	4.0	4.0	117	15.8
400	21.4	8.0	35	0.2	2.5	48	2	4.0	4.0	123	17.5
500	24.5	8.0	35	0.2	2.6	51	2	4.2	4.0	130	19.6
630	27.8	8.0	35	0.2	2.7	54	2	4.5	4.0	138	22.7

A2XS(FL)2Y>c<RAA 18/30(36) kV — **Electrical Data**

1		2	3	4	5	6	7	8	9	
Nominal cross sectional area conductor (mm²)	screen (mm²)	Conductor resistance DC 20°C (Ω/km)	Conductor resistance AC 90°C (Ω/km)	Screen resistance 20°C (Ω/km)	Capacitance (µF/km)	Inductance (mH/km)	Current rating (A)	Losses (W/m)	1s short circuit current after full load at 90°C conductor temperature conductor (kA)	screen (kA)
70	16	0.443	0.57	1.15	0.16	0.45	200	70	6.8	3.3
95	16	0.320	0.41	1.15	0.17	0.43	237	72	9.2	3.3
120	16	0.253	0.32	1.15	0.19	0.41	269	74	11.7	3.3
150	25	0.206	0.26	0.73	0.20	0.40	299	76	14.5	5.1
185	25	0.164	0.21	0.73	0.21	0.39	337	78	17.8	5.1
240	25	0.125	0.16	0.73	0.22	0.37	388	81	23.1	5.1
300	25	0.100	0.13	0.73	0.25	0.36	432	82	28.9	5.1
400	35	0.0778	0.10	0.53	0.27	0.35	484	85	38.2	7.1
500	35	0.0605	0.080	0.53	0.30	0.33	544	89	47.7	7.1
630	35	0.0469	0.063	0.53	0.33	0.32	606	92	60.1	7.1

Figura 87. Cables unipolares 18/30 kV para conexión de los aerogeneradores en MT [79].

Se detalla a continuación las fórmulas empleadas para el cálculo de las secciones, caídas de tensión y pérdidas de los cables:

$$E.\ 5\ \ Intensidad\ corregida\ (A) = \frac{Intensidad\ nominal\ (A)}{factor\ de\ corrección\ total}$$

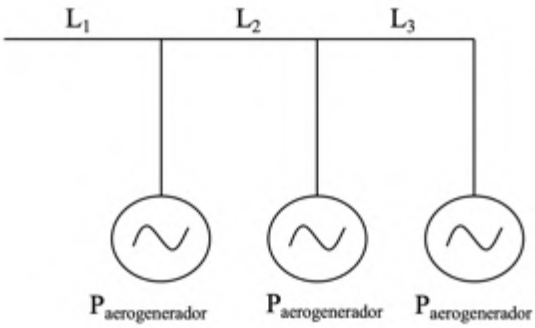
$$E.\ 6\ \ Intensidad\ corregida\ por\ fase\ y\ cable\ (A) = \frac{Intensidad\ corregida\ \ (A)}{\#\ de\ cables\ por\ fase}$$

$$E.\ 7\ \ Caída\ de\ tensión\ (V) = \frac{\sqrt{3}\cdot L\cdot I\cdot \cos\varphi}{S\cdot\gamma}$$

$$E.\ 8\ \ Caída\ de\ tensión\ \% = \frac{\Delta U\ (V)}{U_{nominal\ (V)}}$$

$$E.\ 9\ \ resistencia_i\ (\Omega) = \frac{\frac{1}{\gamma}}{S}\cdot L_i$$

E. 10 Pérdidas (W)= $\frac{P^2}{U^2 \cdot \cos\varphi^2} \cdot [n^2 \cdot r_1 \cdot L_1 + (n-1)^2 \cdot r_2 \cdot L_2 + \cdots + 1^2 \cdot r_n \cdot L_n]$



Los parámetros indicados anteriormente corresponden a:

L: Longitud de la línea (m)

I: Intensidad corregida por fase y cable (A)

cos φ: factor de potencia, se va a suponer 0,9

S: sección del cable (mm^2)

γ: conductividad del Aluminio ($\frac{m}{\Omega \cdot mm^2}$)

$U_{nominal}$: 30 kV

L_i: longitud del tramo (m)

P: potencia nominal del aerogenerador, en este caso al ser un circuito dúplex serían 3MW para calcular las pérdidas totales por circuito. Las pérdidas totales por línea se calcularían multiplicando por 2 las de un único circuito.

Para el cálculo de las pérdidas se ha mayorado la distancia entre aerogeneradores a 500 metros. También se ha fijado la distancia del aerogenerador 6 y 18 a la subestación en 920 y 736 metros respectivamente.

Tabla 10. Cálculo de intensidad admisibles en cables de MT.

	Aerogeneradores	Intensidad (A)	# de ternas	# cables por fase	Intensidad corregida por fase y cable (A)	Sección (mm^2)	Caída U %	Pérdidas totales por línea (kW)
Línea 1	1, 2 y 3	385	4	2	189	2x (3x 185 mm^2)	0,66%	117
Línea 2	4, 5 y 6	385	4	2	189	2x (3x 185 mm^2)	0,37%	53
Línea 3	7, 8, 9 y 10	513	4	2	252	2x (3x 240 mm^2)	0,58%	112
Línea 4	11, 12, 13	385	4	2	189	2x (3x 185 mm^2)	0,85%	161
Línea 5	14, 15, 16, 17	513	2	2	226	2x (3x 240 mm^2)	0,49%	101
Línea 6	18, 19, 20, 21	513	2	2	226	2x (3x 240 mm^2)	0,40%	71

En el Anexo IV se exponen los cálculos eléctricos de manera más detallada.

5.4 SISTEMA DE CABLEADO DE AT DEL PARQUE

La subestación marina elevará la tensión hasta 220 kV para transportar la energía generada hasta a la subestación en tierra de Plana del Vent, situada junto a la central nuclear de Vandellós, siendo la distancia entre la subestación marina y la de tierra de aproximadamente 17 km.

Se empleará un único cable de exportación submarino del fabricante ABB [80]. Será de tipo tripolar, de aluminio, aislamiento XLPE, armadura de hilos de acero, pantalla de plomo y un cable de fibra óptica. Las partes del cable de AT son las mismas que las descritas en el apartado anterior.

Figura 88. Cable tripolar de exportación de 200 kV de ABB [80].

Las condiciones de instalación y del lecho marino bajo las que el fabricante ha determinado las intensidades máximas admisibles en cables tripolares son [80]:

- Temperatura media del fondo marino: 20ºC
- Profundidad del cable enterrado: 1 metro
- Conductividad térmica del fondo marino: 1 K· m/W

100-300 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm²	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

Figura 89. Intensidades máximas para cables de AT submarinos de ABB [80].

Cross-section of con-ductor	Diameter of con-ductor	Insulation thickness	Diameter over insulation	Lead sheath thickness	Outer diameter of cable	Cable weight (Aluminium)	Cable weight (Copper)	Capaci-tance	Charging current per phase at 50 Hz	Inductance
mm²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/m	kg/m	µF/km	A/km	mH/km
Three-core cables, nominal voltage 220 kV (Um = 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

Figura 90. Características de cables tripolares 220 kV de ABB [80].

De acuerdo con los cálculos de la instalación, la intensidad que debe soportar el cable es de 367 A. La sección mínima disponible para 220 kV es de 500 mm^2, soportando una intensidad máxima de 540 A empleando aluminio como conductor. Por tanto, al poder soportar ampliamente la intensidad requerida por la instalación, el efecto de aplicación de factores de corrección será mínimo y se concluye dando por válido la instalación de un cable tripolar de **Aluminio** de sección **500 mm^2** con **aislamiento XLPE directamente enterrado a 1 metro de profundidad**. Entre las ventajas aportadas por el aluminio, se encuentran su menor peso y precio. Finalmente, se calculan las pérdidas y caídas de tensión de la instalación, siendo prácticamente despreciables.

La fórmula empleada para el cálculo de la intensidad necesaria:

$$E.\ 11\ \ Intensidad\ cable\ de\ exportación\ (A) = \frac{P(kW)}{\sqrt{3} \cdot U_{nominal\ (kV)} \cdot \cos\varphi}$$

Finalmente, se han calculado las pérdidas con la siguiente expresión:

$$E.\ 12\ Pérdidas = 3 \cdot I^2 \cdot r$$

Donde r es la resistencia calculada con la fórmula expuesta anteriormente. El cálculo de la caída de tensión también ha seguido la expresión del punto anterior.

Tabla 11. Cálculo de caída de tensión y pérdidas del cable de AT.

Potencia total	12600 kW
Factor de potencia	0,9
Tensión	220 kV
Longitud	1700 m
Conductividad aluminio	27,3 m · Ω/mm^2
Sección	(3x500) mm^2
Resistencia por fase	0,12 Ω
Intensidad	367 A
Caída de tensión	71 V
Caída de tensión	0,03 %
Pérdidas totales	50 kW

Capítulo 6. ESTUDIO ECONÓMICO

Los costes de la energía *offshore* han disminuido drásticamente en los últimos años, siendo actualmente una fuente de generación competitiva al igual que el resto de energías renovables tradicionales. El LCOE de la eólica marina de cimentaciones fijas se ha reducido significativamente en los últimos años, lo que impulsados proyectos libres de subsidios como el parque de Hollandse Kust en los Países Bajos [81]. Destacan también los parques *offshore* de Denmark's Dong Energy y Germany's EnBW, tratándose de proyectos libres de subsidios, con un LCOE cercano a 31€/MWh [82]. El que hayan pujado tan bajo puede deberse a las particularidades concretas en cálculo de los costes de inversión de estos proyectos, no pudiendo ser extrapolado al resto de casos por tomar suposiciones muy arriesgadas. Entre las causas por las que se ha subastado tan barato, se debe a la hipótesis de que los costes de aquí al 2024-2025, años en los que se pondrán en funcionamiento, bajarán debido a las mejoras en las tecnologías y al aumento de potencia de los aerogeneradores marinos, lo cual reduce la inversión considerablemente al requerir menos turbinas para producir la misma energía [82].

El parque propuesto tiene una potencia instalada de 126 MW, siendo una capacidad instalada mucho menor que los 788MW de media de los parques puestos en funcionamiento el año pasado [5]. La limitación de espacio debido a la cercanía a la costa, a las zonas de protección medioambiental de alrededor y a la imposibilidad de alejarse de la costa por las elevadas profundidades del lecho marino, han impedido la colocación de más aerogeneradores. Por tanto, este proyecto debe estudiarse como un prototipo o demostración de la eólica marina de cimentaciones fijas en la costa española, siendo muy complicado rentabilizar la inversión con la venta de energía a precios competitivos, cercanos a 50 €/MWh.

Las hipótesis establecidas para el cálculo de rentabilidad de económica del proyecto son las siguientes:

- Parque eólico marino de cimentaciones fijas con monopilotes de 126MW con una producción de energía anual de 444.192 MWh, 3.525 horas de operación y un factor de capacidad de 40,24%.
- Inversión realizada o CAPEX, con un coste estimado total es de 2,724 millones de euros el MW instalado, con una inversión total de 343,184 M€. Los costes se han obtenido de la fuente [83] en libras, por ello se ha empleado una tasa de cambio al euro de 1,16. Se incluyen los siguientes costes típicos incluidos en un proyecto de energía *offshore* [83]:
    - Desarrollo y dirección de proyectos: 0,139 M€/MW
    - Turbinas: 1,160 M€/MW
    - Cables: 0,197 M€/MW
    - Cimentaciones de las turbinas: 0,324 M€/MW
    - Subestación *offshore*: 0,139 M€/MW
    - Subestación *onshore*: 0,034 M€/MW
    - Base de operaciones: 0,003 M€/MW
    - Instalación y comisionado: 0,725 M€/MW
- Operación y mantenimiento u OPEX: se ha estipulado un coste de 0,087 millones de euros por MW anual, en total serían 10,962 millones de euros anuales [83].
- No se han tenido en cuenta los costes de desmantelamiento del parque al final de su vida útil, dado que se estima que su valor residual servirá para costearlo.
- Los años de vida útil del parque eólico se han fijado en 30 años [84], la mayoría tienen una vida esperada de 25 años, pero se estima que su vida útil se pueda ampliar, por eso se ha ampliado en cinco años más.
- El período de amortización se ha establecido en 30 años [85]
- Impuesto sobre sociedades del 25% y de generación del 7%.
- La financiación del proyecto se ha supuesto que es llevada a cabo con 80% de deuda [86], y unos intereses del 5% [87]. De este modo la deuda total solicitada es de 274,547 M€ y los fondos propios de 68,637 M€.
- Se ha estimado una inflación anual del 1,3% para el cálculo del incremento de los costes de operación y mantenimiento [88].

- El coste deuda se ha fijado en un 5% y el de fondos propios en un 10%. Se obtiene así un WACC o coste medio ponderado de capital del 5%.

La rentabilidad del proyecto se garantiza mediante la **venta de energía a un precio de 110€/MWh**, obteniendo una tasa interna de retorno del proyecto del 6% y un valor actual neto de 24,43 millones de euros. En el Anexo V se muestran de forma exhaustiva los cálculos para la valoración económica del proyecto.

Tabla 12. Rentabilidad del proyecto y para accionista.

VAN del proyecto	24,43 M€
TIR del proyecto	5,67 %
VAN accionista	3,60 M€
TIR accionista	9,98 %

Si bien es cierto que el precio al que se tendría que vender la energía es muy superior a los precios ofrecidos en las últimas subastas europeas, hay que remarcar que se trata de un proyecto piloto y demostración de la viabilidad técnica de la energía eólica marina en España. Para poder competir con las tecnologías actuales vendiendo la energía a 45 €/MWh necesitaría recibir ayudas públicas, que costeasen al menos un 85% del CAPEX. En el campo de la inversión *offshore* en España destacan los proyectos de eólica flotante de propuestos por Iberdrola, presentado para recibir fondos del plan de recuperación *Next Generation EU* [89]. Entre los beneficios de apoyar con subvenciones públicas un proyecto *offshore* se encuentra la apuesta por la descarbonización de la generación eléctrica, la creación de empleo y la innovación. Sería un primer paso para el estudio de nuevos emplazamientos, la mejora de la técnica y con ello la consecuente reducción de costes de inversión y mantenimiento.

En lo que respecta al LCOE, se obtiene un precio de 74,94€/MWh de acuerdo con la fórmula:

$$E.\ 13\ \ LCOE = \frac{CAPEX+\sum_{i=1}^{n}\frac{OPEX}{(1+WACC)^i}}{\sum_{i=1}^{n}\frac{E_i}{(1+WACC)^i}} = \frac{343{,}184*10^6+\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{10{,}962*10^6}{(1+0.05)^i}\right)}{\sum_{i=1}^{n}\left(\frac{444.192}{(1+0.05)^i}\right)} = 74{,}94\ €/MWh$$

Donde n representa los años de vida del proyecto y E_i la producción de energía anual.

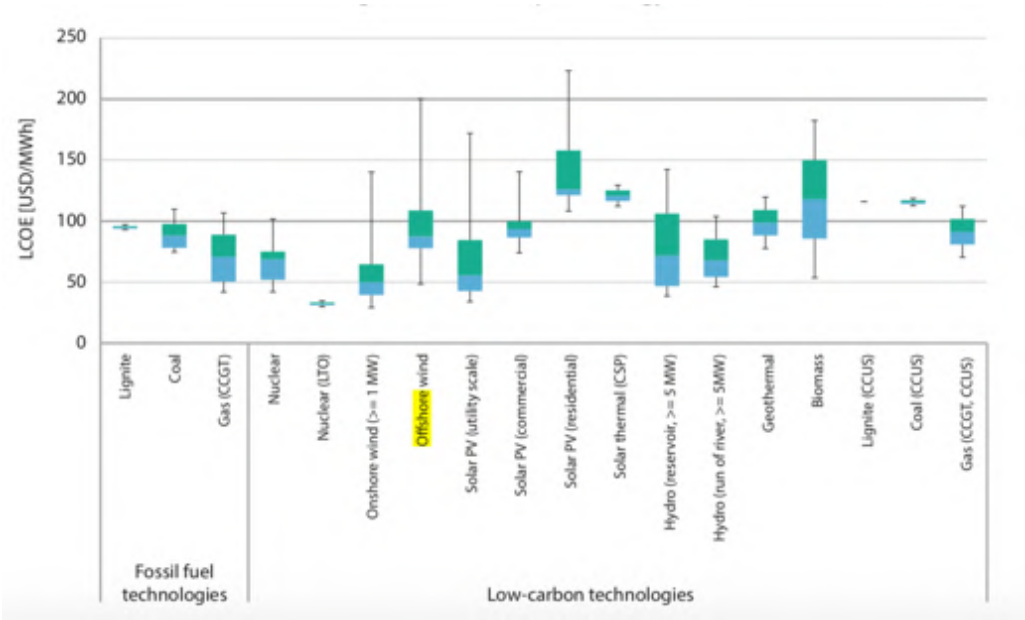


Figura 91. LCOE de distintas tecnologías [90].

Si se compara con el precio de eólica en tierra y la solar fotovoltaica, este es aproximadamente el doble en el caso de la *offshore*. Para poder competir con las renovables tradicionales necesita que seguir disminuyendo drásticamente los costes de inversión, siguiendo con tendencia de estos últimos años. De acuerdo con la IRENA, se espera así que para el año 2030 los costes inversión puedan bajar hasta los 1,7 millones de dólares el megavatio [91].

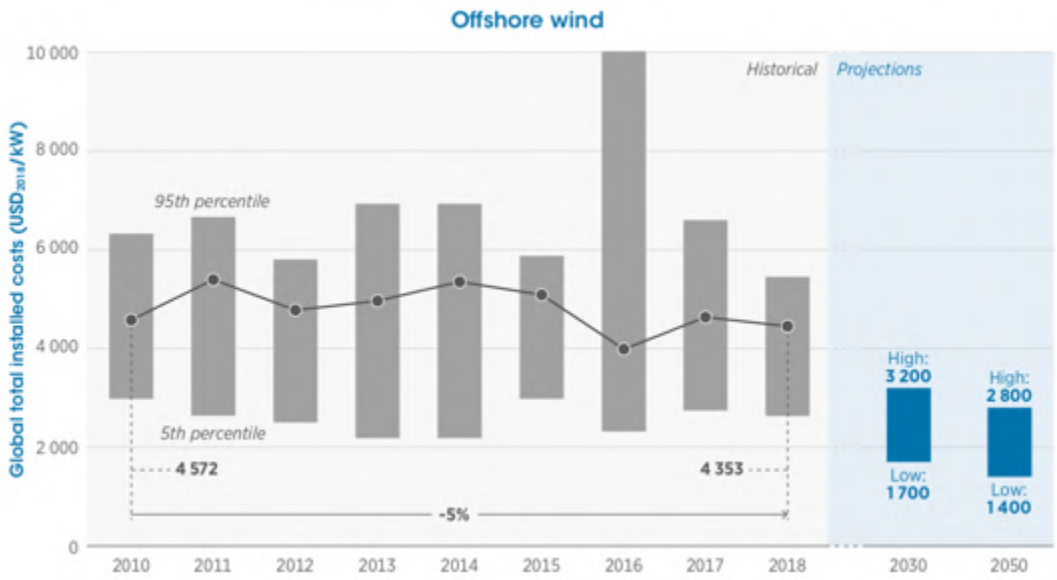


Figura 92. Evolución de costes de inversión de la energía eólica marina [91].

Capítulo 7. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL Y SOCIOECONÓMICO

7.1 REDUCCIÓN DE EMISIONES

El desarrollo de la energía eólica marina constituye un punto estratégico para la descarbonización del sector eléctrico y así contribuir a los ambiciosos objetivos ya mencionados en el Pacto Verde Europeo y en el PNIEC. Se espera que la reducción de costes en la eólica marina suponga un punto de inflexión para su consolidación en las costas españolas, reduciendo las emisiones de CO_2 y contribuyendo con ello a la sostenibilidad ambiental.

El presente proyecto de 126 MW con una producción anual de 444.192 MWh de energía, y 30 años de vida de operación, ahorraría una emisión considerable de CO_2 y otros gases de efecto invernadero. La producción de 1 kWh emite 1 kg y 0, 412 kg en caso de generarse con carbón y gas natural respectivamente [92]. Si con el parque diseñado de 126 MW se producen anualmente 444.192 MWh, se ahorrarán las siguientes toneladas de CO_2 por fuente de energía:

Tabla 13. Emisiones de CO_2 equivalente evitado por el parque eólico marino por combustible.

Carbón	444.192 toneladas de CO_2 equivalente/año
Gas Natural	183.007 toneladas de CO_2 equivalente/año
Carbón	13.325.760 toneladas de CO_2 equivalente en 30 años
Gas Natural	5.490.213 toneladas de CO_2 equivalente en 30 años

Es especialmente destacable el hecho de que los ciclos combinados, los cuales emplean el gas natural como combustible de generación, tiene factores de capacidad de alrededor de un 60% mientras que el parque del proyecto posea un 40,24% a pesar de ser un prototipo y estar situado cercano a la costa. La construcción de grandes parques eólicos con horas de operación cercanas a las 4.500 horas supondría una fuente de renovables fiable y estable con unos factores de planta del 50% capaces de competir con los ciclos combinados.

7.2 EMPLEO Y CRECIMIENTO ECONÓMICO

Actualmente, el sector eólico emplea en España a alrededor de 30.000 personas siendo la segunda fuente de generación [93], se espera que la llegada de los fondos europeos para la transición energética suponga una palanca de recuperación económica y del empleo. Si se atiende a nivel europeo la eólica marina genera 33.000 empleos directos y 140.000 indirectos en marina y terrestre, habiéndose realizado en la última década inversiones anuales medias de 9,4 billones de euros, mayor que ninguna otra energía renovable [94]. Por otro lado, se estima que la inversión en energías renovables genera el doble de empleos por cada millón de euros invertido que si se destinase a proyectos de combustibles fósiles [95].

Se concluye por tanto los beneficios medioambientales y socioeconómicos innegables de la inversión en renovables y especialmente en la eólica al gozar de gran madurez de tecnológica y a los desarrollos llevados a cabo para la implantación de la *offshore*. En el Anexo VI se expone de forma complementaria la alineación de este proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible dado su compromiso con la sostenibilidad medioambiental y social.

Capítulo 8. CONCLUSIONES

El proyecto desarrollado de eólica marina de cimentaciones fijas tipo monopilotes debe ser tomado como un prototipo para la implementación de la *offshore* en España. A lo largo de este trabajo se ha expuesto cómo se reúnen las condiciones técnicas para la instalación de un parque de 126 MW en la costa del Delta del Ebro. Sin embargo, queda en duda la viabilidad económica del proyecto debido a los altos costes de inversión que implica esta tecnología. Para que fuera rentable sería necesario instalar más aerogeneradores, es decir, sería necesario disponer tanto de más espacio como de mayor recurso eólico con el fin de conseguir una producción que rentabilice la inversión, habría que aumentar tanto la potencia instalada como las 3.525 horas de operación anuales que tiene el parque. El espacio disponible del emplazamiento estudiado está muy limitado por la cercanía a la costa, las restricciones de zonas medioambientales y la profundidad del lecho marino. La imposibilidad de desplazarse a distancias más alejadas de la costa debido al rápido aumento de la profundidad del lecho marino implica además un impacto visual significativo y un posible rechazo social.

En este trabajo se ha estudiado un emplazamiento concreto, no siendo por tanto extrapolable al resto de la costa española, puede ser que haya zonas que permitan la instalación de parques de cimentaciones fijas con horas de operación cercanas a las 4.000h. Sin embargo, parece que la *offshore*, y es una de las principales conclusiones extraídas del proyecto, no se implantará de forma generaliza hasta que no disminuyan los costes de la eólica flotante. Esta tecnología permitirá alejarse de la costa e instalar parque de gran potencia en zonas con recurso de viento muy abundante y estable. La eólica de cimentaciones fijas en España no termina de tener las ventajas de la *offshore* debido a la necesidad de situarse próxima a la costa. Los beneficios de la apuesta por la eólica de cimentaciones fijas pasan más por la creación de empleo, la apuesta por la I+D+i y la descarbonización que por motivos puramente económicos. Se hace presente en este proyecto la necesidad de ayudas o subvenciones públicas para reducir el elevado LCOE de 74,94 €/MWh del parque *offshore* diseñado.

Entre las tareas pendientes que quedarían por hacer serían las siguientes:

- Análisis más detallado del recurso de viento de la zona, al disponer tan solo de una serie de viento a los 100 metros en un punto intermedio del emplazamiento que se ha extrapolado a 150 metros, altura de buje a la que se situarán los aerogeneradores con el fin de aprovechar en mayor medida el recurso de viento.
- Se han seleccionado turbinas *onshore* de 6MW de Siemens Gamesa, por tanto, sería necesario estudiar y disponer de catálogos de modelos *offshore* que tuviesen características similares al modelo comercial seleccionado.
- Disponer de mayor documentación sobre subestaciones compacta específicas para *offshore* debido a la dificultad de encontrar información pública.
- Estudiar posibles formas de ayuda o subsidios para garantizar la viabilidad económica del parque.
- Estudio in situ del impacto visual del parque, afectación al lecho marino, al tráfico marítimo y a la pesca.

En definitiva, este proyecto indica que si es posible técnicamente el desarrollo de un parque *offshore* en España pero que en este caso concreto debería recibir ayudas para conseguir también la viabilidad económica. Uno de los trabajos pendientes sería estudiar más en detalle otros emplazamientos con abundante recurso de viento como el Golfo de Cádiz o la costa de Almería donde sea posible con la tecnología de cimentaciones fijas actual el desarrollo de un posible parque eólico marino con horas de operación cercanas a las 4.500.

Los objetivos de descarbonización planteados por el PNIEC indican la necesidad de aumentar la potencia instalada de la eólica en España, los cual pasa por dos vías principalmente: la repotenciación de parques y la salida al mar dado que los emplazamientos en tierra están ya prácticamente explotados. Una de las dificultades encontradas para realizar el presente proyecto es la falta de normativa y regulación de la *offshore* en España, se ha identificado la necesidad de establecer directrices nacionales más detalladas, así como un plan estratégico si se quiere conseguir los objetivos de transición energética para los próximos años. Un proyecto prototipo como el expuesto en este trabajo sería un punto de

partida para la mejora de la tecnología, el estudio de nuevos emplazamientos, aumentando así las posibilidades de desarrollo de la eólica marina en las costas españolas.

Capítulo 9. BIBLIOGRAFÍA

[1] Windographer. Available: https://aws-dewi.ul.com/windographer/ (acceso: 25 de abril de 2021)

[2] WAsP. Available: https://www.wasp.dk (acceso: 25 de abril de 2021)

[3] Joyce Lee and Feng Zhao, "Global wind report 2021," Global Wind Energy Council, Brussels, Belgium, March 25, 2021.

[4] I. Komusanac, G. Brindley, D. Fraile and L. Ramirez, "Wind energy in Europe: 2020 Statistics and the outlook for 2021-2025," Wind Europe, Feb 2021.

[5] L. Ramírez, D. Fraile and G. Brindley, "Offshore wind in Europe. Key trends and statistics 2020," Wind Europe, Feb 2021.

[6] IRENA (2020), *Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050* (Edition: 2020), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-238-3

[7] Joyce Lee and Feng Zhao, "Global offshore wind report 2020," Global Wind Energy Council, Brussels, Belgium, Aug 5, 2020.

[8] *WindFloat Atlantic*. Innovación en EDP.
Available: https://www.edp.com/es/innovacion/windfloat (acceso: 25 de abril de 2021)

[9] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, "Eólica Flotante. BIMEP-SAITEC: Notas Técnicas," 2020.

[10] Comisión Europea, El Pacto Verde Europeo. Bruselas. Dic 11, 2019.

[11] (Dic 17, 2020). *Las renovables alcanzan el 43,6 % de la generación de energía eléctrica en 2020, su mayor cuota desde que existen registros.* Red Eléctrica de España. Available:https://www.ree.es/sites/default/files/paragraph/2021/01/file/1712_Prevision_de_cierre_2020_0.pdf (acceso: 25 de abril de 2021).

[12] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Borrador Actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030," En 20, 2020.

[13] Asociación Empresarial Eólica, "Anuario eólico 2021, La voz del sector," 2021.

[14] (Jun 06, 2020). *Greenalia impulsa el primer parque eólico Marino de España en Gran Canaria*. Greenalia. Available: https://www.greenalia.es/greenalia-impulsa-el-primer-parque-eolico-marino-en-gran-canaria/ (acceso: 25 de abril de 2021).

[15] *Diseño y Validación Experimental de prototipo a escala de Plataforma Flotante Competitiva para Eólica Marina.* DEMOSATH: Available: http://demosath.ihcantabria.es (acceso: 25 de abril de 2021).

[16] *Eólica - Diferentes tipos de Jackets.* Navantia.
Available: https://www.navantia.es/es/productos-y-servicios/eolica/jackets/ (acceso: 25 de abril de 2021).

[17] *Parque eólico marino de Wikinger*. Iberdrola.
Available: https://www.iberdrola.com/conocenos/lineas-negocio/proyectos-emblematicos/parque-eolico-marino-wikinger (acceso:25 de abril de 2021).

[18] *Parque eólico marino de East Anglia ONE.* Iberdrola.
Available: https://www.iberdrola.com/conocenos/lineas-negocio/proyectos emblematicos/parque-eolico-marino-east-anglia-one (acceso: 25 de abril de 2021).

[19] (Feb 23, 2021). *ACCIONA y SSE Renewables firman un acuerdo para desarrollar eólica offshore*. Acciona.
Available:https://www.acciona.com/es/actualidad/noticias/acciona-sse-renewables-firman-acuerdo-desarrollar-eolica-offshore/ (acceso: 25 de abril de 2021).

[20] (Feb 1, 2021). *Naturgy y Enagás estudian producir hidrógeno verde a partir de 350 MW de energía eólica en Asturias*. Naturgy.
Available:https://www.naturgy.com/sala_de_prensa/notas_de_prensa/1s2021/naturgy_y_enagas_estudian_producir_hidrogeno_verde_a_partir_de_350_mw_de_energia_eolica_en_asturias (acceso: 25 de abril de 2021).

[21] (Feb 16, 2021). *Iberdrola proyecta el primer parque eólico marino flotante a escala industrial en España con una inversión superior a los 1.000 millones de euros.* Iberdrola.
Available:http://ibservices.it2.com/Data/Upload/ni__2021-2-16__iberdrola_next_generation_eu_prime.pdf (acceso: 25 de abril de 2021).

[22] (Feb 8, 2021). *Valoraciones del sector eólico español al desarrollo de la eólica offshore en España*. Asociación Empresarial Eólica.
Available:https://www.aeeolica.org/comunicacion/notas-de-prensa/4471-valoraciones-del-sector-eolico-espanol-al-desarrollo-de-la-eolica-offshore-en-espana (acceso: 21 de junio de 2021).

[23] IRENA (2020), "Renewable Power Generation Costs in 2019," International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

[24] L. Ramírez, D. Fraile and G. Brindley, "Offshore wind in Europe. Key trends and statistics 2019," Wind Europe, Feb 2020.

[25] BOE-A-2021-1251. Resolución de 26 de enero de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve la primera subasta celebrada para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre.

[26] Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación y Ministerio de Medio Ambiente, "Informe de Sostenibilidad Ambiental y Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español para la Instalación de Parques Eólicos Marinos," diciembre 2007.

[27] BOE-A-2007-14657, Real Decreto 1028/2007, de 20 de julio, por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.

[28] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Sistema de Información del Banco de Datos de la Naturaleza". Available: https://sig.mapama.gob.es/bdn/ (acceso: 18 feb 2021).

[29] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Red Natura 2000". Available: https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000/ (acceso: 18 de feb 2021).

[30] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "Red de Áreas Marinas Protegidas de España". Available: https://www.miteco.gob.es/es/cartografia-y-sig/ide/descargas/biodiversidad/rampe.aspx (acceso: 18 de feb 2021).

[31] European Network of Transmission System Operators for Electricity, "ENTSO-E Transmission System Map". Available: https://www.entsoe.eu/data/map/ (acceso: 18 de feb 2021).

[32] (Dic 31, 2017). Red Eléctrica de España "Sistema Eléctrico Peninsular". Available: https://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/mapa_lineas_2017_v1.pdf (acceso: 18 feb 2021).

[33] (Oct 25, 2016) *DONG Energy celebrates 1000 wind turbines at sea.* Ørsted. Available: https://orsted.com/en/media/newsroom/news/2016/10/dong-energy-celebrates-1000-wind-turbines-at-sea (acceso: 18 feb 2021).

[34] *¿Cómo se sustentan los aerogeneradores en el mar?* Iberdrola. Available: https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/cimentaciones-aerogeneradores-marinos (acceso: 18 feb 2021).

[35] Topografía submarina del entorno ibérico [Material cartográfico] formado y publicado por el Instituto Geográfico Nacional: datos batimétricos elaborados por el Instituto Español de Oceanografía (MAPA), Woods Hole Oceanographic Institute. Escala 1:2.500.000. (W 32°22'49"-E 6°35'17"/N 45°23'39"-N 31°54'04") IGN, Madrid, D.L. 1991.

[36] European Marine Observation and Data Network. "EMODnet Bathymetry". Available: https://portal.emodnet-bathymetry.eu (acceso: 18 feb 2021).

[37] Global Wind Atlas. Available: https://globalwindatlas.info (acceso: 18 feb 2021).

[38] New European Wind Atlas. Available: https://map.neweuropeanwindatlas.eu (acceso: 18 feb 2021).

[39] Marine Traffic. Available: https://www.marinetraffic.com/en/ais/home/centerx:-12.0/centery:25.0/zoom:4 (acceso: 18 feb 2021).

[40] Instituto Geográfico Nacional, "Transporte Marítimo". Available: http://atlasnacional.ign.es/wane/Transporte_mar%C3%ADtimo (acceso: 18 feb 2021).

[41] Consellería de Industria e Comercio, Instituto Enerxético de Galicia "Modificación del Plan Sectorial Eólico de Galicia". Available: http://www.inega.gal/enerxiasrenovables/eolica/plansectorialeolico.html?idioma=es (acceso: 18 feb 2021).

[42] Google Earth. Available: https://earth.google.com/web/@40.02243397,-5.22078445,837.67080539a,1613231.59488022d,35y,0h,0t,0r (acceso: 18 feb 2021).

[43] Xunta de Galicia, Consellería do Mar, "Reservas mariñas de interese pesqueiro". https://www.pescadegalicia.gal/gl/reservas-marinas (acceso: 18 feb 2021).

[44] Información Geográfica de Galicia. Available: http://mapas.xunta.gal/visores/basico/?locale=es (acceso: 18 feb 2021).

[45] Información Xeográfica de Galicia, "Itinerarios de Interese Paisaxístico". Available: http://mapas.xunta.gal/visores/itinerarios/ (acceso: 18 feb 2021).

[46] Departament de Territori i Sostenibilitat, Generalitat de Cataluña "Delta de l'Ebre". Available: http://mediambient.gencat.cat/ca/05_ambits_dactuacio/patrimoni_natural/senp_catalunya/espais_sistema/terres_de_l_ebre/deb/ (acceso: 18 feb 2021).

[47] Espais naturals protegits de Catalunya. Available: http://sig.gencat.cat/visors/enaturals.html (acceso: 18 feb 2021).

[48] (Jun 29, 2018) Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, "El Corredor de Migración de Cetáceos del Mediterráneo declarado Área Marina Protegida".

Available: https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-corredor-de-migración-de-cetáceos-del-mediterráneo-declarado-área-marina-protegida/tcm:30-479873 (acceso: 18 feb 2021).

[49] Evolución histórica del Delta del Ebro. Available: https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/3322/55870-7.pdf?sequence=7&isAllowed=y (acceso: 25 de abril de 2021).

[50] El fondo marino de l'Ampolla, biodiversidad en estado puro. Available: https://ampollaturisme.com/es/fondo-marino-ampolla/ (acceso: 25 de abril de 2021).

[51] *Centro de Descargas. Centro Nacional de Información Geográfica.* Instituto Geográfico Nacional. Available: http://centrodedescargas.cnig.es/CentroDescargas/buscadorCatalogo.do?codFamilia=BC500 (acceso: 21 de junio de 2021).

[52] AutoCAD Available: https://www.autodesk.es/products/autocad/overview?term=1-YEAR (acceso: 21 de junio de 2021).

[53] SG 6.0-170 Developer Package D2056872 / 17, Siemens Gamesa, Oct 2020.

[54] Performance Specification, EnVentus V162-6MW 50/60Hz, Dic 2020.

[55] Performance Specification V164-9.5 MW, MHI Vestas Offshore Wind.

[56] SG 6.0-170 Developer Package D2056872 / 03, Siemens Gamesa, Mayo 2019.

[57] Xiaoni Wu, Yu Hu, Ye Li, Jian Yang, Lei Duan, Tongguang Wang, Thomas Adcock, Zhiyu Jiang, Zhen Gao, Zhiliang Lin, Alistair Borthwick, Shijun Liao, Foundations of offshore wind turbines: A review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 104, 2019, Pages 379-393, ISSN 1364-0321, https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.012.

[58] Ki-Yong Oh, Woochul Nam, Moo Sung Ryu, Ji-Young Kim, Bogdan I. Epureanu, A review of foundations of offshore wind energy convertors: Current status and future perspectives, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 88, 2018, Pages 16-36, ISSN 1364-0321, https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.005.

[59] *Foundations NREL. Offshore Wind Energy.* Wikipedia. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Offshore_wind_power#/media/File:Foundations_NREL.jpg (acceso: 7 de julio de 2021).

[60] *Monopiles & Transition Pieces*. Sif offshore foundations. Available: https://sif-group.com/en/products-services/monopiles-and-transition-pieces#monopiles (acceso: 17 de abril de 2021).

[61] *Offshore support structures*. Wind Energy the Facts. Available: https://www.wind-energy-the-facts.org/offshore-support-structures-7.html (acceso: 17 de abril de 2021).

[62] Zhiyu Jiang, Installation of offshore wind turbines: A technical review, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 139,2021, 110576, ISSN 1364-0321, https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110576.

[63] *Vessels.* OffshoreWIND.biz. Available: https://www.offshorewind.biz/vessels/ (acceso: 17 de abril de 2021).

[64] *Windfarm Installation Vessels.* Swire Pacific Offshore. Available: https://www.swirespo.com/Vessels/O-Class (acceso: 17 de abril de 2021).

[65] *Wind farm life cycle. Installation and commissioning*. BVG Associates. Available: https://guidetoanoffshorewindfarm.com/lifecycle#1 (acceso: 21 de junio de 2021).

[66] *Installing a submarine transmission cable, how they do it.* Electrical Engineering Portal. Available: https://electrical-engineering-portal.com/installing-submarine-transmission-cable (acceso: 21 de junio de 2021).

[67] *Submarine Cables – Construction, Characteristics, Cables Laying & Joints*. Electrical Tecnology. Available: https://www.electricaltechnology.org/2018/02/submarine-cables-subsea-power-cables.html (acceso: 21 de junio de 2021).

[68] BOE-A-2014-6084. Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban 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.

[69] *Fixed-Mounted Circuit-Breaker Switchgear Type NXPLUS C Wind up to 36 kV, Gas-Insulated Medium-Voltage Switchgear · Catalog HA 35.61 · 2013*. Siemens. Available: https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:2becebe810d872c9933d232b432c04134c05baff/sic_00018142.pdf (acceso: 21 de junio de 2021).

[70] *Fixed mounted circuit breaker switchgear Type 8DA and 8DB up to 40.5 kV, Gas-Insulated Medium-Voltage Switchgear*. Siemens. Available: https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:0552f9f7c5b93a39986bb9b4a5b441c8a36a5539/catalogue-8da-and-8db-en.pdf (acceso: 21 de junio de 2021).

[71] *Celdas fijas tipo 8DA y 8DB con interruptores de potencia, hasta 40,5 kV, aisladas en gas. Celdas de media tensión. Catálogo HA 35.11, Edición 2015.* Siemens. Available: https://equipel.es/wp-content/uploads/2020/12/Celdas%20fijas%20tipo%208DA%20y%208DB%20con%20interruptores%20de%20potencia.pdf (acceso: 21 de junio de 2021).

[72] *High performance at a compact size. Transformers for the offshore transformer module (OTM®) made by Siemens.* Siemens. Available: https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:dafeadace97f7b263942b46ae1229245b8e96321/transformers-for-the-offshore-transformer-module-new.pdf (acceso: 21 de junio de 2021).

[73] *Our experience will connect your offshore wind farm up to the grid. OTM 400 standard module*. Siemens Energy. Available: https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-transmission/portfolio/offshore-grid-connections.html#Alternatingcurrent (acceso: 21 de junio de 2021).

[74] "*Lightweight Offshore Substation Designs Final, Summary Report,*" Offshore Wind Programme Board, Jan 2016. Available: https://ore.catapult.org.uk/app/uploads/2018/02/Lightweight-Offshore-Substation-Designs.pdf (acceso: 21 de junio de 2021).

[75] *Subestaciones aisladas por gas hasta 300 kV, 63 kA, 4000 A Tipo 8DN9.* Siemens. Available: https://docplayer.es/37485960-Subestaciones-aisladas-por-gas-hasta-300-kv-63-ka-4000-a-tipo-8dn9-answers-for-energy.html (acceso: 21 de junio de 2021).

[76] *Transformador de potencia Siemens*. Direct Industry. Available: https://www.directindustry.es/prod/siemens-high-voltage-power-transmission/product-32878-723771.html (acceso: 21 de junio de 2021).

[77] BOE-A-2008-5269. Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09.

[78] *Temperatura del agua del mar. AEMET.* Available: http://www.aemet.es/es/eltiempo/observacion/satelite/pderiv?opc2=mar (acceso: 21 de junio de 2021).

[79] *Submarine Power Cables.* Nexans. Available https://www.nexans.tj/Germany/2013/SubmPowCables_FINAL_10jun13_engl.pdf (acceso: 15 de junio de 2021).

[80] *XLPE Submarine Cable Systems. Attachment to XLPE Land Cable Systems - User´s Guide.* ABB. Available: https://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/xlpe-submarine-cable-systems-2gm5007.pdf (acceso: 15 de junio de 2021).

[81] (25 Mar, 2018) *World's first offshore wind farm without subsidies to be built in the Netherlands*. Wind Europe. Available: https://windeurope.org/newsroom/press-releases/worlds-first-offshore-wind-farm-without-subsidies-to-be-built-in-the-netherlands/ (acceso: 21 de junio de 2021).

[82] *The risks of zero-subsidy offshore wind*. GWEC. Available: https://gwec.net/the-risks-of-zero-subsidy-offshore-wind/ (acceso: 21 de junio de 2021).

[83] *Wind farm cost. Guide to an offshore wind farm*. BVG Associates. Available: https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs (acceso: 21 de junio de 2021).

[84] Pakenham, B.; Ermakova, A.; Mehmanparast, A. A Review of Life Extension Strategies for Offshore Wind Farms Using Techno-Economic Assessments. Energies 2021, 14, 1936. https://doi.org/10.3390/en14071936

[85] *The power of nature. Taxation of wind power – 2019. A country overview*. KPMG. Available: https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/no/pdf/2019/10/the-power-of-nature.pdf (acceso: 21 de junio de 2021).

[86] G. Brindley," Financing and investment trends. The European wind industry in 2019," Wind Europe, Apr 2020.Available: https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/Financing-and-Investment-Trends-2019.pdf (acceso: 21 de junio de 2021).

[87] Feldman, David, Mark Bolinger, and Paul Schwabe. 2020. *Current and Future Costs of Renewable Energy Project Finance Across Technologies*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-76881. https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/76881.pdf

[88] O. Arce Director General de Economía y Estadística, "Proyecciones macroeconómicas de España 2020-2023," Banco de España, Dic 2020. Available: https://www.bde.es/f/webbde/GAP/Secciones/SalaPrensa/IntervencionesPublicas/DirectoresGenerales/economia/Arc/Fic/arce111220.pdf (acceso: 21de junio de 2021).

[89] *Next Generation EU. Iberdrola to mobilise investments of €30 bn to lead the green and digital transition.* Iberdrola. Available: https://www.iberdrola.com/about-us/next-generation-eu (acceso: 21 de junio de 2021).

[90] IEA, "Projected Costs of Generating Electricity, 2020 Edition," 2020. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf (acceso: 21 de junio de 2021).

[91] IRENA (2019), Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Available: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019.pdf (acceso: 21 de junio de *2021*).

[92] *How much carbon dioxide is produced per kilowatthour of U.S. electricity generation?* IEA. Available: https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=74&t=11 (acceso: 21 de junio de 2021).

[93] *La eólica en España.* AEE. Available: https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-espana (acceso: 21 de junio de 2021).

[94] "The EU offshore renewable energy", Wind Europe, June 2020. Available: https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/20200610-WindEurope-offshore-renewable-energy-strategy.pdf (acceso: 14 de junio de 2021).

[95] *Wind power & Green Recovery hub. Green Recovery Data and Analysis.* GWEC. Available: https://gwec.net/green-recovery-data-analysis/ (acceso: 21 de junio de 2021).

ANEXO I – PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DEL PARQUE EÓLICO MARINO

Tabla 1. Producción del parque eólico: 21 aerogeneradores de 6 MW Siemens Gamesa 170 - 126 MW de potencia eléctrica bruta

Aerogenerador	Xutm	Yutm	Altitud (m)	Altura buje (m)	Velocidad media (m/s)	Producción bruta (GWh/año)	Producción neta (GWh/año)	Pérdidas estela
1	315389.0	4521194.0	0	150	8,36	24,210	23,462	3,09%
2	314916.0	4521093.0	0	150	8,36	24,230	22,978	5,17%
3	314437.0	4520991.0	0	150	8,45	24,258	22,895	5,62%
4	313961.0	4520893.0	0	150	8,43	24,329	22,903	5,86%
5	313486.0	4520788.0	0	150	8,4	24,407	22,950	5,97%
6	313008.0	4520687.0	0	150	8,32	24,460	22,999	5,97%
7	312531.0	4520586.0	0	150	8,23	24,473	23,038	5,86%
8	312053.0	4520483.0	0	150	8,17	24,461	23,132	5,43%
9	311571.0	4520381.0	0	150	8,31	24,853	23,706	4,62%

10	311090.0	4520278.0	0	150	8,11	24,501	23,489	4,13%
11	310608.0	4520175.0	0	150	7,98	24,184	23,230	3,94%
12	310125.0	4520070.0	0	150	8	24,335	23,489	3,48%
13	309615.0	4519964.0	0	150	7,96	24,224	23,638	2,42%
14	314382.0	4522659.0	0	150	8,37	24,284	23,340	3,89%
15	313917.0	4522556.0	0	150	8,38	24,321	22,986	5,49%
16	313455.0	4522455.0	0	150	8,4	24,406	22,925	6,07%
17	312987.0	4522351.0	0	150	8,42	24,477	22,929	6,32%
18	312509.0	4522249.0	0	150	8,44	24,541	22,966	6,42%
19	312038.0	4522145.0	0	150	8,46	24,610	23,037	6,39%
20	311564.0	4522046.0	0	150	8,53	24,711	23,225	6,01%
21	311097.0	4521945.0	0	150	8,32	24,764	23,533	4,97%
Total						**513,039**	**486,850**	**5,10%**

ANEXO II – CURVAS DE LOS AEROGENERADORES COMERCIALES

- Siemens Gamesa 170 6MW [1]

SG 6.0-170 Mode AM 0 Power curves [kW]									
Ws hub [m/s]	Air density [kg/m³]								
	1.225	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3.0	89	75	77	80	82	85	88	90	93
3.5	178	145	151	157	163	169	175	181	187
4.0	328	272	282	292	302	312	323	333	343
4.5	522	439	454	470	485	500	515	530	545
5.0	758	644	665	686	706	727	748	769	789
5.5	1040	888	916	944	971	999	1027	1054	1082
6.0	1376	1179	1215	1250	1286	1322	1358	1394	1430
6.5	1771	1521	1566	1612	1657	1703	1748	1794	1839
7.0	2230	1919	1976	2032	2089	2146	2202	2259	2315
7.5	2758	2377	2446	2516	2585	2654	2723	2793	2862
8.0	3351	2893	2977	3060	3144	3227	3310	3392	3474
8.5	3988	3455	3553	3652	3749	3846	3941	4035	4127
9.0	4617	4033	4145	4255	4363	4467	4568	4664	4756
9.5	5166	4586	4706	4820	4928	5029	5122	5208	5288
10.0	5584	5074	5191	5296	5390	5475	5549	5616	5675
10.5	5862	5466	5567	5652	5725	5786	5839	5884	5922
11.0	6028	5753	5830	5891	5940	5981	6013	6040	6063
11.5	6117	5944	5997	6036	6067	6090	6109	6124	6136
12.0	6161	6061	6094	6117	6135	6148	6157	6165	6171
12.5	6183	6128	6147	6160	6169	6176	6181	6184	6187
13.0	6192	6164	6174	6181	6186	6189	6191	6193	6194
13.5	6197	6182	6188	6191	6194	6195	6196	6197	6198
14.0	6199	6192	6194	6196	6197	6198	6198	6199	6199
14.5	6199	6196	6197	6198	6199	6199	6199	6199	6200
15.0	6200	6198	6199	6199	6199	6200	6200	6200	6200
15.5	6200	6199	6199	6200	6200	6200	6200	6200	6200
16.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
16.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
17.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
17.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
18.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
18.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
19.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
19.5	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
20.0	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200	6200
20.5	6080	6080	6080	6080	6080	6080	6080	6080	6080
21.0	5956	5956	5956	5956	5956	5956	5956	5956	5956
21.5	5832	5832	5832	5832	5832	5832	5832	5832	5832
22.0	5708	5708	5708	5708	5708	5708	5708	5708	5708
22.5	5584	5584	5584	5584	5584	5584	5584	5584	5584
23.0	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460	5460
23.5	5336	5336	5336	5336	5336	5336	5336	5336	5336
24.0	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212	5212
24.5	5088	5088	5088	5088	5088	5088	5088	5088	5088
25.0	4964	4964	4964	4964	4964	4964	4964	4964	4964

Figura 1. Curvas de potencia del modelo SG 170 6 MW [1].

SG 6.0-170 Mode AM 0 Ct curves [-]									
Ws hub [m/s]	Air density [kg/m³]								
	1.225	1.06	1.09	1.12	1.15	1.18	1.21	1.24	1.27
3.0	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953	0.953
3.5	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880	0.880
4.0	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847	0.847
4.5	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828
5.0	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824
5.5	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828
6.0	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833	0.833
6.5	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836	0.836
7.0	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837	0.837
7.5	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835	0.835
8.0	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825	0.825
8.5	0.802	0.804	0.804	0.804	0.803	0.803	0.802	0.801	0.800
9.0	0.759	0.767	0.767	0.766	0.765	0.763	0.761	0.757	0.753
9.5	0.696	0.716	0.715	0.712	0.709	0.705	0.699	0.693	0.686
10.0	0.620	0.654	0.651	0.646	0.640	0.633	0.625	0.615	0.605
10.5	0.541	0.588	0.582	0.575	0.566	0.556	0.546	0.535	0.524
11.0	0.466	0.521	0.513	0.503	0.493	0.483	0.472	0.461	0.450
11.5	0.402	0.458	0.448	0.438	0.428	0.417	0.407	0.396	0.386
12.0	0.347	0.401	0.391	0.381	0.371	0.361	0.352	0.343	0.334
12.5	0.303	0.351	0.342	0.333	0.324	0.315	0.307	0.299	0.291
13.0	0.266	0.309	0.300	0.292	0.284	0.276	0.269	0.262	0.256
13.5	0.235	0.273	0.265	0.258	0.251	0.244	0.238	0.232	0.226
14.0	0.209	0.243	0.236	0.229	0.223	0.217	0.212	0.207	0.202
14.5	0.187	0.217	0.211	0.205	0.200	0.195	0.190	0.185	0.181
15.0	0.169	0.195	0.190	0.185	0.180	0.175	0.171	0.167	0.163
15.5	0.153	0.176	0.171	0.167	0.163	0.158	0.155	0.151	0.147
16.0	0.139	0.160	0.156	0.152	0.148	0.144	0.141	0.137	0.134
16.5	0.127	0.146	0.142	0.138	0.135	0.132	0.128	0.125	0.123
17.0	0.117	0.134	0.130	0.127	0.124	0.121	0.118	0.115	0.113
17.5	0.108	0.124	0.120	0.117	0.114	0.112	0.109	0.106	0.104
18.0	0.100	0.115	0.112	0.109	0.106	0.104	0.101	0.099	0.097
18.5	0.093	0.107	0.104	0.101	0.099	0.096	0.094	0.092	0.090
19.0	0.087	0.100	0.097	0.095	0.093	0.090	0.088	0.086	0.084
19.5	0.082	0.094	0.091	0.089	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079
20.0	0.077	0.088	0.086	0.084	0.082	0.080	0.078	0.076	0.075
20.5	0.066	0.075	0.073	0.071	0.069	0.068	0.066	0.065	0.064
21.0	0.060	0.068	0.067	0.065	0.064	0.062	0.061	0.060	0.058
21.5	0.055	0.063	0.061	0.060	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054
22.0	0.051	0.058	0.056	0.055	0.054	0.053	0.051	0.050	0.049
22.5	0.047	0.053	0.052	0.051	0.050	0.048	0.047	0.046	0.046
23.0	0.043	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042
23.5	0.040	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041	0.040	0.040	0.039
24.0	0.037	0.042	0.041	0.040	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036
24.5	0.034	0.039	0.038	0.037	0.036	0.035	0.035	0.034	0.033
25.0	0.032	0.036	0.035	0.034	0.034	0.033	0.032	0.032	0.031

Figura 2. Curvas de coeficiente de empuje del modelo SG 170 6 MW [1].

- Vestas Enventus 162 6 MW [2]

6.1 Power Curves, Mode PO6000/PO6000-0S

Wind speed [m/s]	Air density [kg/m³] 1.225	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100	1.125	1.150	1.175	1.200	1.250	1.275
3.0	**32**	13	14	15	17	18	20	22	24	26	28	30	35	38
3.5	**150**	96	101	106	111	116	121	125	130	135	140	145	155	159
4.0	**292**	208	215	223	231	238	246	254	261	269	277	284	300	307
4.5	**467**	344	355	366	378	389	400	411	422	433	444	455	478	489
5.0	**676**	507	523	538	553	569	584	599	615	630	645	660	691	706
5.5	**927**	701	721	742	762	783	804	824	845	865	886	907	948	968
6.0	**1229**	934	961	988	1015	1042	1068	1095	1122	1148	1175	1202	1255	1282
6.5	**1584**	1211	1245	1279	1313	1347	1381	1415	1449	1483	1516	1550	1618	1651
7.0	**2000**	1535	1578	1620	1662	1705	1747	1789	1832	1874	1916	1958	2042	2084
7.5	**2476**	1907	1959	2010	2062	2114	2166	2218	2269	2321	2373	2424	2527	2578
8.0	**3017**	2330	2392	2455	2518	2581	2643	2706	2768	2831	2893	2955	3079	3141
8.5	**3624**	2807	2882	2957	3032	3107	3181	3255	3330	3404	3477	3551	3696	3769
9.0	**4264**	3337	3424	3511	3598	3685	3769	3853	3937	4022	4102	4183	4341	4419
9.5	**4859**	3882	3976	4070	4163	4257	4345	4433	4521	4609	4692	4776	4936	5014
10.0	**5380**	4415	4513	4611	4709	4808	4895	4983	5071	5159	5233	5306	5442	5504
10.5	**5734**	4920	5015	5109	5204	5299	5371	5442	5514	5585	5635	5684	5770	5807
11.0	**5932**	5377	5455	5534	5612	5691	5735	5779	5823	5868	5889	5910	5944	5955
11.5	**5983**	5714	5760	5805	5850	5895	5912	5929	5945	5962	5969	5976	5987	5991
12.0	**5998**	5898	5916	5933	5950	5968	5974	5980	5986	5992	5994	5996	5999	5999
12.5	**6000**	5965	5972	5979	5986	5994	5995	5996	5998	5999	6000	6000	6000	6000
13.0	**6000**	5991	5993	5995	5997	5999	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
13.5	**6000**	5999	5999	5999	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
14.0	**6000**	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
14.5	**6000**	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
15.0	**6000**	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
15.5	**6000**	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
16.0	**6000**	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
16.5	**6000**	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
17.0	**6000**	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
17.5	**6000**	5987	5989	5991	5994	5996	5997	5998	5999	6000	6000	6000	6000	6000
18.0	**5846**	5728	5737	5747	5757	5766	5777	5788	5799	5810	5822	5834	5858	5871
18.5	**5581**	5483	5490	5498	5506	5514	5523	5532	5541	5550	5561	5571	5593	5604
19.0	**5360**	5270	5277	5284	5292	5299	5307	5315	5324	5332	5341	5351	5369	5379
19.5	**5128**	5019	5028	5036	5045	5054	5065	5075	5086	5096	5107	5117	5139	5151
20.0	**4844**	4735	4744	4753	4762	4771	4781	4791	4801	4811	4822	4833	4854	4865
20.5	**4555**	4450	4459	4468	4477	4485	4495	4505	4515	4524	4535	4545	4565	4574
21.0	**4268**	4175	4183	4191	4198	4206	4215	4223	4232	4240	4250	4259	4278	4288
21.5	**3985**	3898	3905	3913	3920	3928	3936	3944	3952	3960	3968	3976	3993	4002
22.0	**3690**	3600	3608	3616	3623	3631	3639	3647	3656	3664	3672	3681	3699	3707
22.5	**3383**	3306	3313	3319	3326	3332	3339	3346	3353	3361	3368	3376	3391	3398
23.0	**3102**	3034	3040	3046	3052	3058	3064	3070	3076	3082	3088	3095	3109	3115
23.5	**2801**	2728	2734	2741	2748	2755	2761	2768	2775	2782	2788	2795	2809	2816
24.0	**2479**	2405	2412	2418	2425	2432	2438	2444	2450	2456	2463	2471	2484	2490

Original Instruction

• Approved• Exported from DMS: 2020-12-09 by FAFCA

Figura 3. Curvas de potencia del modelo V 162 6 MW [2].

	Air density kg/m³													
Wind speed [m/s]	**1.225**	**0.950**	**0.975**	**1.000**	**1.025**	**1.050**	**1.075**	**1.100**	**1.125**	**1.150**	**1.175**	**1.200**	**1.250**	**1.275**
3.0	**0.908**	0.911	0.911	0.912	0.912	0.912	0.912	0.911	0.911	0.911	0.910	0.909	0.908	0.907
3.5	**0.882**	0.890	0.889	0.888	0.888	0.887	0.887	0.886	0.885	0.885	0.884	0.883	0.881	0.880
4.0	**0.853**	0.859	0.858	0.858	0.857	0.857	0.856	0.856	0.855	0.855	0.854	0.854	0.853	0.852
4.5	**0.837**	0.839	0.839	0.839	0.839	0.838	0.838	0.838	0.838	0.838	0.838	0.838	0.837	0.837
5.0	**0.820**	0.821	0.821	0.821	0.821	0.821	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820	0.820
5.5	**0.814**	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814	0.814
6.0	**0.812**	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813	0.813	0.812	0.812	0.812	0.812
6.5	**0.810**	0.813	0.813	0.813	0.812	0.812	0.812	0.812	0.811	0.811	0.811	0.810	0.810	0.809
7.0	**0.807**	0.812	0.812	0.811	0.811	0.810	0.810	0.810	0.809	0.809	0.808	0.808	0.807	0.806
7.5	**0.804**	0.810	0.809	0.809	0.808	0.808	0.807	0.807	0.806	0.806	0.805	0.805	0.803	0.803
8.0	**0.800**	0.807	0.807	0.806	0.805	0.805	0.804	0.803	0.803	0.802	0.801	0.800	0.799	0.798
8.5	**0.793**	0.805	0.804	0.803	0.802	0.801	0.800	0.799	0.798	0.797	0.796	0.794	0.791	0.789
9.0	**0.763**	0.800	0.798	0.795	0.793	0.791	0.787	0.784	0.780	0.777	0.772	0.767	0.757	0.752
9.5	**0.701**	0.766	0.760	0.755	0.749	0.744	0.738	0.732	0.726	0.720	0.714	0.707	0.695	0.689
10.0	**0.635**	0.712	0.706	0.699	0.692	0.685	0.679	0.672	0.665	0.658	0.650	0.642	0.626	0.618
10.5	**0.559**	0.655	0.648	0.640	0.633	0.625	0.616	0.607	0.598	0.589	0.579	0.569	0.549	0.539
11.0	**0.484**	0.601	0.591	0.582	0.572	0.563	0.551	0.540	0.529	0.518	0.507	0.495	0.473	0.462
11.5	**0.413**	0.540	0.528	0.516	0.504	0.492	0.480	0.468	0.456	0.444	0.434	0.424	0.404	0.395
12.0	**0.356**	0.475	0.462	0.450	0.437	0.425	0.414	0.404	0.393	0.383	0.374	0.365	0.349	0.341
12.5	**0.310**	0.413	0.402	0.390	0.379	0.368	0.359	0.350	0.341	0.332	0.325	0.318	0.304	0.297
13.0	**0.273**	0.360	0.351	0.341	0.331	0.322	0.314	0.307	0.299	0.291	0.285	0.279	0.267	0.262
13.5	**0.242**	0.317	0.309	0.300	0.292	0.284	0.277	0.271	0.264	0.258	0.252	0.247	0.237	0.232
14.0	**0.216**	0.280	0.273	0.266	0.259	0.252	0.246	0.241	0.235	0.230	0.225	0.220	0.211	0.207
14.5	**0.193**	0.250	0.244	0.238	0.232	0.225	0.220	0.216	0.211	0.206	0.202	0.197	0.190	0.186
15.0	**0.174**	0.224	0.219	0.214	0.208	0.203	0.198	0.194	0.190	0.185	0.182	0.178	0.171	0.168
15.5	**0.158**	0.202	0.198	0.193	0.188	0.183	0.179	0.176	0.172	0.168	0.165	0.161	0.155	0.152
16.0	**0.144**	0.184	0.179	0.175	0.171	0.166	0.163	0.159	0.156	0.153	0.150	0.147	0.141	0.139
16.5	**0.131**	0.167	0.163	0.159	0.156	0.152	0.149	0.145	0.142	0.139	0.137	0.134	0.129	0.127
17.0	**0.120**	0.153	0.149	0.146	0.142	0.139	0.136	0.133	0.130	0.127	0.125	0.123	0.118	0.116
17.5	**0.111**	0.140	0.137	0.134	0.131	0.128	0.125	0.123	0.120	0.118	0.116	0.113	0.109	0.107
18.0	**0.100**	0.124	0.121	0.119	0.116	0.114	0.112	0.110	0.107	0.105	0.104	0.102	0.099	0.097
18.5	**0.089**	0.110	0.107	0.105	0.103	0.101	0.099	0.097	0.095	0.093	0.092	0.090	0.088	0.086
19.0	**0.079**	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087	0.086	0.084	0.083	0.081	0.080	0.078	0.076
19.5	**0.070**	0.086	0.084	0.082	0.081	0.079	0.078	0.076	0.075	0.074	0.072	0.071	0.069	0.068
20.0	**0.062**	0.076	0.074	0.073	0.071	0.070	0.068	0.067	0.066	0.065	0.064	0.063	0.061	0.060
20.5	**0.055**	0.067	0.065	0.064	0.063	0.061	0.060	0.059	0.058	0.057	0.057	0.056	0.054	0.053
21.0	**0.048**	0.059	0.058	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047
21.5	**0.043**	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042	0.042
22.0	**0.038**	0.045	0.044	0.044	0.043	0.042	0.041	0.041	0.040	0.039	0.039	0.038	0.037	0.037
22.5	**0.033**	0.039	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036	0.036	0.035	0.034	0.034	0.033	0.033	0.032
23.0	**0.029**	0.035	0.034	0.033	0.033	0.032	0.032	0.031	0.031	0.030	0.030	0.030	0.029	0.028
23.5	**0.025**	0.030	0.029	0.029	0.028	0.028	0.028	0.027	0.027	0.026	0.026	0.026	0.025	0.025
24.0	**0.022**	0.026	0.025	0.025	0.024	0.024	0.024	0.023	0.023	0.023	0.022	0.022	0.022	0.021

Figura 4. Curvas de coeficiente de empuje del modelo V 162 6 MW [2].

Bibliografía

[1] SG 6.0-170 Developer Package D2056872 / 17, Siemens Gamesa, Oct 2020.

[2] Performance Specification, EnVentus V162-6MW 50/60Hz, Dic 2020.

ANEXO III – ESPECIFICACIONES TÉCNICAS SG 170 6MW

SIEMENS Gamesa
RENEWABLE ENERGY

Developer Package SG 6.0-170
D2056872 / 03

2019-05-28

Technical Specifications

Rotor
Type ..... 3-bladed, horizontal axis
Position ..... Upwind
Diameter ..... 170 m
Swept area ..... 22,698 m²
Power regulation ..... Pitch & torque regulation with variable speed
Rotor tilt ..... 6 degrees

Blade
Type ..... Self-supporting
Blade length ..... 83 m
Max chord ..... 4.5 m
Aerodynamic profile ..... Siemens Gamesa proprietary airfoils
Material ..... GRE (Glassfiber Reinforced Epoxy) – CRP (Carbon Reinforced Plastic)
Surface gloss ..... Semi-gloss, < 30 / ISO2813
Surface color ..... Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Aerodynamic Brake
Type ..... Full span pitching
Activation ..... Active, hydraulic

Load-Supporting Parts
Hub ..... Nodular cast iron
Main shaft ..... Forged steel
Nacelle bed frame ..... Nodular cast iron

Mechanical Brake
Type ..... Hydraulic disc brake
Position ..... Gearbox rear end

Nacelle Cover
Type ..... Totally enclosed
Surface gloss ..... Semi-gloss, <30 / ISO2813
Color ..... Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Generator
Type ..... Asynchronous, DFIG

Grid Terminals (LV)
Baseline nominal power . 6.0 MW
Voltage ..... 690 V
Frequency ..... 50 Hz or 60 Hz

Yaw System
Type ..... Active
Yaw bearing ..... Externally geared
Yaw drive ..... Electric gear motors
Yaw brake ..... Active friction brake

Controller
Type ..... Siemens Integrated Control System (SICS)
SCADA system ..... SGRE SCADA System

Tower
Type ..... Tubular steel / Hybrid

Hub height ..... 100m to 165 m and site-specific
Corrosion protection .....
Surface gloss ..... Painted
Color ..... Semi-gloss, <30 / ISO-2813 Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018

Operational Data
Cut-in wind speed ..... 3 m/s
Rated wind speed ..... 10.0 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Cut-out wind speed ..... 25 m/s
Restart wind speed ..... 22 m/s

Weight
Modular approach ..... All modules weight lower than 80 t for transport

Figura 1. Especificaciones Técnicas del aerogenerador del parque Siemens Gamesa 170 6MW [1].

Bibliografía:

[1] SG 6.0-170 Developer Package D2056872 / 03, Siemens Gamesa, Mayo 2019.

ANEXO IV- CÁLCULOS ELÉCTRICOS

Tabla 1.1. Cálculos eléctricos de las líneas de media tensión.

	Aerogeneradores	Intensidad (A)	# de ternas	FC temp. terreno	Resistividad terreno (Km/W)	FC por resistividad	FC por profundidad	FC # de ternas	FC TOTAL	Intensidad corregida (A)
Línea 1	1, 2 y 3	385	4	1,07	0,4	1,28	0,94	0,79	1,017	378
Línea 2	4, 5 y 6	385	4	1,07	0,4	1,28	0,94	0,79	1,017	378
Línea 3	7, 8, 9 y 10	513	4	1,07	0,4	1,28	0,94	0,79	1.017	505
Línea 4	11, 12, 13	385	4	1,07	0,4	1,28	0,94	0,79	1,017	378
Línea 5	14, 15, 16, 17	513	2	1,07	0,4	1,28	0,94	0,88	1,133	453
Línea 6	18, 19, 20, 21	513	2	1,07	0,4	1,28	0,94	0,88	1,133	453

Tabla 1.2. Cálculos eléctricos de las líneas de media tensión.

	Aerogeneradores	Número de cables	Intensidad corregida por cable (A)	Sección (mm^2)	Longitud del cable (m)	Caída U (V)	Caída U %
Línea 1	1, 2 y 3	2	189	2x (3x 185 mm^2)	3391	198,05	0,66%
Línea 2	4, 5 y 6	2	189	2x (3x 185 mm^2)	1920	112,13	0,37%
Línea 3	7, 8, 9 y 10	2	252	2x (3x 240 mm^2)	2920	175,28	0,58%
Línea 4	11, 12, 13	2	189	2x (3x 185 mm^2)	4381	255,87	0,85%
Línea 5	14, 15, 16, 17	2	226	2x (3x 240 mm^2)	2736	147,43	0,49%
Línea 6	18, 19, 20, 21	2	226	2x (3x 240 mm^2)	2236	120,49	0,40%

Tabla 1.3. Cálculos eléctricos de las líneas de media tensión.

	Sección (mm^2)	L1 (m)	L2 (m)	L3 (m)	L4 (m)	r1 (Ω)	r2 (Ω)	r3 (Ω)	r4 (Ω)	Pérdidas totales por circuito (kW)	Pérdidas totales por línea (kW)
Línea 1	185	500	500	2391	0	0,099	0,099	0,473	0,000	59	117
Línea 2	185	500	500	920	0	0,099	0,099	0,182	0,000	26	53
Línea 3	240	500	500	500	1420	0,076	0,076	0,076	0,217	56	112
Línea 4	185	500	500	3381	0	0,099	0,099	0,669	0,000	80	161
Línea 5	240	500	500	500	1236	0,076	0,076	0,076	0,189	50	101
Línea 6	240	500	500	500	736	0,076	0,076	0,076	0,112	35	71

ANEXO V – CÁLCULOS ESTUDIO ECONÓMICO

Tabla 1.1. Desglose de costes de inversión y mantenimiento[1].

INVERSIÓN REALIZADA (CAPEX)	M€/MW	M€
R&D y Dirección de proyecto (€/MW)	0,139	17,5392
Turbinas (€/MW)	1,160	146,16
Balance of the plant: Cables Cimentaciones turbinas Subestación *offshore* Subestación o*nshore* Base de operaciones	0,699	88,134
Instalación y comisionado (€/MW)	0,725	91,35
INVERSIÓN TOTAL	2,724	343,184
OPERACIÓN & MANTENIMIENTO ANUAL (OPEX)	M€/MW	M€
Operación	0,029	3,654
Mantenimiento y Servicio	0,058	7,308
COSTE O&M TOTAL	0,087	10,962

[1] Desglose de costes obtenido de *Wind farm cost. Guide to an offshore wind farm*. BVG Associates. Available: https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs (acceso: 21 de junio de 2021), empleando un cambio de 1,16 libra/euro.

Tabla 1.2. Cuenta de pérdidas y ganancias del proyecto.

P&L (M€)	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Ingresos de explotación		48,861	48,861	48,861	48,861	48,861	48,861	48,861	48,861	48,861	48,861
Costes de explotación		10,962	11,105	11,249	11,395	11,543	11,693	11,845	11,999	12,155	12,313
Impuesto generación		3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420
Amortización		11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439
Beneficio antes de Intereses e impuestos		**23,039**	**22,897**	**22,753**	**22,606**	**22,458**	**22,308**	**22,156**	**22,002**	**21,846**	**21,688**
P&L (M€)	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21
Ingresos de explotación	48,861	48,861	48,861	48,861	48,861	48,861	48,861	48,861	48,861	48,861	48,861
Costes de explotación	12,473	12,636	12,800	12,966	13,135	13,306	13,478	13,654	13,831	14,011	14,193
Impuesto generación	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420
Amortización	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439
Beneficio antes de Intereses e impuestos	**21,528**	**21,366**	**21,202**	**21,035**	**20,867**	**20,696**	**20,523**	**20,348**	**20,170**	**19,990**	**19,808**
P&L (M€)	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	Año 26	Año 27	Año 28	Año 29	Año 30		
Ingresos de explotación	48,861	48,861	48,861	48,861	48,861	48,861	48,861	48,861	48,861		
Costes de explotación	14,378	14,565	14,754	14,946	15,140	15,337	15,536	15,738	15,943		
Impuesto generación	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420		
Amortización	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439		
Beneficio antes de Intereses e impuestos	**19,624**	**19,437**	**19,247**	**19,056**	**18,861**	**18,665**	**18,465**	**18,263**	**18,059**		

Tabla 1.3. Flujo de caja del proyecto.

Flujo de caja del proyecto (M€)	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Beneficio antes de Impuestos		23,039	22,897	22,753	22,606	22,458	22,308	22,156	22,002	21,846	21,688
Impuesto sobre sociedades		5,760	5,724	5,688	5,652	5,615	5,577	5,539	5,501	5,462	5,422
Amortización		11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439
CAPEX	343,184										
Impuesto de generación		3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420
Flujo de caja (FCF)	**(343,184)**	**25,299**	**25,192**	**25,084**	**24,974**	**24,863**	**24,750**	**24,636**	**24,521**	**24,404**	**24,285**
Flujo de caja del proyecto (M€)	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21
Beneficio antes de Impuestos	21,528	21,366	21,202	21,035	20,867	20,696	20,523	20,348	20,170	19,990	19,808
Impuesto sobre sociedades	5,382	5,341	5,300	5,259	5,217	5,174	5,131	5,087	5,043	4,998	4,952
Amortización	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439
CAPEX											
Impuesto de generación	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420
Flujo de caja (FCF)	**24,165**	**24,044**	**23,920**	**23,796**	**23,669**	**23,541**	**23,411**	**23,280**	**23,147**	**23,012**	**22,875**

Flujo de caja del proyecto (M€)	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	Año 26	Año 27	Año 28	Año 29	Año 30
Beneficio antes de Impuestos	19,624	19,437	19,247	19,056	18,861	18,665	18,465	18,263	18,059
Impuesto sobre sociedades	4,906	4,859	4,812	4,764	4,715	4,666	4,616	4,566	4,515
Amortización	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439	11,439
CAPEX									
Impuesto de generación	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420	3,420
Flujo de caja (FCF)	**22,737**	**22,597**	**22,455**	**22,311**	**22,165**	**22,018**	**21,868**	**21,717**	**21,563**

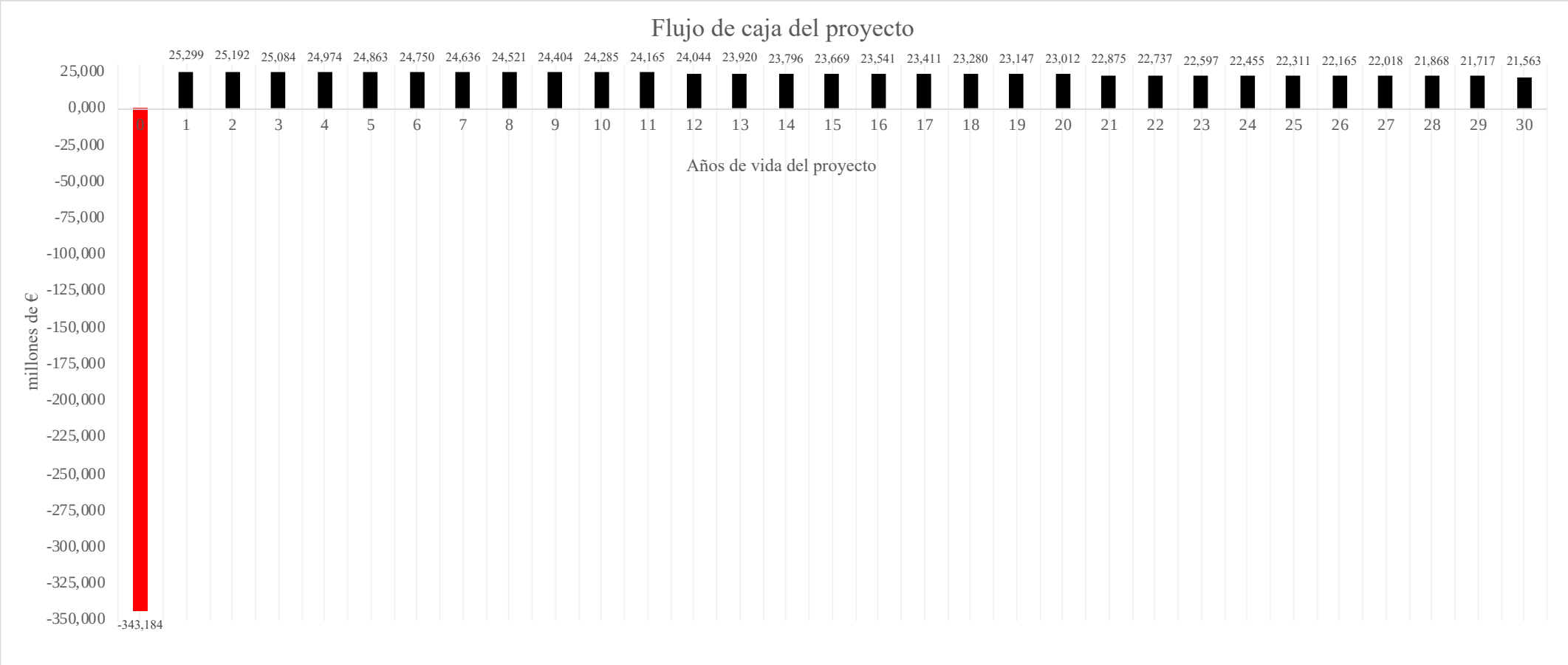


Figura 1.1. Flujo de caja del proyecto en millones de euros.

Tabla 1.4. Deuda del proyecto.

Deuda (M€)	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Préstamo pendiente amortizar	274,547										
Amortización préstamo		9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152
Deuda Pendiente		274,547	265,395	256,244	247,092	237,941	228,789	219,638	210,486	201,334	192,183
Intereses		13,727	13,270	12,812	12,355	11,897	11,439	10,982	10,524	10,067	9,609
Cuota Anual		**22,879**	**22,421**	**21,964**	**21,506**	**21,049**	**20,591**	**20,133**	**19,676**	**19,218**	**18,761**
Deuda (M€)	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21
Préstamo pendiente amortizar											
Amortización préstamo	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152
Deuda Pendiente	183,031	173,880	164,728	155,577	146,425	137,273	128,122	118,970	109,819	100,667	91,516
Intereses	9,152	8,694	8,236	7,779	7,321	6,864	6,406	5,949	5,491	5,033	4,576
Cuota Anual	**18,303**	**17,846**	**17,388**	**16,930**	**16,473**	**16,015**	**15,558**	**15,100**	**14,643**	**14,185**	**13,727**
Deuda (M€)	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	Año 26	Año 27	Año 28	Año 29	Año 30		
Préstamo pendiente amortizar											
Amortización préstamo	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152		
Deuda Pendiente	82,364	73,213	64,061	54,909	45,758	36,606	27,455	18,303	9,152		
Intereses	4,118	3,661	3,203	2,745	2,288	1,830	1,373	0,915	0,458		
Cuota Anual	**13,270**	**12,812**	**12,355**	**11,897**	**11,439**	**10,982**	**10,524**	**10,067**	**9,609**		

Tabla 1.5. Flujo de caja de la deuda del proyecto.

Flujo de caja deuda (M€)	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Préstamo	274,547										
Intereses		13,727	13,270	12,812	12,355	11,897	11,439	10,982	10,524	10,067	9,609
Amortización préstamo		9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152
Ahorro fiscal		3,432	3,317	3,203	3,089	2,974	2,860	2,745	2,631	2,517	2,402
Flujo de caja deuda	**274,547**	**(19,447)**	**(19,104)**	**(18,761)**	**(18,418)**	**(18,074)**	**(17,731)**	**(17,388)**	**(17,045)**	**(16,702)**	**(16,358)**
Flujo de caja deuda (M€)	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21
Préstamo											
Intereses	9,152	8,694	8,236	7,779	7,321	6,864	6,406	5,949	5,491	5,033	4,576
Amortización préstamo	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152
Ahorro fiscal	2,288	2,173	2,059	1,945	1,830	1,716	1,602	1,487	1,373	1,258	1,144
Flujo de caja deuda	**(16,015)**	**(15,672)**	**(15,329)**	**(14,986)**	**(14,643)**	**(14,299)**	**(13,956)**	**(13,613)**	**(13,270)**	**(12,927)**	**(12,583)**
Flujo de caja deuda (M€)	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	Año 26	Año 27	Año 28	Año 29	Año 30		
Préstamo											
Intereses	4,118	3,661	3,203	2,745	2,288	1,830	1,373	0,915	0,458		
Amortización préstamo	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152	9,152		
Ahorro fiscal	1,030	0,915	0,801	0,686	0,572	0,458	0,343	0,229	0,114		
Flujo de caja deuda	**(12,240)**	**(11,897)**	**(11,554)**	**(11,211)**	**(10,867)**	**(10,524)**	**(10,181)**	**(9,838)**	**(9,495)**		

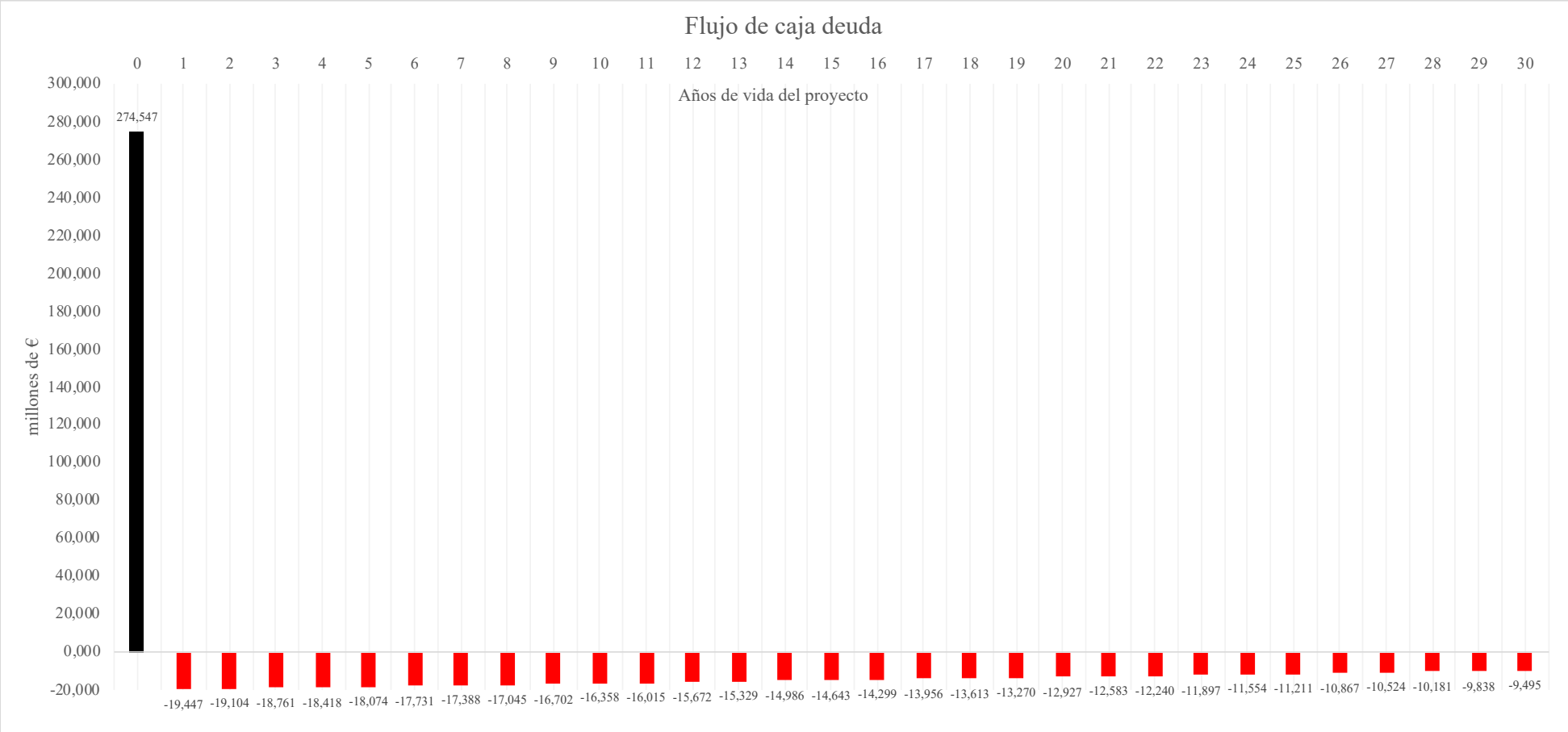


Figura 1. 2. Flujo de caja deuda en millones de euros.

Tabla 1. 6. Flujo de caja para el accionista del proyecto.

Flujo de caja para el accionista (M€)	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
	(68,637)	5,852	6,088	6,323	6,556	6,788	7,019	7,248	7,476	7,702	7,927
Flujo de caja para el accionista (M€)	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21
	8,150	8,372	8,591	8,810	9,027	9,242	9,455	9,667	9,877	10,085	10,292
Flujo de caja para el accionista (M€)	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	Año 26	Año 27	Año 28	Año 29	Año 30		
	10,497	10,700	10,901	11,100	11,298	11,493	11,687	11,879	12,068		

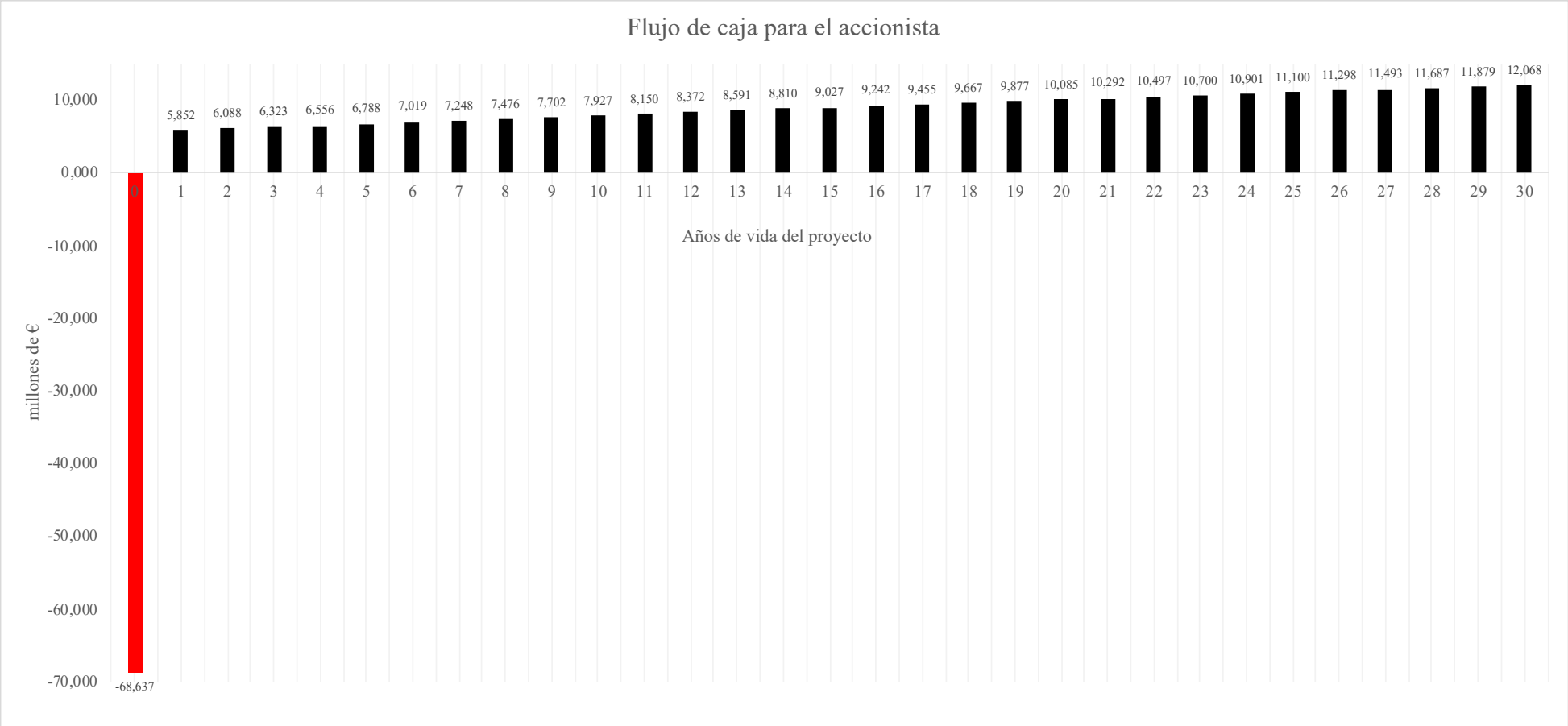


Figura 1. 3. Flujo de caja para el accionista en millones de euros.

ANEXO VI – ALINEACIÓN CON LOS ODS

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible, también llamados ODS, constituyen una hoja de ruta hacia la reducción de las desigualdades sociales, la consecución de la paz y alianzas globales, así como la promoción de políticas encaminadas hacia el desarrollo de un sistema económico y productivo sostenible medioambientalmente. Los 17 ODS forman parte de la agenda 2030 para el desarrollo sostenible, acordado por todos los estados miembros de las Naciones Unidas [1].

Figura 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible [2].

Los objetivos de desarrollo sostenible necesitan de una acción comprometida en tres niveles distintos [1]:

- Acción a nivel mundial: con el fin de "garantizar un mayor liderazgo, más recursos y soluciones más inteligentes".
- Acción a nivel local: se enmarca en "las políticas, los presupuestos, las instituciones y los marcos reguladores de los gobiernos, las ciudades y las autoridades locales".

- Acción por parte de personas: en último lugar se concretan un compromiso por parte de "la juventud, la sociedad civil, los medios de comunicación, el sector privado, los sindicatos, los círculos académicos y otras partes interesadas".

En este último nivel de acción es donde se enmarca la propuesta realizada en este Trabajo de Fin Máster. Si bien se trata de un proyecto académico y teórico centrado en el estudio de viabilidad de fuentes de producción de energía eléctrica alternativas que contribuyan a la ya mencionada transición energética, este muestra un firme compromiso con el desarrollo de nuevas ideas vinculadas a la sostenibilidad que promueven los ODS.

Si se atiende a los ODS con los que se alinea el proyecto de desarrollo de un parque eólico marino en las costas españolas, se encuentra especial vinculación con los siguientes:

- <u>ODS 7. Energía asequible y no contaminante.</u>
  La energía eólica se estima que producirá el 34% de la demanda global de energía para el año 2040, constituyendo el 23% de las reducciones de CO_2 necesarias para el 2050 [3]. Por otro lado, se espera la consolidación de la energía eólica marina, continuando así con el crecimiento sostenido de los últimos años. Se predice que para el 2030 esta superará a la eólica en tierra y producirá el 14% de la demanda de la Unión Europea [4]. El abaratamiento de costes de la tecnología *offshore* junto con el desarrollo de plataformas flotantes supone un punto de inflexión en la implantación de esta fuente de generación eléctrica limpia.
- <u>ODS 8. Trabajo decente y crecimiento económico.</u>
  La inversión en energía eólica marina constituye uno de los puntos estratégicos del Plan de Recuperación *Next Generation EU* [5] tras la crisis provocada por la COVID-19. Este tipo de tecnología ofrece oportunidades de empleo a miles de personas, implicando este tipo de proyectos alianzas empresariales y desarrollos de alto valor añadido en una gran variedad de sectores. Para cumplir con los objetivos de descarbonización europeos para 2050, se estima que será necesaria contar con una capacidad instalada de 300 GW [5] de energía eólica marina. La apuesta por las energías renovables, y en concreto la energía *offshore*, suponen no solo un punto

estratégico en la descarbonización del sector eléctrico, sino que constituye una palanca de crecimiento económica, estimando la creación de 300.000 empleos en la Unión Europea para el 2030 [4].

- ODS 9. Industria, innovación e infraestructura.

  La apuesta por la eólica marina supone el desarrollo de nuevas tecnologías capaces de producir energía limpia y segura, en gran parte impulsado por iniciativas privadas de inversión. Los proyectos *offshore* requieren la formación de alianzas estratégicas entre empresas privadas y el sector público que permitan impulsar la I+D+i en este campo. En los últimos 10 años, se ha visto como los costes de inversión han disminuido a la mitad [6] debido a las mejoras en toda la cadena de suministro, con especial atención en la actualidad al diseño de los aerogeneradores, cimentaciones, materiales y digitalización. En definitiva, la energía eólica marina ha evolucionado drásticamente, pasando de ser prototipos y demostraciones a pequeña escala a infraestructuras capaces de proporcionar electricidad a miles de hogares. Destaca la inversión llevada a cabo por la UE, dotando de 496 millones de euros a iniciativas I+D+i en el campo de la energía eólica *offshore* [5]. Las líneas de investigación abiertas están centradas en el desarrollo de la eólica flotante, con grandes posibilidades de implantación en el sur de Europa, así como su uso para la producción de H_2 verde [6].

- ODS 13. Acción por el clima.

  Los exigentes objetivos de descarbonización de Europa necesitan de la energía eólica marina para alcanzar la neutralidad climática en el año 2050. Las perspectivas de crecimiento ya mencionadas anteriormente constituyen un punto estratégico en la búsqueda de fuentes alternativas de energía eficiente, segura, rentable y libre de emisiones. Finalmente, cabe mencionar que el desarrollo previsto de la eólica marina en Europa necesitará tan solo de un 3% del espacio marítimo europeo, siendo por tanto perfectamente compatible con el mantenimiento de la biodiversidad [7] [8].

Bibliografía:

[1] *Agenda para el desarrollo sostenible*. Objetivos de Desarrollo Sostenible. Available: https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/development-agenda/ (acceso: 14 de junio de 2021).

[2] *La Asamblea General adopta la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible.* Objetivos de Desarrollo Sostenible.
Available: https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/2015/09/la-asamblea-general-adopta-la-agenda-2030-para-el-desarrollo-sostenible/ (acceso: 14 de junio de 2021).

[3] "Los efectos socioeconómicos de la energía eólica en el contexto de la transición energética. Un estudio de KPMG a petición de Siemens Gamesa," KPMG, Oct 2019. Available:
https://www.siemensgamesa.com/es-es/-/media/siemensgamesa/downloads/es/explore/informe-del-impacto-socioeconomico-eolico-2019.pdf (acceso: 14 de junio de 2021).

[4] *La eólica offshore podría generar 300.000 empleos en Europa para 2030.* Energética 21. Available: https://energetica21.com/noticia/la-eolica-offshore-podria-generar-300000-empleos-en-europa-para-2030 (acceso: 14 de junio de 2021)

[5] "An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future," European Commission, Brussels, Belgium, 19 Nov 2020. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/offshore_renewable_energy_strategy.pdf (acceso: 14 de junio de 2021).

[6] Joyce Lee and Feng Zhao, "Global offshore wind report 2020," Global Wind Energy Council, Brussels, Belgium, Aug 5, 2020.

[7] "The EU offshore renewable energy", Wind Europe, June 2020. Available: https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/20200610-WindEurope-offshore-renewable-energy-strategy.pdf (acceso: 14 de junio de 2021).

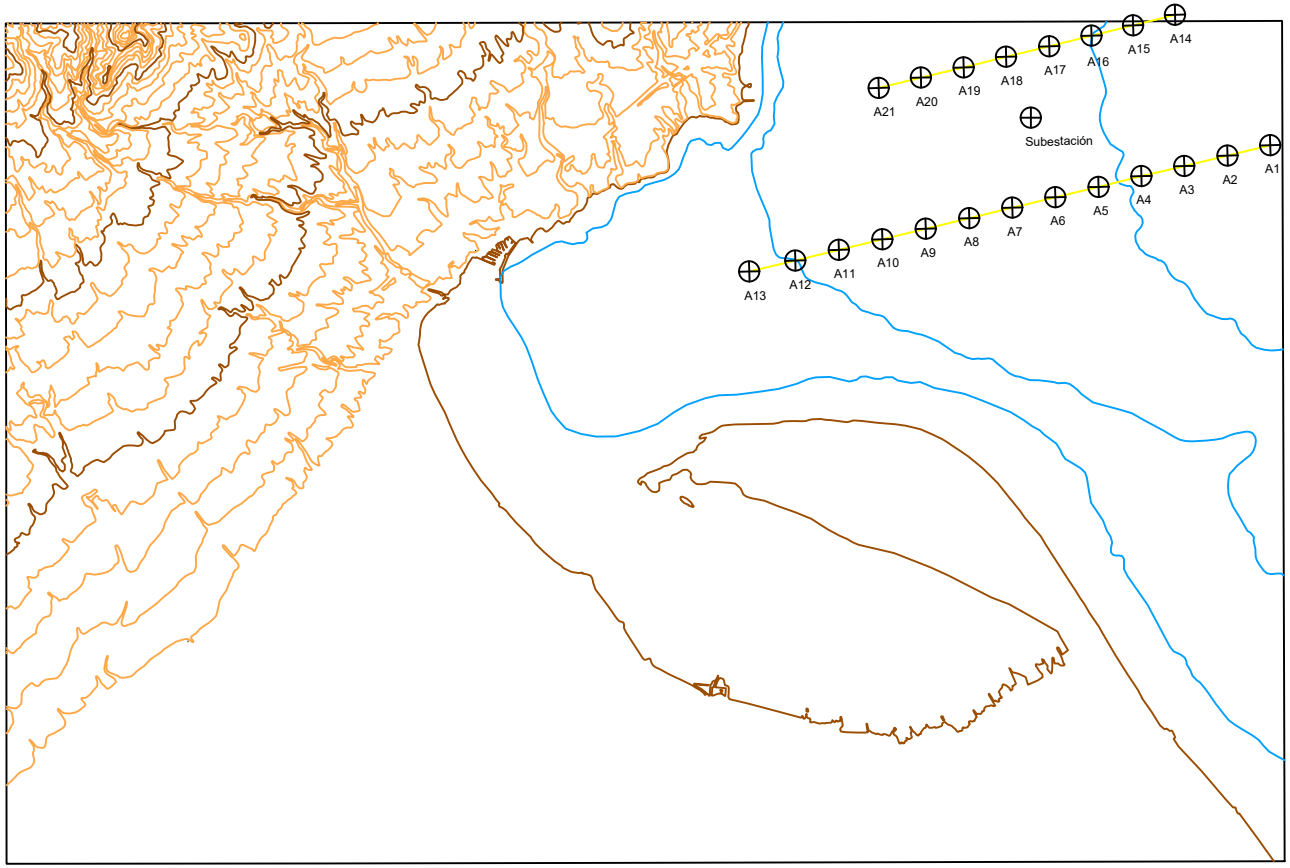
[8] K. Freeman, C. Frost, G. Hundleby, A. Roberts, B. Valpy, H. Holttinen, L. Ramírez, I. Pineda, "Our Energy, our future. How offshore wind will help Europe go carbon-neutral," Wind Europe, Nov 2019. Available: https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/reports/WindEurope-Our-Energy-Our-Future.pdf (acceso: 23 de junio de 2021).

ANEXO VII – PLANOS

0. Localización geográfica del emplazamiento
1. Plano del emplazamiento
2. Disposición de los aerogeneradores
3. Esquema de la red de Media Tensión
   3.1 Línea de generación 3 y 4
   3.2 Línea de generación 1 y 2
   3.3 Línea de generación 6
   3.4 Línea de generación 5
4. Esquema subestación marina
   4.1 Conexión líneas de la 1 a la 4
   4.2 Conexión líneas 5 y 6 y esquema general de la subestación

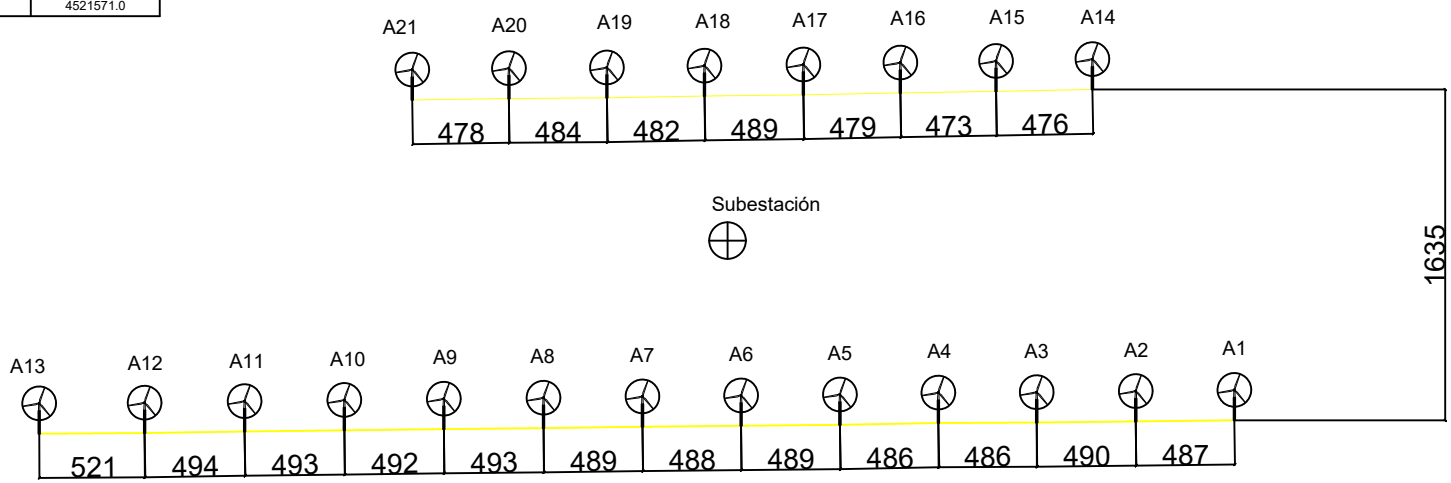
MATERIAL			ASIGNATURA Trabajo de fin de máster MII
TOLERANCIA			
	NOMBRE	FECHA	PROYECTO Estudio de viabilidad de un parque eólico marino en las costas españolas
ALUMNO	Isabel Rivera Ruiz	11/07/2021	
DIRECTOR	Consolación Alonso Alonso		
			I.C.A.I.
ESCALA			Nº DE PLANO: 0

Coordenadas Aerogeneradores		
Aerogenerador	X_{UTM}	Y_{UTM}
A1	315389.0	4521194.0
A2	314916.0	4521093.0
A3	314437.0	4520991.0
A4	313961.0	4520893.0
A5	313486.0	4520788.0
A6	313008.0	4520687.0
A7	312531.0	4520586.0
A8	312053.0	4520483.0
A9	311571.0	4520381.0
A10	311090.0	4520278.0
A11	310608.0	4520175.0
A12	310125.0	4520070.0
A13	309615.0	4519964.0
A14	314382.0	4522659.0
A15	313917.0	4522556.0
A16	313455.0	4522455.0
A17	312987.0	4522351.0
A18	312509.0	4522249.0
A19	312038.0	4522145.0
A20	311564.0	4522046.0
A21	311097.0	4521945.0
Subestación	312762.0	4521571.0

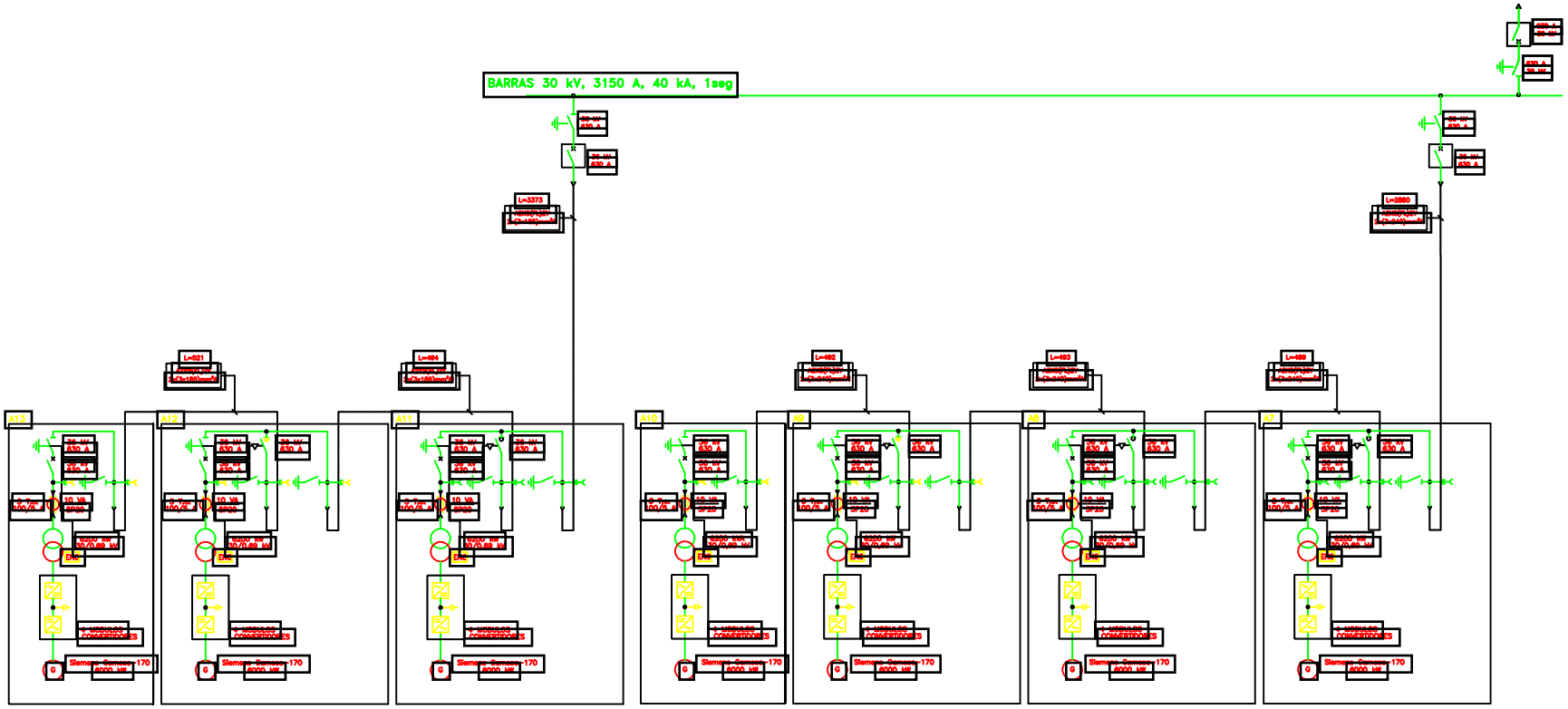


MATERIAL			ASIGNATURA Trabajo de fin de máster MII
TOLERANCIA			
	NOMBRE	FECHA	PROYECTO Estudio de viabilidad de un parque eólico marino en las costas españolas
ALUMNO	Isabel Rivera Ruiz	05/07/2021	
DIRECTOR	Consolación Alonso Alonso		I.C.A.I.
			Nº DE PLANO: 1
ESCALA			

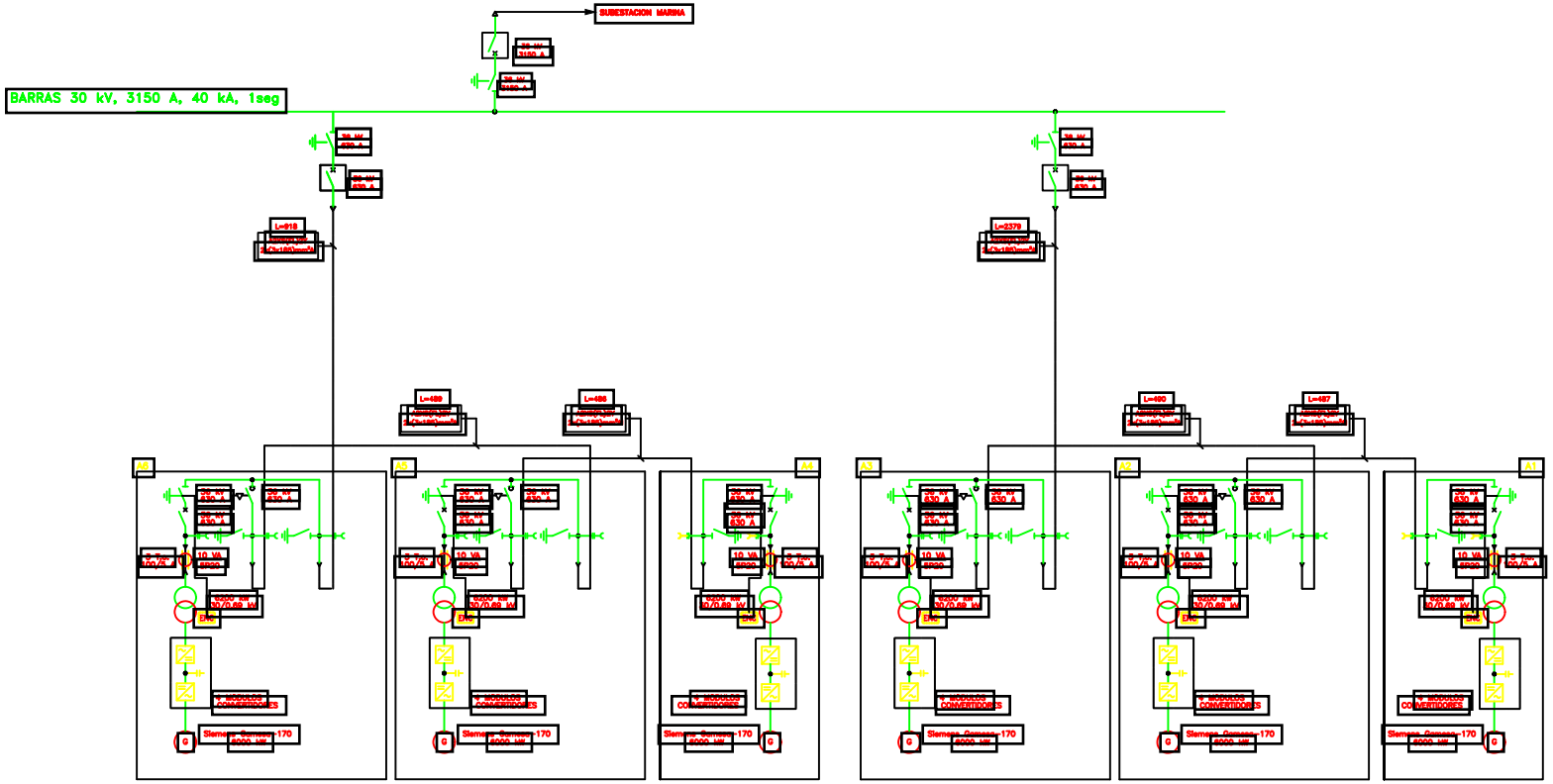
Coordenadas Aerogeneradores		
Aerogenerador	X_{UTM}	Y_{UTM}
A1	315389.0	4521194.0
A2	314916.0	4521093.0
A3	314437.0	4520991.0
A4	313961.0	4520893.0
A5	313486.0	4520788.0
A6	313008.0	4520687.0
A7	312531.0	4520586.0
A8	312053.0	4520483.0
A9	311571.0	4520381.0
A10	311090.0	4520278.0
A11	310608.0	4520175.0
A12	310125.0	4520070.0
A13	309615.0	4519964.0
A14	314382.0	4522659.0
A15	313917.0	4522556.0
A16	313455.0	4522455.0
A17	312987.0	4522351.0
A18	312509.0	4522249.0
A19	312038.0	4522145.0
A20	311564.0	4522046.0
A21	311097.0	4521945.0
Subestación	312762.0	4521571.0



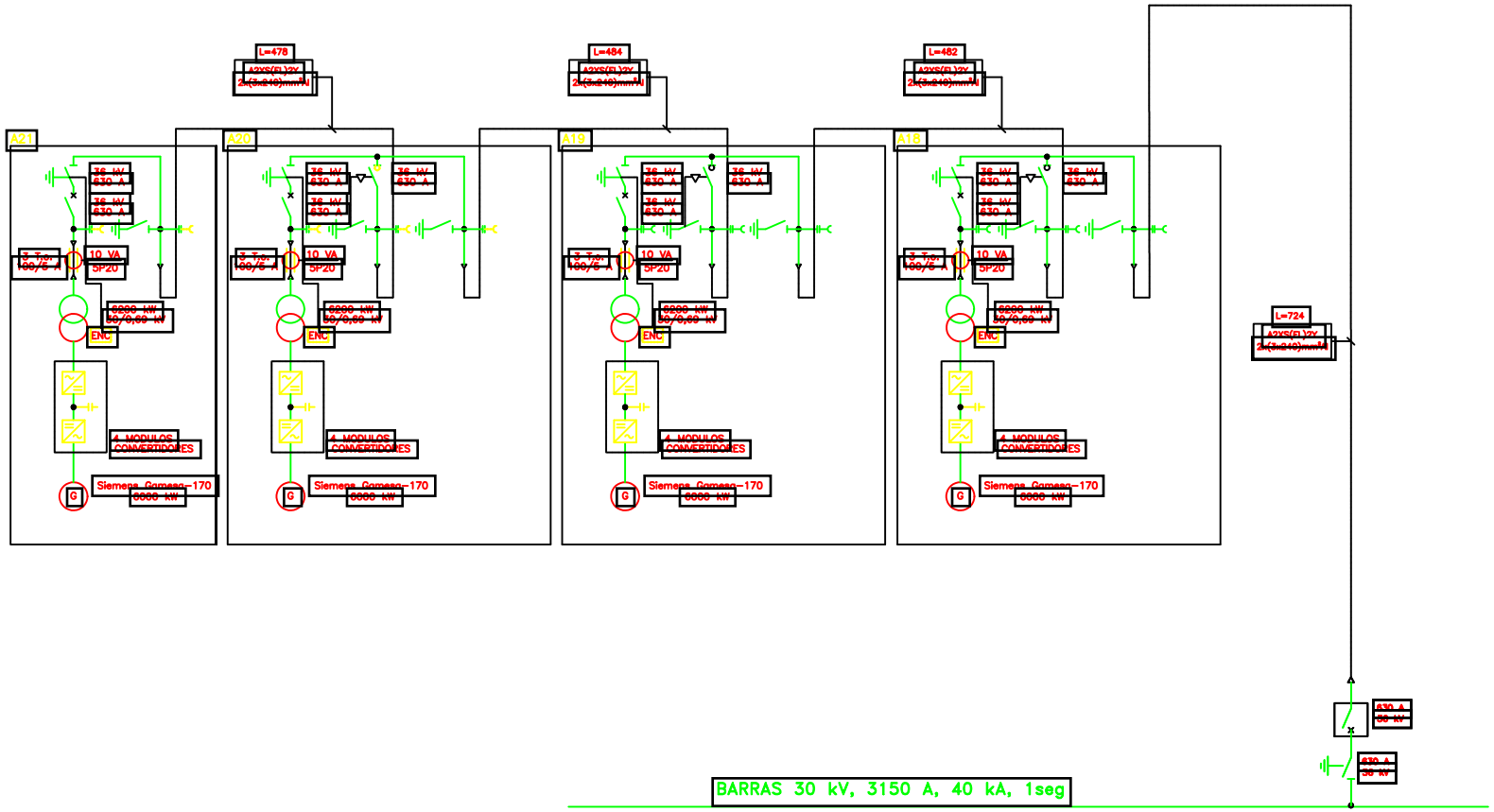
MATERIAL			ASIGNATURA Trabajo de fin de máster MII
TOLERANCIA			
	NOMBRE	FECHA	PROYECTO Estudio de viabilidad de un parque eólico marino en las costas españolas
ALUMNO	Isabel Rivera Ruiz	05/07/2021	
DIRECTOR	Consolación Alonso Alonso		I.C.A.I.
			Nº DE PLANO: 2
ESCALA			



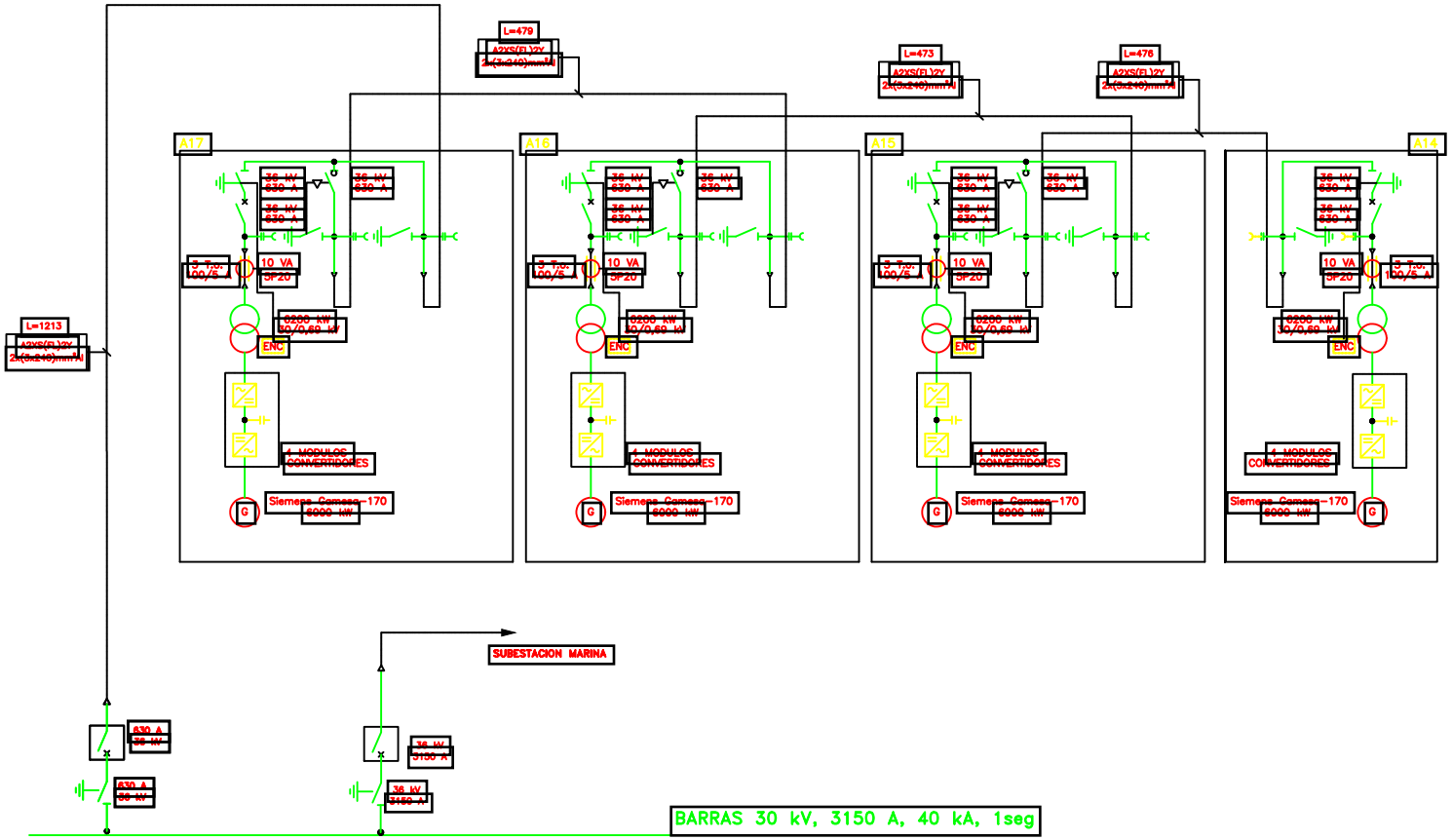
MATERIAL			ASIGNATURA Trabajo de fin de máster MII
TOLERANCIA			
	NOMBRE	FECHA	PROYECTO Estudio de viabilidad de un parque eólico marino en las costas españolas
ALUMNO	Isabel Rivera Ruiz	05/07/2021	
DIRECTOR	Consolación Alonso Alonso		I.C.A.I.
			Nº DE PLANO: 1/4
ESCALA			



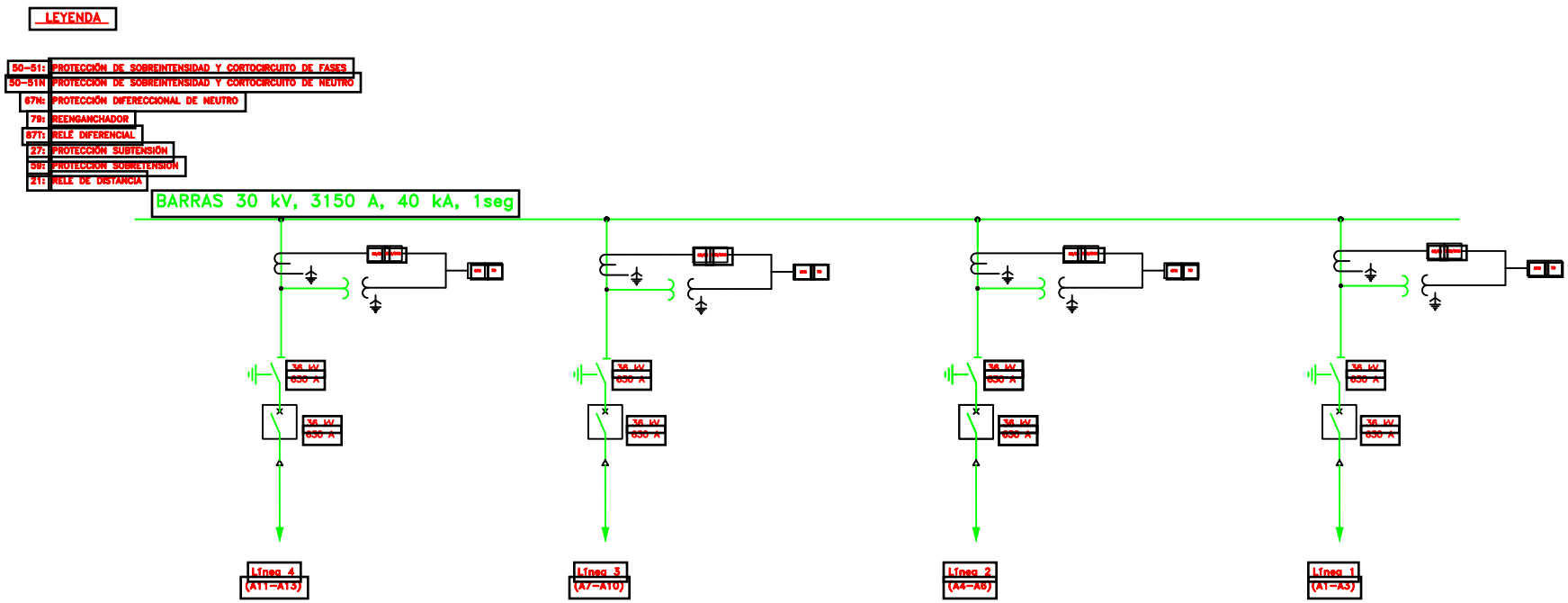
MATERIAL			ASIGNATURA Trabajo de fin de máster MII
TOLERANCIA			
	NOMBRE	FECHA	PROYECTO Estudio de viabilidad de un parque eólico marino en las costas españolas
ALUMNO	Isabel Rivera Ruiz	05/07/2021	
DIRECTOR	Consolación Alonso Alonso		I.C.A.I.
			Nº DE PLANO: 2/4
ESCALA			



MATERIAL			ASIGNATURA Trabajo de fin de máster MII
TOLERANCIA			
	NOMBRE	FECHA	PROYECTO Estudio de viabilidad de un parque eólico marino en las costas españolas
ALUMNO	Isabel Rivera Ruiz	05/07/2021	
DIRECTOR	Consolación Alonso Alonso		I.C.A.I.
			Nº DE PLANO: 3/4
ESCALA			



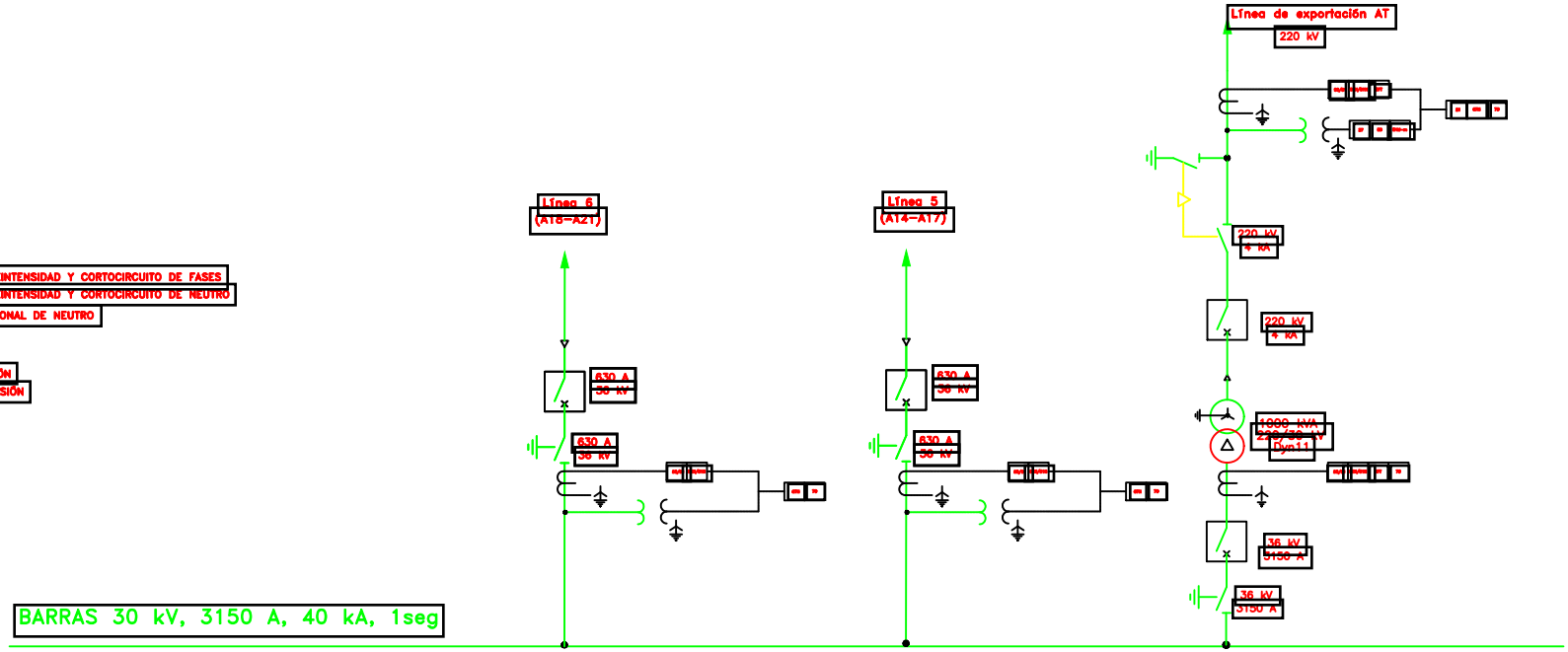
MATERIAL			ASIGNATURA Trabajo de fin de máster MII
TOLERANCIA			
	NOMBRE	FECHA	PROYECTO Estudio de viabilidad de un parque eólico marino en las costas españolas
ALUMNO	Isabel Rivera Ruiz	05/07/2021	
DIRECTOR	Consolación Alonso Alonso		I.C.A.I.
			Nº DE PLANO: 4/4
ESCALA			



MATERIAL			ASIGNATURA Trabajo de fin de máster MII
TOLERANCIA			
	NOMBRE	FECHA	PROYECTO Estudio de viabilidad de un parque eólico marino en las costas españolas
ALUMNO	Isabel Rivera Ruiz	05/07/2021	
DIRECTOR	Consolación Alonso Alonso		I.C.A.I.
			Nº DE PLANO: 1/2
ESCALA			

LEYENDA

50-51:	PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD Y CORTOCIRCUITO DE FASES
50-51N	PROTECCIÓN DE SOBREINTENSIDAD Y CORTOCIRCUITO DE NEUTRO
67N:	PROTECCIÓN DIFERECCIONAL DE NEUTRO
79:	REENGANCHADOR
87T:	RELÉ DIFERENCIAL
27:	PROTECCIÓN SUBTENSIÓN
59:	PROTECCIÓN SOBRETENSIÓN
21:	RELÉ DE DISTANCIA



MATERIAL			ASIGNATURA Trabajo de fin de máster MII
TOLERANCIA			
	NOMBRE	FECHA	PROYECTO Estudio de viabilidad de un parque eólico marino en las costas españolas
ALUMNO	Isabel Rivera Ruiz	05/07/2021	
DIRECTOR	Consolación Alonso Alonso		I.C.A.I.
			Nº DE PLANO: 2/2
ESCALA			