



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

ESTUDIO COMPARATIVO DE LA VIABILIDAD
ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN DE UN PARQUE
EÓLICO MARINO FLOTANTE EN DIFERENTES
LOCALIZACIONES DE LA COSTA MEDITERRÁNEA

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

AUTOR/A: Sanchis Marín, Antoni

Tutor/a: Martón Lluch, Isabel

Cotutor/a externo: ORDOÑEZ RODENAS, JOSE

CURSO ACADÉMICO: 2021/2022



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

ESTUDIO COMPARATIVO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO MARINO FLOTANTE EN DIFERENTES LOCALIZACIONES DE LA COSTA MEDITERRÁNEA

AUTOR: ANTONI SANCHIS MARIN

TUTORA: ISABEL MARTÓN LLUCH

Curso Académico: 2021-22

Estudio comparativo de la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico marino flotante en diferentes localizaciones de la costa mediterránea.

AGRADECIMIENTOS

“Me gustaría agradecer el apoyo incondicional de mi familia, de mis amigos y de la gente que ha estado a mi lado durante estos todos estos años. En especial agradecer a Alfredo, Almenar, Barat, Blasco, Dillana, Dani, Jordi, Marcos y Sarrión por todo lo vivido y haber hecho más ameno todo este tiempo. Además, agradecer a Mónica por apoyarme y estar ahí en todo momento y a mi tutora Isabel por su tiempo y ayuda.”

RESUMEN

En la actualidad, la urgente necesidad de frenar los efectos del calentamiento global ha provocado la aceleración de concretar la ley de cambio climático en España para cumplir con los objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU y la estrategia de la Comisión Europea y con ello conseguir compensar todos los gases de efecto invernadero causados por nosotros mediante proyectos de protección del clima como la utilización de energías renovables.

Entre ellas, la tecnología de la eólica offshore se encuentra en rápido crecimiento debido a sus ventajas inherentes, como la ausencia de limitaciones de espacio para los grandes aerogeneradores, la mayor y más constante velocidad del viento, que genera mayores rendimientos energéticos, el menor impacto ambiental y social, etc. Sin embargo, la instalación y el mantenimiento de aerogeneradores en parques eólicos alejados de la costa suponen altos costes. Por ello, se pretende optimizar el diseño de los parques eólicos marinos y reducir los costes.

Los aerogeneradores marinos son una tecnología relativamente nueva y con mucho futuro en nuestro país debido a la gran cantidad de costas que rodea nuestro territorio. El principal objetivo de este trabajo es determinar el potencial y la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico en las costas españolas, realizando un estudio comparativo entre la instalación en diferentes localizaciones del litoral mediterráneo.

Palabras clave: aerogeneradores, energía del viento, eólica offshore, viabilidad económica, flotante, energías renovables, España, Mar mediterráneo.

RESUM

En l'actualitat, la urgent necessitat de frenar els efectes del canvi climàtic global ha provocat l'acceleració de concretar la llei de canvi climàtic a Espanya per a complir amb els objectius de Desenvolupament Sostenible de l'ONU i l'estratègia de la Comissió Europea i amb això aconseguir compensar tots els gasos d'efecte d'hivernacle causats per nosaltres mitjançant projectes de protecció del clima com la utilització d'energies renovables.

Entre elles, la tecnologia de l'eòlica offshore es troba en ràpid creixement degut als seus avantatges inherents, com l'absència de limitacions d'espai per als grans aerogeneradors, la major i més constant velocitat del vent, que genera majors rendiments energètics, el menor impacte ambiental i social, etc. No obstant això, la instal·lació i el manteniment d'aerogeneradors en parcs eòlics allunyats de la costa suposen alts costos. Per això, es pretén optimitzar el disseny dels parcs eòlics marins i reduir els costos.

Els aerogeneradors marins són una tecnologia relativament nova i amb molt de futur al nostre país degut a la gran quantitat de costes que envolta el nostre territori. El principal objectiu d'aquest treball és determinar el potencial i la viabilitat econòmica de la instal·lació d'un parc eòlic en les costes espanyoles, realitzant un estudi comparatiu entre la instal·lació en diferents localitzacions del litoral mediterrani.

Paraules clau: aerogeneradors, energia del vent, eòlica offshore, viabilitat econòmica, flotant, energies renovables, Espanya, Mar mediterrani.

ABSTRACT

Nowadays, the urgent need to slow down the effects of global warming has led to the acceleration of the need to implement the law on climate change in Spain in order to comply with the ONU Sustainable Development Goals and the European Commission's strategy and thereby offset all the greenhouse gases caused by us with climate protection projects such as the use of renewable energies.

Among these, offshore wind technology is rapidly growing due to its inherent advantages, such as the absence of space limitations for large wind turbines, the higher and more constant wind speed, which generates higher energy yields, the lower environmental and social impact, etc. However, the installation and maintenance of wind turbines in wind farms far from the coast involve high costs. Therefore, the aim is to optimise the design of offshore wind farms and reduce costs.

Offshore wind turbines are a relatively new technology with a great future in our country due to the large amount of coastline that surrounds our territory. The main objective of this work is to determine the potential and economic viability of installing a wind farm off the Spanish coast, carrying out a comparative study between the installation in different locations along the Mediterranean coast.

Keywords: wind turbines, wind energy, offshore wind, economic feasibility, floating, renewables, Spain, Mediterranean Sea.

Estudio comparativo de la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico marino flotante en diferentes localizaciones de la costa mediterránea.

DOCUMENTOS DEL TFG

- I. MEMORIA
- II. PRESUPUESTO
- III. ANEJOS
- IV. PLANOS

ÍNDICE DE LA MEMORIA. -

| | |
|--|----|
| I.- MEMORIA..... | 1 |
| 1.- MOTIVACIÓN Y OBJETIVO | 2 |
| 2.-BASES GENERALES ENERGÍAS RENOVABLES | 2 |
| 2.1.- PRINCIPIOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES..... | 2 |
| 3.- NORMATIVA | 7 |
| 3.1- ACUERDOS INTERNACIONALES Y EUROPEOS (marco legal energía renovable) | 7 |
| 3.1.1.- Protocolo de Kioto | 7 |
| 3.1.2.- Directivas europeas..... | 7 |
| 3.2- MARCO LEGAL NACIONAL. DECRETOS Y PLANES ENERGÉTICOS NACIONALES | 7 |
| 4.- ACTUALIDAD ENERGÉTICA EÓLICA MARINA EN ESPAÑA Y EUROPA | 9 |
| 4.1.- EJEMPLO DE AEROGENERADORES OFFSHORE..... | 11 |
| 5.-RECURSO EÓLICO | 13 |
| 5.1.- EL ORIGEN DEL VIENTO | 13 |
| 5.2.- VARIABLES QUE DEFINEN EL VIENTO Y CAPA LÍMITE | 15 |
| 5.3.- DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL | 16 |
| 6.- PARÁMETROS DE CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA..... | 17 |
| 6.1.- CÁLCULO DE LA POTENCIA DISPONIBLE Y LA EXTRAÍDA POR UN AEROGENERADOR | 17 |
| 6.2.- POTENCIA ÚTIL GENERADA..... | 17 |
| 6.3.- VELOCIDAD ESPECÍFICA (TSR) | 18 |
| 6.4.- CURVA DE POTENCIA | 19 |
| 7.- CONCEPTOS Y FUNDAMENTOS DE LA TECNOLOGÍA EÓLICA..... | 21 |
| 7.1.- PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN AEROGENERADOR..... | 21 |
| 7.2.- TIPOS DE AEROGENERADORES | 21 |
| 7.3.- COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR..... | 24 |
| 7.4.- CIMENTACIÓN Y COLOCACIÓN EN ALTA MAR | 28 |
| 7.4.1- Cimentación Fija..... | 28 |

| | |
|--|----|
| 7.4.2.-Plataformas Flotantes | 28 |
| 8.- ESTUDIO DE LA LOCALIZACIÓN DEL PARQUE EÓLICO MARINO | 33 |
| 8.1.- CRITERIOS A CONSIDERAR EN LA SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO | 33 |
| 8.2.- IMPACTO VISUAL DE LOS PARQUES EÓLICOS MARINOS | 35 |
| 8.3.- CABLES SUBMARINOS | 36 |
| 8.4.- OBJETIVO DEL TRABAJO | 37 |
| 8.4.1.- Costa de Girona | 37 |
| 8.4.2.- Costa de Almería | 38 |
| 8.5.- PESCA | 40 |
| 8.5.1.- Costa de Girona | 40 |
| 8.5.2.- Costa de Almería | 40 |
| 9.- SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR | 43 |
| 9.1.- TIPO DE AEROGENERADOR | 43 |
| 9.2.- MODELO DEL AEROGENERADOR | 43 |
| 9.3.- NÚMERO DE AEROGENERADORES A INSTALAR | 45 |
| 9.4.- ALTURA DE LOS AEROGENERADORES | 45 |
| 10.- SELECCIÓN DEL SISTEMA DE CIMENTACIÓN | 46 |
| 10.1.- PLATAFORMAS FLOTANTES | 46 |
| 10.2.- MODELO DE PLATAFORMA FLOTANTE | 46 |
| 10.3.- SOLUCIÓN DISEÑADA | 47 |
| 11.- DISTRIBUCIÓN DEL PARQUE | 49 |
| 11.1.- DISTANCIA ENTRE AEROGENERADORES | 49 |
| 11.2.- DISPOSICIÓN DE LOS AEROGENERADORES EN LA ZONA Y ORIENTACIÓN | 49 |
| 11.3.- LOCALIZACIÓN EXACTA | 49 |
| 11.3.1.- Mar balear (Girona) | 50 |
| 11.3.2.- Mar de Alborán (Almería) | 51 |
| 12.- ENERGÍA GENERADA TOTAL | 52 |
| 12.1.- Energía generada en el Mar balear (Girona) | 52 |
| 12.2.- Energía generada en el Mar de Alborán (Almería) | 53 |
| 13.- ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA | 55 |
| 13.1.- COSTES | 55 |
| 13.1.1.- Costes de los aerogeneradores | 55 |
| 13.1.2.- Costes de las plataformas flotantes | 56 |

| | |
|---|----|
| 13.1.3.- Costes de desarrollo y gestión de proyectos | 57 |
| 13.1.4.- Costes subestaciones y cableado | 58 |
| 13.1.5.- Instalación y puesta en marcha | 59 |
| 13.1.6.- Costes operación, mantenimiento y servicio | 59 |
| 13.1.7.- Coste desmantelamiento | 60 |
| 13.1.8.- Costes totales y porcentaje fraccionado..... | 61 |
| 13.2.- INGRESOS | 61 |
| 13.2.1.- Penalizaciones | 62 |
| 13.2.2.- Precio actual de la electricidad | 62 |
| 13.2.3.- Retribuciones | 62 |
| 13.2.4.- Tarifa de exportación | 63 |
| 13.2.5.- Ingresos anuales..... | 64 |
| 13.3.- FLUJOS DE CAJA..... | 64 |
| 13.3.1.- Viabilidad en el Mar de Alborán (Almería)..... | 65 |
| 13.3.2.- Viabilidad en el Mar Balear (Girona)..... | 66 |
| 13.4.- ANÁLISIS DE LA SENSIBILIDAD | 66 |
| 12.4.1.- Análisis de sensibilidad en la costa de Adra..... | 67 |
| 12.4.2.- Análisis de sensibilidad en la costa de Palamós..... | 67 |
| 14.- CONCLUSIONES | 69 |
| 15.- REFERENCIAS..... | 71 |
| ÍNDICE DEL PRESUPUESTO. - | |
| PRESUPUESTO 1 | 74 |
| ÍNDICE DE LOS ANEJOS. - | |
| ANEJO 1 | 79 |
| ANEJO 2 | 80 |
| ANEJO 3 | 89 |
| ÍNDICE DE LOS PLANOS. - | |
| PLANO 1..... | 92 |

ÍNDICE DE FIGURAS.-

| | |
|---|----|
| Figura 1. Emisiones de CO2 evitadas y ahorro económico por la producción de energía eléctrica renovable (IZQUIERDA). Evolución de las emisiones de NOX y de SO2 evitadas por la utilización de energías renovables eléctricas (DERECHA). Fuente (Renovablesverdes, 2022). | 3 |
| Figura 2. Nuevas instalaciones eólicas en Europa los últimos años. Fuente (windeurope, 2022). | 3 |
| Figura 3. Demanda eléctrica en Europa en 2019. Fuente (windeurope, 2022). | 4 |
| Figura 4. Distribución porcentual de la generación de energía eléctrica en España en 2021. Fuente (es.estatista.com, 2022). | 4 |
| Figura 5. Primer aerogenerador instalado en España. Fuente (xataka.com, 2018). | 11 |
| Figura 6. Hornsea 1. Fuente (NS Energy staff writer, 2018). | 12 |
| Figura 7. Efecto colina. Fuente (efectoestela.wordpress.com, 2013). | 13 |
| Figura 8. Turbulencias debidas a objetos. Fuente (efectoestela.wordpress.com, 2013). | 14 |
| Figura 9. Sentido del flujo de viento producido por las brisas marinas. Fuente (efectoestela.wordpress.com, 2013). | 14 |
| Figura 10. Flujo de viento producido por las brisas valle-montaña. Fuente (efectoestela.wordpress.com, 2013). | 14 |
| Figura 11. Fuerza de Coriolis. Fuente (UPV). | 15 |
| Figura 12. Variación de la velocidad del viento (capa límite). Fuente (UPV). | 16 |
| Figura 13. Curvas de Weibull para diferentes valores de k. Fuente (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas). | 16 |
| Figura 14. Esquema de producción de potencia eléctrica de un aerogenerador. Fuente (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas). | 18 |
| Figura 15. Clasificación de aerogeneradores según la relación Cp-TSR. Fuente (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas). | 18 |
| Figura 16. Curva de potencia de un aerogenerador de 8MW. Fuente elaboración propia a partir de datos de (windeurope, 2022). | 19 |
| Figura 17. Principios de resistencia y sustentación de un aerogenerador. Fuente (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas). | 21 |
| Figura 18. Aerogeneradores savonius. Fuente (archiexpo.es, s.f.). | 22 |
| Figura 19. Aerogenerador darrieus. Fuente (es.wind-turbine-models.com, 2022). | 22 |
| Figura 20. Aerogenerador darrieus-savonius. Fuente (es.wind-turbine-models.com, 2022). | 22 |
| Figura 21. Aerogenerador de vórtice. Fuente (efeverde.com, 2015). | 23 |
| Figura 22. Aerogenerador barlovento y sotavento. Fuente (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas). | 23 |
| Figura 23. Aerogeneradores monopala, bipala y tripala. Fuente (energiaeolicaparatodoslospublicos, 2015). ... | 24 |
| Figura 24. Aerogenerador multipala. Fuente (ecol-a-t.blogspot.com, 2012). | 24 |
| Figura 25. Principales componentes de un aerogenerador. Fuente (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas). | 25 |

| | |
|--|----|
| Figura 26. Tipos de buje. Fuente (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas). | 26 |
| Figura 27. Multiplicador de un aerogenerador. Fuente (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas). | 26 |
| Figura 28. Transformador de un aerogenerador. Fuente (cvenergia.com, 2021). | 27 |
| Figura 29. Aerogenerador con torre tubular. Fuente (Yepes, 2022). | 27 |
| Figura 30. Tipos de cimentaciones fijas en la eólica marina. Fuente (iberdrola, 2022) | 28 |
| Figura 31. Aerogenerador offshore flotante. Fuente (iberdrola, 2022). | 29 |
| Figura 32. Tipos de plataforma flotante para eólica marina. Fuente (Iberdrola, 2022). | 30 |
| Figura 33. Disponibilidad recurso eólico. Fuente (Globalwindatlas, 2022). | 33 |
| Figura 34. Batimetría costa mediterránea. Fuente (Globalwindatlas, 2022). | 34 |
| Figura 35. RED NATURA 2000, espacios protegidos en España. Fuente (miteco.gob, 2021). | 35 |
| Figura 36. Impacto visual de un aerogenerador desde la costa. Fuente (Iberdrola, 2022). | 36 |
| Figura 37. Mapa de cableado submarino en España. Fuente (submarinicablemap, 2022) | 36 |
| Figura 38. Perfil de profundidad Palamós (Girona). Fuente (emodnet-bathymetry.eu, 2022). | 37 |
| Figura 39. Espacios protegidos en Girona. Fuente (miteco.gob, 2021). | 38 |
| Figura 40. Trafico y rutas marinas en el Mar Balear (Girona). Fuente (marinetraffic, 2022). | 38 |
| Figura 41. Perfil de profundidad costa de Adra (Almería). Fuente (emodnet-bathymetry.eu, 2022). | 39 |
| Figura 42. Zonas protegidas Mar de Alborán (Almería). Fuente (miteco.gob, 2021). | 39 |
| Figura 43. Trafico y rutas marinas Almería. Fuente (marinetraffic, 2022). | 40 |
| Figura 44. Mapa de actividad de pesca Girona. Fuente (globalfishingwatch, 2022). | 40 |
| Figura 45. Mapa de actividad de pesca Almería. Fuente (globalfishingwatch, 2022). | 41 |
| Figura 46. Potencia instalada en GW entre instalaciones en tierra y marinas de algunos de los mejores fabricantes de aerogeneradores. Fuente (blogs.publico.es, 2020). | 44 |
| Figura 47. Curva de potencia aerogenerador Siemens Gamesa 8.0-167DD. Fuente (thewindpower.net, 2022). | 45 |
| Figura 48. Costes CAPEX diferentes plataformas flotantes. Fuente (Estudio UMB Noruega). | 47 |
| Figura 49. Diseño plataforma semi sumergible. Elaboración propia a partir de Autodesk Inventor. | 47 |
| Figura 50. Plataforma semi-sumergible WindFloat en un espacio dedicado a su construcción al lado del puerto. Fuente (PrinciplePower, 2022). | 48 |
| Figura 51. Disposición óptima de los aerogeneradores. Fuente elaboración propia. | 49 |
| Figura 52. Rosa de los vientos Girona. Fuente (Globalwindatlas, 2022). | 50 |
| Figura 53. Localización exacta del parque eólico en la costa de Palamós (Girona). Elaboración propia a partir de (Googlemaps, 2022). | 50 |
| Figura 54. Rosa de los vientos Almería. Fuente (Globalwindatlas, 2022). | 51 |
| Figura 55. Localización exacta del parque eólico en la Costa de Adra (Almería). Elaboración propia a partir de (Googlemaps, 2022). | 51 |
| Figura 56. Costes en porcentaje. Fuente elaboración propia. | 61 |

| | |
|--|----|
| Figura 57. Código de instalación eólica onshore para aerogeneradores de más de 5MW. Fuente (Real decreto 413/2014 , s.f.). | 63 |
| Figura 58. Retribución a la inversión. Fuente (Orden TED/171/2020, s.f.). | 63 |
| Figura 59. Retribución a la operación. Fuente (Real decreto 413/2014 , s.f.). | 63 |
| Figura 60. Flujo de caja del parque en la costa de Adra. Fuente (RETScreen, 2022). | 65 |
| Figura 61. Flujo de caja en la Costa de Palamós. Fuente (RETScreen, 2022). | 66 |
| Figura 62. Análisis sensibilidad Tasa de interés de la deuda/costos iniciales en la costa de Adra. Fuente (RETScreen, 2022). | 67 |
| Figura 63. Análisis sensibilidad Tasa de interés de la deuda/costos iniciales en la costa de Palamós. Fuente (RETScreen, 2022) | 67 |

ÍNDICE DE TABLAS.-

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Comparación de distintos parques eólicos instalados en Europa. Fuente (Elaboración propia). | 43 |
| Tabla 2. Comparativa de modelos de aerogeneradores de distinto fabricante. Fuente elaboración propia con datos de (es.wind-turbine-models.com, 2022). | 44 |
| Tabla 3. Comparativa de plataformas flotantes. Fuente elaboración propia. | 46 |
| Tabla 4. Energía generada en el Mar Balear. Fuente elaboración propia. | 52 |
| Tabla 5. Energía generada en el Mar de Alborán. Fuente elaboración propia. | 53 |
| Tabla 6. Costes de los aerogeneradores. Fuente elaboración propia. | 55 |
| Tabla 7. Costes de las plataformas flotantes. Fuente elaboración propia. | 56 |
| Tabla 8. Costes de desarrollo y gestión de proyectos. Fuente elaboración propia. | 57 |
| Tabla 9. Costes subestaciones y cableado. Fuente elaboración propia. | 58 |
| Tabla 10. Instalación y puesta en marcha. Fuente elaboración propia. | 59 |
| Tabla 11. Costes operación, mantenimiento y servicio. Fuente elaboración propia. | 60 |
| Tabla 12. Coste desmantelamiento. Fuente elaboración propia. | 60 |
| Tabla 13. Coste total. Fuente elaboración propia. | 61 |
| Tabla 14. Precio mensual y media de la electricidad en los últimos 12 meses. Fuente elaboración propia. | 62 |
| Tabla 15. Tarifa de exportación en ambas localizaciones. Fuente elaboración propia. | 64 |
| Tabla 16. Ingresos anuales en € en cada ubicación. Fuente elaboración propia. | 64 |
| Tabla 17. Parámetros financieros utilizados. Fuente elaboración propia. | 65 |

Estudio comparativo de la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico marino flotante en diferentes localizaciones de la costa mediterránea.

I.- MEMORIA

1.- MOTIVACIÓN Y OBJETIVO

Teniendo en cuenta la recesión de 2008-2010, se estima que la demanda mundial de energía aumentará en un futuro previsible. Impulsada por un crecimiento de doble densidad en los mercados emergentes, para 2030 se prevé que el planeta necesitará más del 50% de energía. Con las políticas energéticas actuales, que dependen de los combustibles fósiles, se prevé que las emisiones de gases de efecto invernadero se multipliquen y sigan en aumento las próximas décadas. Esta situación conducirá a un cambio climático irreversible y podría desencadenar más fenómenos extremos como huracanes, ciclones, olas de calor y cambios en la velocidad del viento.

Una estrategia para ofrecer seguridad energética y medioambiental sin comprometer el crecimiento económico es utilizar fuentes de energía renovables. Se considera que los aerogeneradores eólicos marinos, como fuente de energía sostenible, tienen el potencial de producir cantidades fiables de energía renovable. La energía eólica marina en España es un sector con mucho potencial y actualmente está por explotar, ya que no existe ningún parque eólico en nuestras costas.

En concreto este trabajo de final de grado se va a centrar en realizar un estudio comparativo de la localización de dos parques eólicos ubicados en la costa Mediterránea, para poder determinar la zona más idónea y seleccionar la mejor ubicación para llevar a cabo el proyecto.

En primer lugar, se analizarán las diferentes alternativas que plantea el estudio, introduciendo los conceptos básicos de funcionamiento de la energía eólica y el origen y comportamiento del viento, para poder analizar la tecnología eólica. A continuación, se hará un estudio de localización y ambiental sobre distintos lugares del Mar Mediterráneo, que es el objetivo del estudio y se describirá la solución planteada. Por último, se realizará un estudio de distribución y selección de aerogeneradores para realizar el análisis económico para poder determinar la viabilidad del proyecto.

2.-BASES GENERALES ENERGÍAS RENOVABLES

2.1.- PRINCIPIOS DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables tienen un gran potencial para hacer frente al cambio climático y poder abastecer una alta demanda energética en todo el mundo. En concreto la energía eólica se encuentra en constante crecimiento y evolución, se puede observar el ahorro de CO₂ como consecuencia de la utilización de este tipo de energía en la figura 1:

Estudio comparativo de la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico marino flotante en diferentes localizaciones de la costa mediterránea.



Figura 1. Emisiones de CO2 evitadas y ahorro económico por la producción de energía eléctrica renovable (IZQUIERDA). Evolución de las emisiones de NOx y de SO2 evitadas por la utilización de energías renovables eléctricas (DERECHA). Fuente (Renovablesverdes, 2022).

En la Figura 2 se puede observar las nuevas instalaciones eólicas en Europa cada año durante los últimos 10 años. Las instalaciones eólicas terrestres son mayores que las offshore, dejando un gran potencial de explotación en este ámbito que además se ha demostrado que es altamente eficaz e innovador.

Annual new wind installations in Europe, 2012-21



Source: WindEurope

Figura 2. Nuevas instalaciones eólicas en Europa los últimos años. Fuente (windeurope, 2022).

En la figura 3 se puede observar que el país con mayor potencia eólica en funcionamiento es Dinamarca con un 48% de producción de energía eólica entre todos los tipos de generación de energía, además cuenta con un alto porcentaje de producción de energía por eólica marina. En España en cambio, se puede ver que tiene un porcentaje relativamente alto de generación de energía eólica instalada, pero toda es terrestre, por tanto, con la cantidad mares que bañas las costas peninsulares, España podría situarse entre los mayores productores de energía eólica de Europa si se aprovecha la energía eólica marina.

Estudio comparativo de la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico marino flotante en diferentes localizaciones de la costa mediterránea.

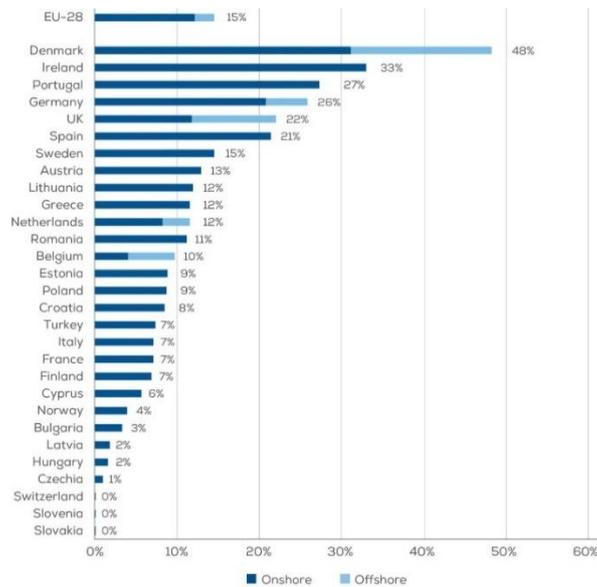


Figura 3. Demanda eléctrica en Europa en 2019. Fuente (windeurope, 2022).

Según la fuente (es.estatista.com, 2022), la generación de energía eléctrica en España se situó en 2021 en torno a los 259.850 gigavatios-hora. El 20,8% de la electricidad producida procedió de la energía nuclear, que deja de ser de esta forma la principal fuente energética nacional, posición que ya ocupa la energía eólica terrestre. De hecho, los aerogeneradores instalados a lo largo de todo el territorio español fueron responsables de casi el 23,5% de la electricidad producida en el país. Por su parte, el ciclo combinado es la tercera fuente de energía más importante en nuestro país al estar detrás del 17,1% de la energía eléctrica generada en el último año.

En España en 2020 aproximadamente alrededor del 45% de la energía empleada para generar electricidad provino de fuentes limpias, proporción que el 2021 alcanzó el 46,7%. Ahora bien, si hay una fuente renovable que ha desempeñado un papel clave en este incremento es sin duda el viento. No en vano, la energía eólica representó casi la mitad de la energía limpia generada en España en el pasado año, gracias especialmente a regiones como Castilla y León, Galicia y Aragón, que se han convertido con el paso del tiempo en los mayores focos productores del país.

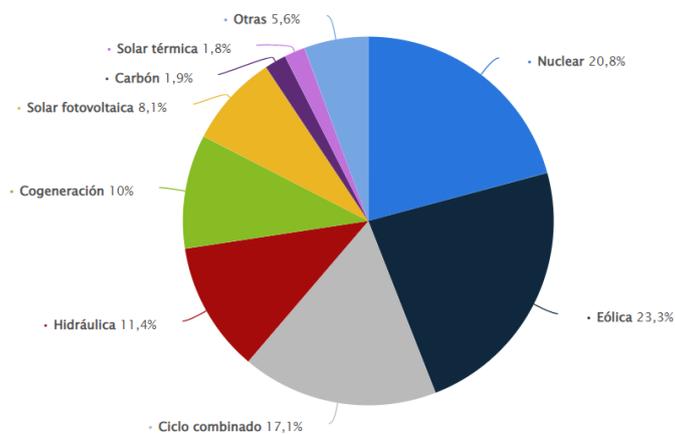


Figura 4. Distribución porcentual de la generación de energía eléctrica en España en 2021. Fuente (es.estatista.com, 2022).

Históricamente, la mayor parte de la energía eléctrica se había venido produciendo mediante la quema de combustibles fósiles, con procedimientos más o menos eficaces (centrales de ciclo combinado, de fueloil, de carbón). Sin embargo, desde el año 2010, las energías renovables (principalmente la energía hidráulica y eólica terrestre) son la principal fuente de generación eléctrica del país.

Estudio comparativo de la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico marino flotante en diferentes localizaciones de la costa mediterránea.

3.- NORMATIVA

3.1- ACUERDOS INTERNACIONALES Y EUROPEOS (marco legal energía renovable)

3.1.1.- Protocolo de Kioto

Se creó en 1997 con la necesidad de adoptar medidas para disminuir el calentamiento del planeta y frenar el cambio climático. En este acuerdo los países industrializados se comprometían a reducir sus emisiones de GEI. El Protocolo de Kioto entró en vigor en 2005, adoptando finalmente los países industrializados el compromiso de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 5,2% antes de 2012 respecto a los niveles de 1990. España quedó comprometida a no aumentar sus emisiones por encima del 15% respecto de los niveles de 1990.

3.1.2.- Directivas europeas

Además, al igual que en el territorio español, hay una serie de directivas y reglamentos que hay que cumplir relativas a la energía renovable dentro de la Unión Europea.

- DIRECTIVA (UE) 2018/2001 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se refunde y deroga la legislación anterior (Directiva 2009/28/CE)
- DIRECTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE
- DIRECTIVA 2012/27/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE
- REGLAMENTO (UE) 2018/1999 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 11 de diciembre de 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, y por el que se modifican los Reglamentos (CE) nº 663/2009 y (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, las Directivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE y 2013/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo y las Directivas 2009/119/CE y (UE) 2015/652 del Consejo, y se deroga el Reglamento (UE) nº 525/2013.

3.2- MARCO LEGAL NACIONAL. DECRETOS Y PLANES ENERGÉTICOS NACIONALES

La regulación de la energía renovable en España se rige a partir de una serie de decretos y planes que se van a exponer a continuación:

- 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.
- Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas.
- Real Decreto 876/2014, de 10 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento General de Costas.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sector eléctrico.⁸ Estudio de viabilidad económica de la instalación del parque eólico off-shore en Vejer de la Frontera 16
- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 que da cumplimiento al Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en el cual se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con Horizonte 2026.

4.- ACTUALIDAD ENERGÉTICA EÓLICA MARINA EN ESPAÑA Y EUROPA

Para ponerse en contexto de la situación actual en España sobre la eólica offshore, cabe destacar que nuestro país está rodeado de costa y debe cumplimentar los objetivos y requisitos establecidos por Europa y además conseguir una mayor implantación de las energías renovables.

Como dice una publicación del 23 de diciembre de 2021 de la Asociación empresarial eólica (AEE) (lamoncloa.gob.es, 2022):

Un primer análisis de la Hoja de Ruta Marina nos conduce a valorar con optimismo su aprobación. Es importante destacar los aspectos más significativos para el desarrollo de la eólica marina en España:

- Se plantean unos objetivos para la instalación de eólica marina flotante a 2030 entre 1 y 3 GW.
- Se designan a las islas Canarias como ubicación para el despliegue inicial de los primeros proyectos de eólica marina flotante.
- Prevé movilizar al menos 200 millones de euros de presupuesto público en apoyo al desarrollo tecnológico de la eólica marina, en el marco del PRTR.
- Se plantea la necesidad de proporcionar un marco de acceso y conexión coordinado con los POEM, que permita la plena integración en el sistema eléctrico de los proyectos de eólica marina, que aporte previsibilidad para los promotores y optimice las inversiones y modos de gestión para minimizar los costes para los consumidores. Se refuerza la importancia de los POEM como elemento vertebrador de la organización de actividades en el mar.
- La Hoja de Ruta aprovecha la Agenda Sectorial de la Industria Eólica, que forma parte de la Estrategia de Política Industrial de España 2030.

No obstante, hay aspectos que es necesario acelerar el sector eólico destaca como pendientes de abordar próximamente y que con ciertos ajustes situarían a España en una posición aún más competitiva:

- Teniendo en cuenta los plazos de desarrollo de los proyectos eólicos marinos de 7 años, es necesario acelerar al máximo la actualización del nuevo marco regulatorio para la primera mitad de 2022 a efectos de poder cumplir con los objetivos de la propia Hoja de Ruta y mantener un ritmo de avance equiparable con los países de nuestro entorno. Además, acelerar los plazos ayudaría a llegar a tiempo para la puesta en marcha de los proyectos ligados a los fondos de reconstrucción (2026), y así poder aprovechar los fondos destinados a eólica marina.
- Al igual que para la eólica terrestre es importante disponer de un calendario de subastas, con fechas y volúmenes de MW a instalar, que proporcione la visibilidad necesaria a la industria y a los desarrolladores, para acometer los proyectos y atraer las inversiones necesarias.

En España contamos con 7.661 km de costa. Una extensión que ofrece al país la oportunidad de aprovechar el viento de alta mar. Por las características de nuestra costa, la tecnología de eólica marina más adecuada es la eólica marina flotante. La eólica marina flotante se ha desarrollado gracias a la capacidad y conocimiento de nuestra industria.

España puede liderar el desarrollo de esta tecnología gracias a su capacidad industrial, su posición geográfica y su competitividad. El desarrollo de la eólica marina flotante aprovecha las ventajas de nuevos emplazamientos alejados de la costa, con factores de capacidad que superan las 4.000 horas equivalentes, y que permiten una disminución del impacto visual y ambiental.

La industria española lleva años liderando la fabricación de componentes eólicos, que han sido exportados para su instalación en parques eólicos marinos en múltiples ubicaciones en Europa y EE. UU. La competencia de las empresas españolas se ha visto reflejada a nivel internacional con las exigencias que la tecnología offshore requiere para proporcionar la energía con seguridad y calidad de servicio. Un ejemplo de la capacidad industrial es que de los 13 proyectos de eólica flotante que se han instalado en el mundo, 11 de ellos han sido fabricados en España, lo que pone de manifiesto las grandes capacidades industriales en eólica marina.

Por otro lado, España es líder mundial en I+D en el desarrollo de prototipos de soluciones de flotación para eólica marina flotante.

La estrategia de eólica marina flotante muestra beneficios para nuestra economía y nuestra sociedad. El encaje de los parques eólicos marinos en el espacio marino debe hacerse permitiendo su aprovechamiento para todos dentro del gran reto de la Economía azul, con un escrupuloso respecto ambiental.

Para el desarrollo de la eólica marina en España es necesario aprovechar al máximo las sinergias que ofrece con otros sectores como la construcción naval, los servicios de reparación, operación y mantenimiento, la logística asociada, etc.; pero también indirectos como la marca de imagen turística y destino de calidad y sostenibilidad, equiparable a países del norte de Europa que son ya una referencia en este ámbito, etc. Todas estas sinergias ya existen, simplemente debemos enlazarlas y ponerlas en valor.

Eólica marina en el mundo

La Unión Europea ya ha empezado a trabajar proponiendo la Hoja de Ruta de la Energía para 2050 (Energy Roadmap 2050), considerada como una base para avanzar hacia un modelo energético sostenible. En ella, Europa pretende reducir los niveles de emisiones en un 80-95% respecto de 1990. Es un objetivo muy ambicioso, el cual busca la reducción casi total de emisiones a la vez que pretende asegurar la seguridad de suministro y la competitividad del sector eléctrico.

En el mundo, en 2030, la potencia total de eólica marina será de 228 GW. En Europa, la previsión para el mismo año es de 60 GW. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la eólica marina supondrá la mitad de la generación eólica en Europa en 2040.

Actualmente hay 25 GW de potencia instalada en Europa, con 2,9 GW instalados en 2020 a pesar de la pandemia. Entre los países que más han instalado se encuentra Reino Unido, Francia, Dinamarca, Países Bajos, Alemania y Bélgica.

4.1.- EJEMPLO DE AEROGENERADORES OFFSHORE

El primer aerogenerador marino en España se llama Elisa, se encuentra en la costa este de la isla de Gran Canaria. Además, este cuenta con una tecnología innovadora que lo hace único. Su torre telescópica le permite la construcción y ensamblaje de toda la estructura directamente en el puerto con medios tradicionales ya existentes en la industria eólica onshore. Esta nueva tecnología también permite alzar la torre sin necesidad de grandes buques grúa y hace que su transporte sea mucho más fácil y menos costoso.

El aerogenerador instalado es una turbina Siemens Gamesa de 5MW, como podemos ver en la figura 5, uno de los más utilizados en la eólica offshore.



Figura 5. Primer aerogenerador instalado en España. Fuente (xataka.com, 2018).

La torre del aerogenerador junto la altura de la pala hace un total de 160 metros desde el fondo marino, ya que posee una cimentación fija en este. Actualmente sigue en funcionamiento y es un claro ejemplo del futuro de la energía eólica offshore en España.

(xataka.com, 2018) Otro claro ejemplo sacado de la fuente (elconfidencial, 2022), de la adopción de la energía eólica offshore en Europa recibe el nombre de la estación Hornsea 2, aún en construcción, en el mar del Norte, entre las costas del Reino Unido y Holanda. Este dispone de 165 turbinas de 8MW de potencia cada una, es la estación eólica marina más potente del mundo, este estará en pleno funcionamiento en cualquier momento de este 2022. El Hornsea 1 entró en funcionamiento en 2020 y cuenta con 174 turbinas y una capacidad de 1,1 GW

Estudio comparativo de la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico marino flotante en diferentes localizaciones de la costa mediterránea.



Figura 6. Hornsea 1. Fuente (NS Energy staff writer, 2018).

5.-RECURSO EÓLICO

En este punto vamos a analizar el origen del viento y como calcularlo mediante la distribución de Weibull para entender cómo se forma la energía a partir del viento y poder entender cómo funciona un aerogenerador.

5.1.- EL ORIGEN DEL VIENTO

El viento se origina de la energía del Sol como fuente de calor. Gracias al calentamiento de la superficie terrestre y a la rotación, translación, precesión y nutación de la tierra logran producir el movimiento de las masas de aire que ascienden o descienden según el gradiente de temperatura de la tierra. Este es el principio básico que gobierna la generación y movimiento del viento.

Las variaciones que componen el viento son muchas y hay diversos efectos que causan el viento. Algunos de ellos son según (efectoestela.wordpress.com, 2013):

Microescala (10km)

- **Efecto túnel**

Se produce el efecto Venturi, a partir de un estrechamiento se produce un aumento de la velocidad del flujo del aire.

- **Efecto colina o parque**

Produce variaciones de velocidad del aire que producen variaciones del perfil vertical del viento, en este caso turbulencias/remolinos. Es debido a pequeños obstáculos, cerros, colinas. Estelas de aerogeneradores u otros obstáculos (efecto parque).

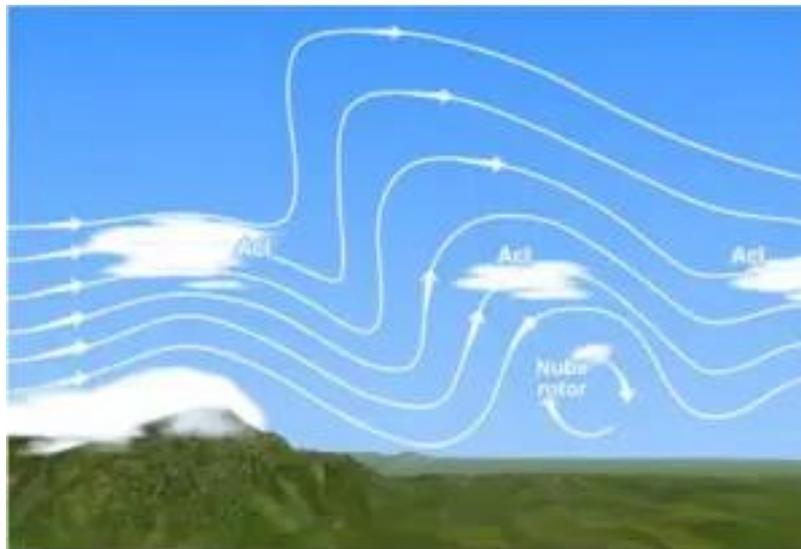


Figura 7. Efecto colina. Fuente (efectoestela.wordpress.com, 2013).

- **Turbulencias**

Se producen como consecuencia de edificaciones y construcciones que se encuentren en la trayectoria del flujo de aire, se producen variaciones en la velocidad y dirección de este.

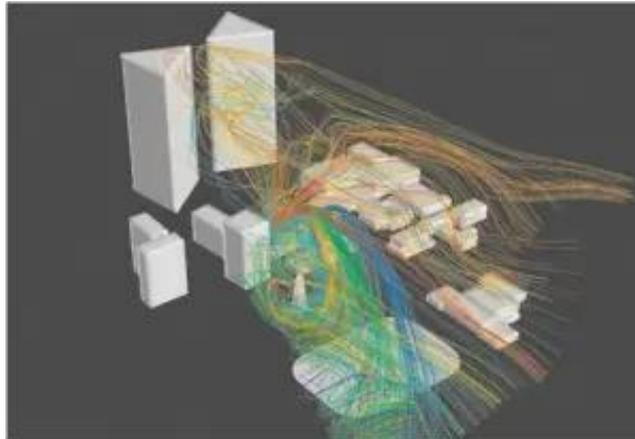


Figura 8. Turbulencias debidas a objetos. Fuente (efectoestela.wordpress.com, 2013).

Meso escala (100km)

- o **Las brisas marinas y las brisas valle-montaña**

Se produce el flujo del viento por el calentamiento y enfriamiento de la tierra debido al cambio de temperatura entre el día y la noche.

En el caso de las brisas marinas se produce porque durante el día la tierra se calienta más deprisa que el mar y el aire asciende y por la noche la tierra también enfría más rápido que el mar y produce un flujo en sentido contrario.



Figura 9. Sentido del flujo de viento producido por las brisas marinas. Fuente (efectoestela.wordpress.com, 2013).

Las brisas valle y montaña se forman porque durante el día el aire caliente que asciende por la ladera de la montaña y por la noche se enfría y genera un flujo de viento en sentido contrario.



Figura 10. Flujo de viento producido por las brisas valle-montaña. Fuente (efectoestela.wordpress.com, 2013).

Macro escala (1000 km)

- **Fuerza de Coriolis debida a la rotación de la tierra.**

Movimientos de las masas de aire debidas a su desplazamiento de las altas a las bajas presiones. El equilibrio de las fuerzas de Coriolis y las fuerzas del gradiente de presión definen el comportamiento del viento como podemos ver en la figura 11.

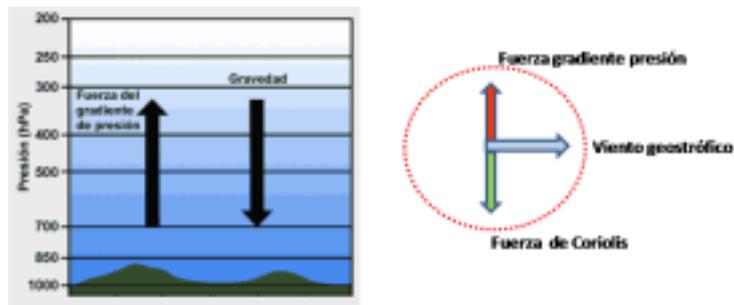


Figura 11. Fuerza de Coriolis. Fuente (UPV).

5.2.- VARIABLES QUE DEFINEN EL VIENTO Y CAPA LÍMITE

Las variables necesarias para aprovechar al máximo la energía del viento son: La velocidad y la dirección del viento que se calculan a partir de la curva de distribución de velocidades de Weibull y la Rosa de los vientos.

Para empezar, hay que recalcar que existe un fenómeno que frena el aire dependiendo del terreno y los obstáculos y origina un perfil de velocidades en función de la altura llamado capa límite. Para calcular el perfil de velocidades dependiendo de la altura se utiliza la siguiente ecuación (1):

$$v_i = v_0 \cdot \left(\frac{z_i}{z_0}\right)^\alpha \quad (1)$$

De donde:

- v_i y v_0 son las velocidades del viento en las alturas de los puntos i y 0 .
- z_i y z_0 son las alturas en las posiciones i y 0 .
- α es el coeficiente de rugosidad del terreno.

La velocidad del viento aumenta con la altura y con ello la potencia de un aerogenerador. La rugosidad se puede calcular con la ecuación (2):

$$\alpha = \frac{\log\left(\frac{v_i}{v_0}\right)}{\log\left(\frac{z_i}{z_0}\right)} \quad (2)$$

La velocidad sigue la ley exponencial de Hellman y con la rugosidad del terreno existen diferentes variaciones de la velocidad del viento dependiendo de la altura. En el caso del mar, se puede obtener

una velocidad del viento mayor a menor altura que en una ciudad debido a la menor rugosidad y presencia de edificios u objetos. Como podemos ver en la figura 12 a continuación:

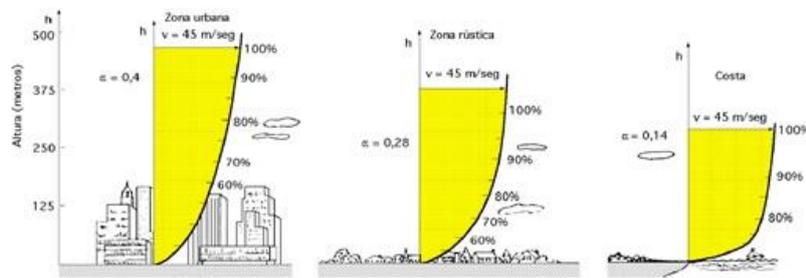


Figura 12. Variación de la velocidad del viento (capa límite). Fuente (UPV).

5.3.- DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

Para estimar la productividad energética de un aerogenerador no es suficiente con conocer la velocidad media del viento en un lugar. La velocidad del viento está en constante cambio, por ello, es necesario establecer un modelo matemático de las frecuencias de la velocidad del viento. Para obtener estas frecuencias se hace una distribución de probabilidad llamada Weibull, esta forma es la que más se aproxima a la frecuencia de distribución de velocidades medias del viento del histograma.

$$f(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right] \quad (3)$$

Queda determinada por los siguientes parámetros:

- A : es el factor escala, expresado en m/s, relacionado directamente con la velocidad media. Los diferentes colores de las curvas de la Figura 13 representan las distintas velocidades medias.
- k : es el factor forma, adimensional, que condiciona la simetría de la distribución. Representa la dispersión de la velocidad en torno a la velocidad media, si k aumenta, la dispersión en torno al valor medio de la velocidad también lo hace. Para valores cercanos a 1 corresponden distribuciones muy asimétricas, mientras que para valores $k > 2-3$ corresponden distribuciones simétricas. Se puede observar en la figura 13.

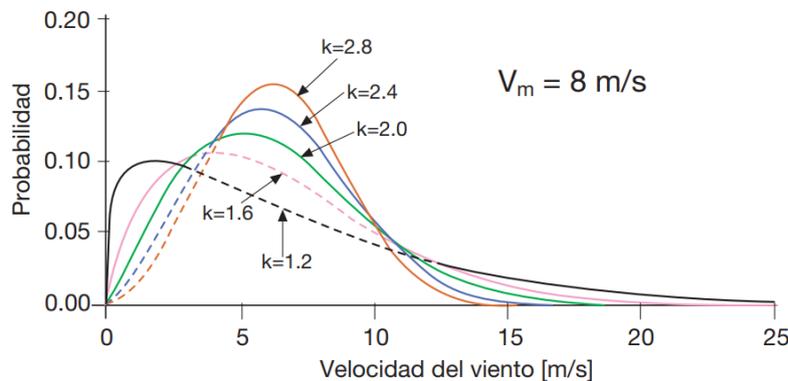


Figura 13. Curvas de Weibull para diferentes valores de k . Fuente (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas).

6.- PARÁMETROS DE CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA

6.1.- CÁLCULO DE LA POTENCIA DISPONIBLE Y LA EXTRAÍDA POR UN AEROGENERADOR

Se puede definir la potencia disponible del viento como la energía disponible en el fluido en movimiento antes de interactuar con las palas del aerogenerador.

La energía disponible se puede calcular mediante esta ecuación:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 (4)$$

Donde:

- ρ corresponde a la densidad del aire cuyo valor es 1,225kg/m³.
- A es la superficie del viento barrida por las palas del aerogenerador.
- v velocidad media del viento. Está elevada al cubo porque es la variable más importante en cuanto a la determinación de la potencia.

La ley de Beltz nos permite calcular la máxima potencia extraíble de una corriente de aire a partir del coeficiente de potencia. Esta fórmula es la siguiente:

$$P_{extraible} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot Cp = P_{disp} \cdot Cp (5)$$

El coeficiente de potencia (Cp) se define como el coeficiente entre potencia extraíble y potencia incidente. Representa el porcentaje de energía del viento aprovechable, su valor máximo actualmente es de 0,593 (59,3%). Depende de las turbulencias, desviación de la dirección del viento, del aerogenerador y las pérdidas por rozamiento, entre otras pérdidas.

6.2.- POTENCIA ÚTIL GENERADA

La potencia útil que se genera para ser vertida a la red eléctrica tiene el nombre de potencia útil y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$P_{útil} = \eta_{aux} \cdot \eta_e \cdot \eta_m \cdot Cp \cdot \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3 (6)$$

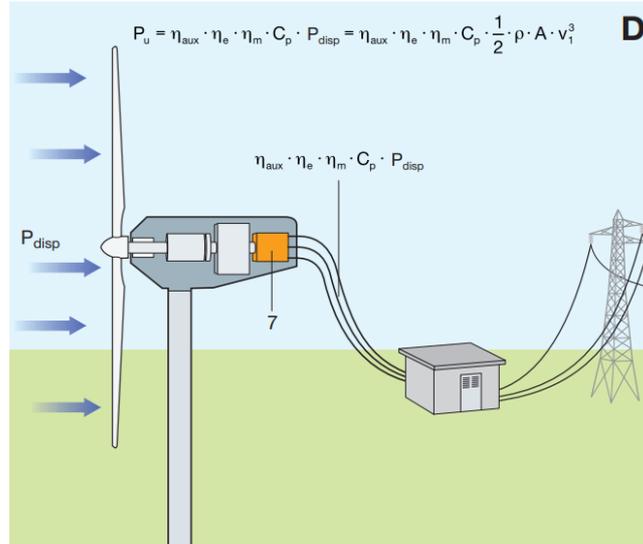


Figura 14. Esquema de producción de potencia eléctrica de un aerogenerador. Fuente (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas).

6.3.- VELOCIDAD ESPECÍFICA (TSR)

La velocidad específica TSR, Tip-Speed-Ratio, sirve para comparar el funcionamiento de máquinas eólicas diferentes es un término específico que sustituye al número de revoluciones por minuto n del rotor.

$$\lambda = \frac{R_{turbina} \cdot \omega_{turbina}}{v_{viento}} \quad (7)$$

En la siguiente figura 15 se clasifican los distintos tipos de aerogeneradores, explicados en el siguiente apartado, en función de la relación C_p -TSR.

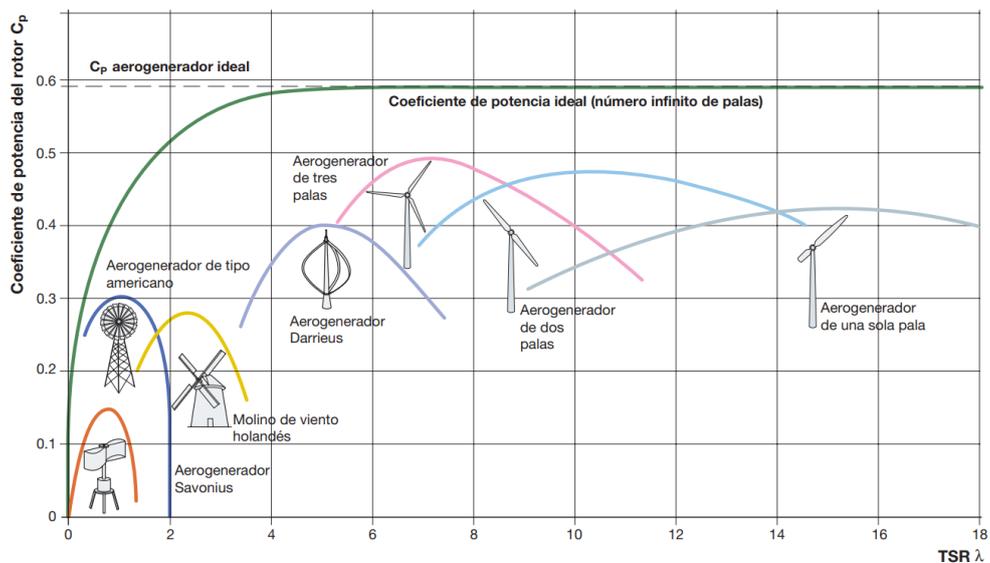


Figura 15. Clasificación de aerogeneradores según la relación C_p -TSR. Fuente (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas).

6.4.- CURVA DE POTENCIA

La curva de potencia representa la potencia eléctrica de un aerogenerador a diferentes velocidades del viento. Este parámetro es relevante y suele ser facilitado por el fabricante de cada aerogenerador en su comercialización. En la figura 16 se muestra la representación de una curva de potencia con datos reales de un fabricante.

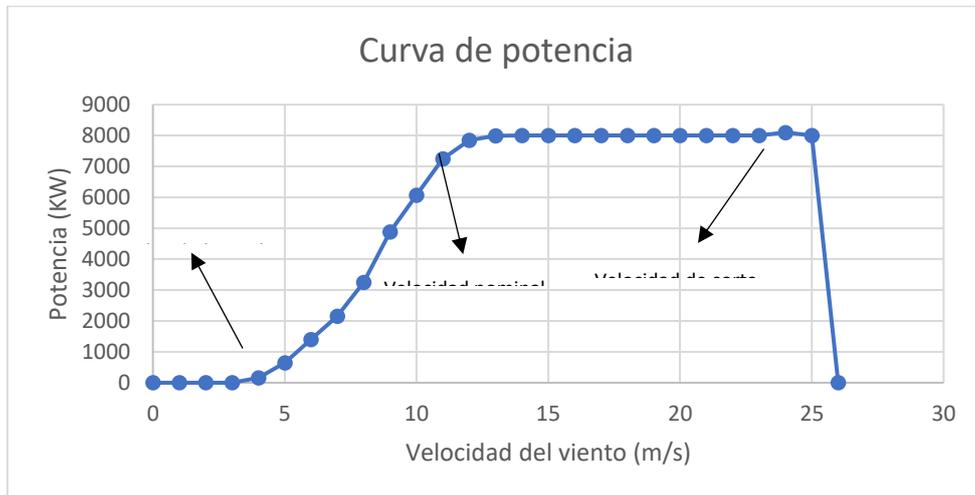


Figura 16. Curva de potencia de un aerogenerador de 8MW. Fuente elaboración propia a partir de datos de (windeurope, 2022).

Los siguientes parámetros determinan la curva de potencia:

- **Velocidad inicial:** Se trata de la velocidad a la cual el aerogenerador empieza a generar potencia y por tanto energía. Antes de alcanzar esta velocidad el aerogenerador se encuentra parado ya que el rotor no se mueve y no es capaz de producir energía.
- **Velocidad Nominal:** Velocidad a partir de la cual el aerogenerador genera la potencia nominal, es decir, la máxima potencia.
- **Velocidad de corte:** Es en la cual se activa el sistema de frenado hasta detener el giro del rotor para que el aerogenerador no pueda sufrir daños. Provoca que la energía sea 0.

Estudio comparativo de la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico marino flotante en diferentes localizaciones de la costa mediterránea.

7.- CONCEPTOS Y FUNDAMENTOS DE LA TECNOLOGÍA EÓLICA

7.1.- PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN AEROGENERADOR

Un aerogenerador o turbina eólica transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica sin usar combustible, pasando por el estadio intermedio de conversión a energía mecánica de rotación a través de las palas.

Como dice el (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas), los aerogeneradores se pueden clasificar de dos maneras en función de las fuerzas que utiliza como motriz. Como podemos ver en la Figura 17, a continuación:

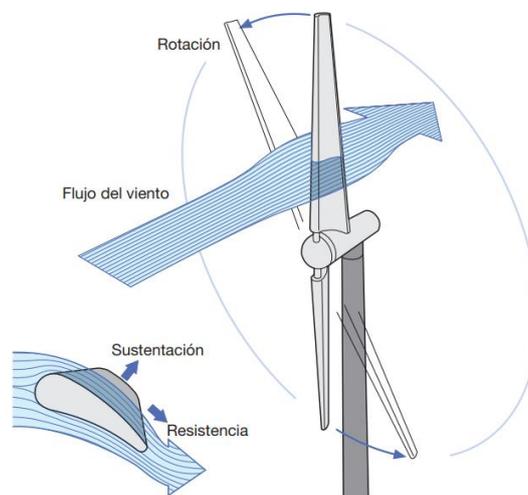


Figura 17. Principios de resistencia y sustentación de un aerogenerador. Fuente (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas).

- De sustentación: Este es el uso más extendido actualmente. El viento circula por ambas caras de la pala y produce presión en la cara inferior y depresión en la cara posterior, esto produce el fenómeno llamado sustentación aerodinámica. Por ejemplo, el aerogenerador darrieus.
- De resistencia: Este uso está menos extendido. La fuerza del viento es perpendicular a la de sustentación y no circula por las dos caras de las palas. Un ejemplo sería el aerogenerador savonius.

7.2.- TIPOS DE AEROGENERADORES

En función de la tecnología de construcción se dividen en:

- **Aerogeneradores de eje vertical:** Este tipo es el menos utilizado y existen 3 tipos de ellos:
 - Savonius: Se trata de un aerogenerador lento con poca eficiencia, solo utilizable con vientos de poca intensidad y con necesidad de un dispositivo mecánico para el paro del dispositivo. En cambio, es poco ruidoso. Su uso solo es válido para instalaciones de poca potencia.



Figura 18. Aerogeneradores savonius. Fuente (archiexpo.es, s.f.).

- Darrieus: Este otro es un aerogenerador “rápido”, su eficiencia también es relativamente baja. Es capaz de funcionar incluso con vientos turbulentos y es poco ruidoso, pero este es incapaz de arrancar por sí solo.



Figura 19. Aerogenerador darrieus. Fuente (es.wind-turbine-models.com, 2022).

- Darrieus-savonius: Se combinan los dos tipos mencionados anteriormente para aprovechar al máximo los beneficios de cada uno de ellos.



Figura 20. Aerogenerador darrieus-savonius. Fuente (es.wind-turbine-models.com, 2022).

- **Vórtice:** Es un aerogenerador apoyado en la resonancia Aero elástica. Por medio del fenómeno de aparición de vórtices llamado Vortex Shedding, aprovecha la energía eólica. Se trata de un prototipo en desarrollo, pero con un buen rendimiento.



Figura 21. Aerogenerador de vórtice. Fuente (efeverde.com, 2015).

- **Aerogeneradores de eje horizontal:** Este tipo es el más habitual. Según la posición del rotor se pueden clasificar 2 tipos:
 - **Barlovento:** Se llaman así porque el rotor alcanza antes el rotor que la torre (ver figura 22). Presentan más eficiencia que los aerogeneradores de sotavento, ya que no presentan interferencias aerodinámicas con la torre. En cambio, tienen el inconveniente de no alinearse automáticamente con relación al viento, por lo que necesitan una aleta direccional o un sistema de orientación.
 - **Sotavento:** Este tipo de aerogeneradores se alinean automáticamente y son más resistentes a fuertes vientos. Presentan un efecto negativo en la interacción torre-rotor, es menos eficiente. (figura 22).

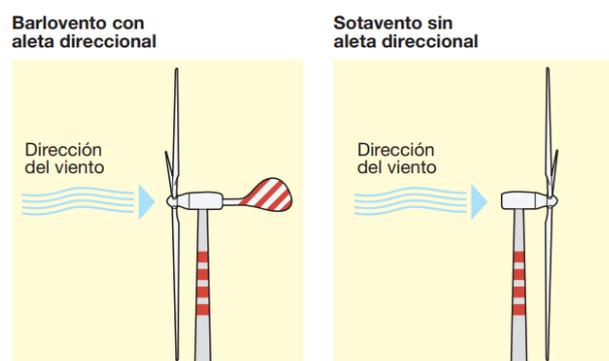


Figura 22. Aerogenerador barlovento y sotavento. Fuente (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas).

El aerogenerador de eje horizontal de tres palas es el modelo más generalizado, aunque existen modelos de dos palas y de una sola pala, como podemos ver en la figura 22. Según el número de palas, existen 4 tipos:

- **Monopala:** Estos aerogeneradores alcanzan mayores velocidades que los siguientes. Cuantas menos palas mayor velocidad y disminuye su coste. Las desventajas es el acorte de su vida útil debido a que se fuerza mucho su estructura y hace mucho ruido por la velocidad de rotación.

- **Bipala:** Tienen una velocidad de rotación menor que el anterior, aunque mayor que el tripala, lo cual es una ventaja. Pero como desventaja generan mayor tensión en la estructura, y debido a su alta velocidad, producen más ruido.
- **Tripala:** Este es el más utilizado para la generación de energía eléctrica. Gracias a su momento de inercia presentan un giro más delicado y con menos vibraciones, además presentan una disminución del impacto visual.



Figura 23. Aerogeneradores monopala, bipala y tripala. Fuente (energiaeolicaparatodoslospublicos, 2015).

- **Multipala:** Presentan una baja velocidad de giro que hace que sean ideales para el bombeo de agua, en la siguiente figura 24 se puede ver la representación de este tipo.



Figura 24. Aerogenerador multipala. Fuente (ecol-a-t.blogspot.com, 2012).

7.3.- COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR

En resumen, los principales componentes que constituyen un aerogenerador de eje horizontal tripala, que es el más utilizado, son los siguientes numerados del 1 al 18 y representados sobre la figura 25 :

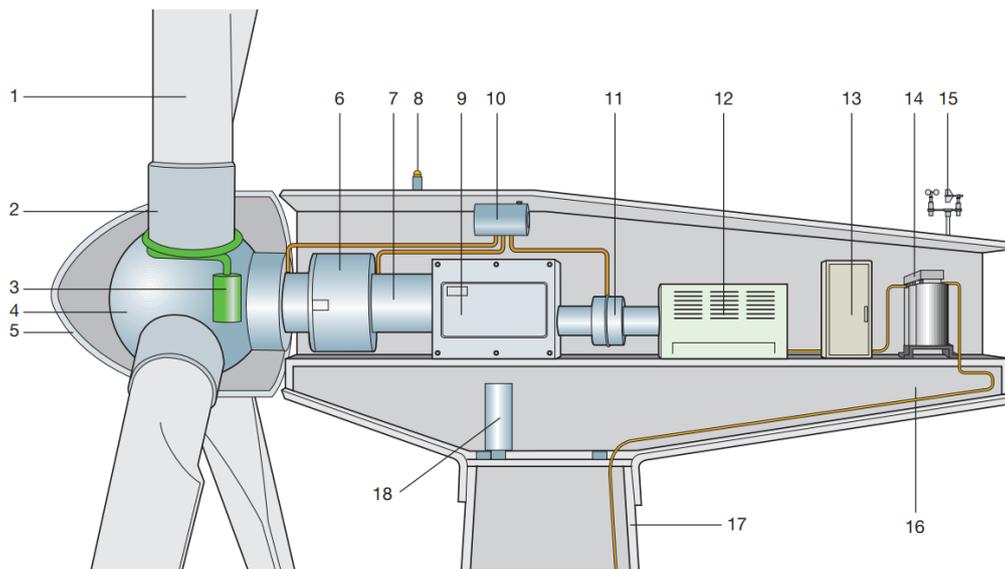


Figura 25. Principales componentes de un aerogenerador. Fuente (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas).

- 1. Palas:** Se encuentran en contacto directo con el viento y son las encargadas de transmitir la potencia del viento al buje. Es importante diseñar el extremo de la pala con el fin de tener una buena sustentación y una baja resistencia aerodinámica. Las palas se fabrican con materiales ligeros, como son los plásticos reforzados con fibra, con buenas propiedades de resistencia al desgaste mientras que en las palas más grandes se utiliza fibra de carbono para soportar mayor carga crítica. Las palas y el buje central conforman el rotor.
- 2. Soporte de la pala:** Elemento que une la pala y el buje.
- 3. Actuador del ángulo de paso:** Varía la posición y orientación del rotor.
- 4. Buje:** Se trata de la pieza que une las palas con el eje principal y transmite la potencia del viento. Suele ser de acero o de fundición y se clasifican en tres tipos, ver figura 26:
 - Rígido: La posición de las palas es fija en relación con el eje. Es el más utilizado en los aerogeneradores de tres palas.
 - Basculante: Se diseña para reducir las cargas aerodinámicas desequilibradas transmitidas al eje, típicas de los rotores bipala, modifica el ángulo del rotor en la dirección perpendicular al eje principal.
 - Abisagrado: Es un híbrido entre los dos primeros modelos, se usa en aerogeneradores a sotavento para reducir las cargas de los vientos fuertes.

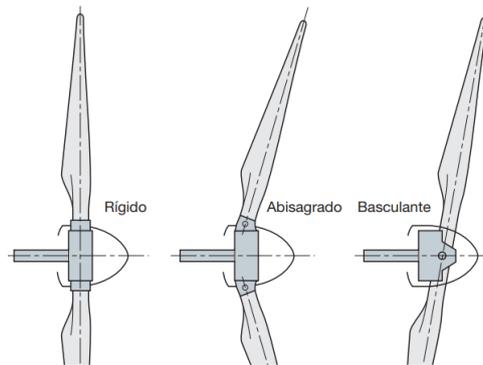


Figura 26. Tipos de buje. Fuente (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas).

5. **Cubierta:** Encargada de proteger externamente el buje.
6. Soporte principal:
7. **Eje principal:** Se trata del eje de menor velocidad y conecta el buje con el multiplicador para transferir la potencia.
8. **Luces de señalización aérea:** Dispositivo destinado a reducir el peligro para las aeronaves mediante la señalización de la presencia de obstáculos.
9. **Multiplicador:** El multiplicador tiene como misión aumentar la velocidad de rotación del rotor, para adaptarla a los valores requeridos por generadores. Se coloca entre el eje principal y un eje de transmisión al generador y divide las etapas entre el rotor que extrae la energía cinética del viento y la convierte en energía cinética y el generador eléctrico que convierte la energía mecánica en eléctrica.

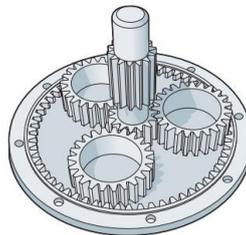


Figura 27. Multiplicador de un aerogenerador. Fuente (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas).

10. **Dispositivos hidráulicos de refrigeración.**
11. **Frenos mecánicos:** Trabajan para impedir que el rotor gire cuando el aerogenerador está fuera de servicio, además son capaces de detener el rotor en condiciones meteorológicas adversas. Los frenos mecánicos pueden ser de disco o de fricción. Pueden situarse al lado de alta velocidad del multiplicador o al de baja velocidad.
12. **Generador:** Es el elemento encargado en transformar la energía cinética en energía eléctrica. Se distinguen 2 tipos: generador asíncrono y generador síncrono.
 - Generador asíncrono: El par mecánico que actúa sobre el eje del rotor es motor y no de resistencia, el motor eléctrico asíncrono se convierte en un generador que inyecta electricidad a la red.
 - Generador síncrono: Este tipo también se llama alternador. El rotor está constituido por un electroimán de corriente continua o por imanes permanentes. La frecuencia de la

tensión inducida sobre el estator es directamente proporcional a la velocidad de rotación del rotor.

13. Convertidor de potencia y dispositivos eléctricos de control, protección y seccionamiento.

14. Transformador: Este elemento se instala para el transporte de la energía eléctrica, convierte la energía eléctrica de baja tensión en media tensión para transportarla hacia la subestación.



Figura 28. Transformador de un aerogenerador. Fuente (cvenergia.com, 2021).

15. Anemómetro y veleta: Se usan para medir la velocidad y la dirección del viento.

16. Estructura de la góndola.

17. Torre de soporte: La torre soporta la góndola, en instalaciones offshore, su altura suele ser entre 1 y 1,2 veces el diámetro del rotor. La góndola se sitúa a una altura de 0,8 veces el diámetro del rotor. Existen dos tipos; torres de acero tubulares y torres de celosía, la más común es la torre tubular como se observa en los aerogeneradores de la figura 29:



Figura 29. Aerogenerador con torre tubular. Fuente (Yepes, 2022).

18. Mecanismo actuador de la orientación: Recibe la información del anemómetro y veleta y actúa girándolo y orientándolo, para conseguir que el rotor esté siempre en una posición transversal a la dirección del viento.

7.4.- CIMENTACIÓN Y COLOCACIÓN EN ALTA MAR

7.4.1- Cimentación Fija

En la instalación de los aerogeneradores marinos su mayor dificultad es la elevación de los aerogeneradores y subestaciones por encima del nivel del mar y su fijación al fondo marino.

Existen diferentes tipos de cimentaciones en función de la profundidad a la que se vaya a instalar el aerogenerador. Como podemos ver en la figura 30, se utilizan **monopilotes** en el caso de instalaciones que se ubican por debajo de los 15 metros de profundidad, son las más sencillas compuestas por un cilindro de acero que se clava directamente en el fondo del mar. Se suelen enterrar hasta 30 metros bajo el terreno para dar estabilidad a la torre. La cimentación **de gravedad** suele ser elegido en parques en los que los aerogeneradores tengan que ser levantados unos 30 metros para superar las olas. El último sistema **Jacket** se utiliza en zonas más profundas, a partir de los 30 metros de profundidad.



Figura 30. Tipos de cimentaciones fijas en la eólica marina. Fuente (iberdrola, 2022) .

7.4.2.-Plataformas Flotantes

Los parques eólicos offshore, basados en estructuras flotantes en vez de fijas, ofrecen nuevas oportunidades y alternativas. Esto hace que se puedan utilizar emplazamientos más alejados de la

costa al permitir el despliegue de aerogeneradores en áreas marinas más extensas y profundas con un mayor potencial gracias al viento.

Entre las ventajas de la eólica marina flotante están el potencialmente bajo impacto medioambiental y las facilidades de fabricación e instalación, ya que las turbinas y plataformas flotantes pueden construirse y ensamblarse en tierra para luego ser remolcadas hasta el lugar de instalación en alta mar. Además, permiten aprovechar los fuertes vientos que soplan en las zonas más profundas, lo que mejora el rendimiento energético.



Figura 31. Aerogenerador offshore flotante. Fuente (iberdrola, 2022).

Según la fuente (iberdrola, 2022), una plataforma flotante (*Floating Offshore Wind Platform - FOWP*) es la subestructura de hormigón, de acero o híbrida sobre la que se instala el aerogenerador y le proporciona flotabilidad y estabilidad.

Los parques flotantes están formados por aerogeneradores que se colocan sobre estructuras flotantes y se estabilizan gracias a los fondeos y anclas, y a la manera en que el diseño de la estructura reparte las masas y los pesos. El proceso es el habitual: la fuerza del viento hace girar las palas y el aerogenerador convierte la energía cinética en electricidad, la cual se transporta por cables submarinos hasta una subestación marina y de ahí a una terrestre situada en la costa para, finalmente, llegar al abastecimiento de las casas a través del tendido eléctrico.

Además de flotar, los aerogeneradores deben producir la mayor cantidad de energía posible y para ello es fundamental que se mantengan estables, minimizando cualquier tipo de movimiento y asegurando un funcionamiento en condiciones óptimas.

Por este motivo hay diferentes tipos de plataformas flotantes (Barge, Semisumergibles, Spar o TLP, véase figura 32), que vamos a comentar ahora:



Figura 32. Tipos de plataforma flotante para eólica marina. Fuente (Iberdrola, 2022).

Entre los diferentes tipos de plataformas flotantes su elección depende de las condiciones del mar y los fondos marinos, los vientos de la zona, el tamaño del aerogenerador, la profundidad de los puertos y el precio de los materiales, equipos e instalación. A continuación, describimos algunos de ellos:

- **Barge:** En este tipo el tamaño de manga y eslora (largo y ancho) es sensiblemente mayor al del calado (altura). La plataforma flotante presenta mucha superficie de contacto con el agua, que es precisamente lo que le da estabilidad. Al igual que los barcos, están hechos para moverse y evitar sobreesfuerzos y tensiones en la estructura. Para minimizar esos movimientos, la plataforma suele dotarse de placas de arfado (*heave plates*), que son unas superficies que se sitúan debajo de la línea de flotación.
- **Semi-sumergible:** Este diseño busca minimizar la superficie expuesta al agua, pero siempre maximizando el volumen, que es el que realmente desplaza la masa de agua y aporta flotabilidad. La geometría ideal sería una esfera (máximo volumen con la menor superficie), pero una esfera no es práctica de fabricar, por lo que se dividen los volúmenes que otorgan flotabilidad en varios cilindros verticales que se unen mediante vigas y tirantes para crear una superficie donde instalar la turbina. Su estabilidad viene dada por su tamaño y la distancia entre ellos.
- **Spar:** En este modelo se coloca la mayor parte del peso en el punto más bajo posible para dar estabilidad. Se compone de un cilindro con mucha masa en el extremo opuesto de donde se instala la turbina para mantener la verticalidad. La geometría del cilindro le aporta la

flotabilidad mientras que la estabilidad se la da el peso en el punto más bajo. Como las turbinas son cada vez más grandes, obliga a cilindros muy largos para compensar los pesos, lo que hace esta solución muy difícil de fabricar, transportar e instalar. Este modelo está amarrado por líneas de catenaria o como en TLP anclada al fondo marino mediante línea tensionada.

- **Tensioned Legs Platform (TLP):** Este tipo es el más nuevo y el que más riesgo presenta, ya que se encuentra en desarrollo. El objetivo es reducir al máximo las dimensiones para bajar el coste de fabricación. Se utiliza una geometría en estrella de tres, cuatro o cinco brazos y se reduce al mínimo los volúmenes de cada brazo. Esta alternativa hace que el transporte y la instalación sean más fáciles y económicas.

De todo esto se puede decir que los parques eólicos flotantes se hacen por conseguir una mayor velocidad del viento y situarse lejos de la costa para minimizar el impacto visual. Además, permite que la mayor parte del trabajo se haga en el puerto y de esta forma hacer más efectivo y barato el transporte. Asumimos que los parques flotantes se instalarán a aquellas profundidades a las que las cimentaciones fijas no lleguen por motivos técnicos o económicos.

7.4.2.1.- Sistemas de anclaje de plataforma flotantes.

El anclaje de las plataformas flotantes es una de las características más importantes, puesto que es el que tiene que conseguir una estabilidad de la plataforma a pesar de un fuerte oleaje y de los fuertes vientos que se encuentran en alta mar. Podemos encontrar varios tipos:

- **En catenaria:** La principal ventaja de este sistema es su fácil y eficaz utilización en aguas de entre 200 y 350 metros de profundidad, junto con su bajo coste, lo hacen uno de los sistemas más habituales. La mayor desventaja que presenta es el impacto ambiental, debido a que el radio de la catenaria es muy elevado en comparación con la profundidad, lo que puede complicar la elección de la localización ideal.
- **Fondeos tensionados o taut mooring:** Este sistema de anclaje es muy similar al de catenarias, pero se busca reducir la huella de fondeo (superficie marina afectada) y la longitud del cable o cadena usada. Para ello se tensiona mecánicamente el cable o cadena y de esta forma además aumenta las restricciones de movimiento de la plataforma flotante. Por ejemplo, los cables de acero tienen un uso bastante extendido y presentan buenas prestaciones.
- **TLPs (Tensiones Legs Platforms):** Este sistema se trata de tendones que funcionan de una manera distinta a las catenarias tensionadas. Logran la tensión necesaria con el exceso de flotabilidad que proporciona la estructura flotante. Son muy estables y ofrecen mayores prestaciones en lugares de mayor profundidad y suponen un ahorro notable de material.

Estudio comparativo de la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico marino flotante en diferentes localizaciones de la costa mediterránea.

8.- ESTUDIO DE LA LOCALIZACIÓN DEL PARQUE EÓLICO MARINO

En este apartado se va a analizar las localizaciones óptimas para el emplazamiento de un parque eólico offshore en la costa Mediterránea. En España más de la mitad de las costas están bañadas por el Mar Mediterráneo, por eso en sus costas se pueden analizar diversas localizaciones para encontrar el emplazamiento ideal. Para ello, se analizan todas las características más importantes que influyen en la toma de decisión en la localización e implantación del parque.

8.1.- CRITERIOS A CONSIDERAR EN LA SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Los siguientes factores son necesarios para tener en cuenta para la localización ideal del parque eólico offshore.

- **La naturaleza del recurso eólico:** Este es el aspecto más importante a la hora de escoger la localización ideal para la ubicación del parque eólico. La potencia extraíble de un aerogenerador depende mayoritariamente de la velocidad del viento como hemos visto anteriormente en el apartado (5). En la siguiente figura 33 se puede ver la disponibilidad del recurso eólico en las costas de España.

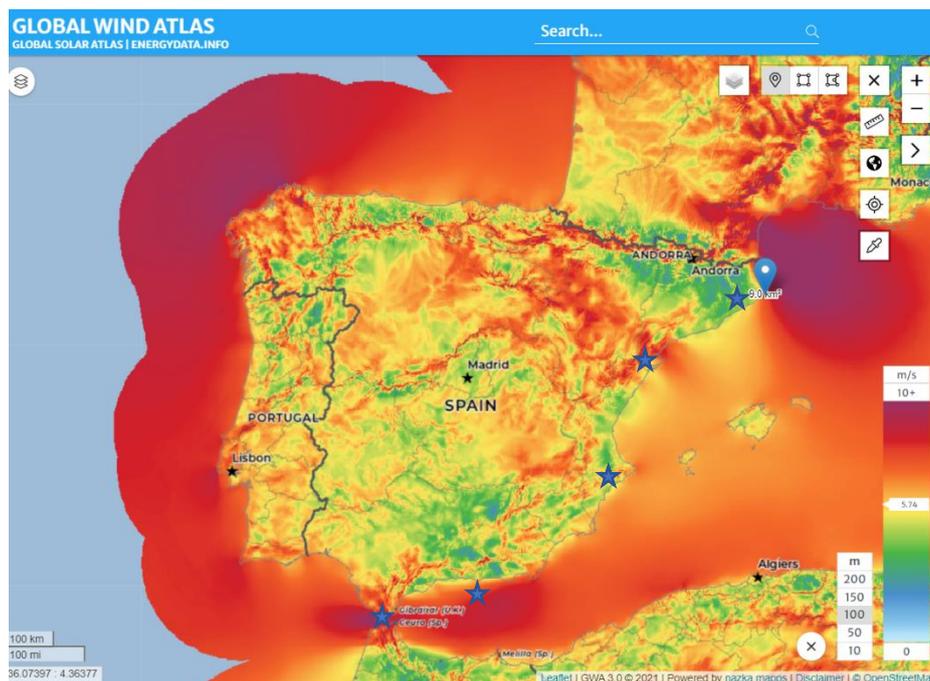


Figura 33. Disponibilidad recurso eólico. Fuente (Globalwindatlas, 2022).

En la figura 33, marcadas con una estrella, se encuentran las zonas donde existen mayores velocidades del viento, por tanto, un recurso eólico de calidad en la costa del Mediterráneo.

Costa de Girona: A partir de 8km del puerto de Palamós (Girona) podemos encontrar velocidades de más de 8,7m/s, al escoger un parque eólico flotante podemos instalarlo a más distancia de la costa, consiguiendo velocidades de hasta 10,5m/s de media alrededor de 30km del puerto de Palamós.

Delta del Ebro (Tarragona): En esa ubicación relativamente cerca del Delta del Ebro hay vientos de hasta 8,5 m/s de velocidad media. El inconveniente es que la mayor parte del espacio marino cercanos a esta ubicación son espacios protegidos.

Cabo de la nao (Alicante): En esta zona existen velocidades medias del viento entre 6m/s y 7m/s.

Golfo de Almería: Se trata de otra ubicación muy interesante con velocidades medias del viento desde 8m/s relativamente cerca de la costa hasta 10,5m/s a 30 km de esta misma.

Estrecho de Gibraltar: Se hallan velocidades de más de 11m/s en el estrecho, pero se trata de una zona con mucho

- **La batimetría y el lecho marino**: Este factor de profundidad de la costa es uno de los más importantes a la hora de la instalación de un parque eólico en el mar. Además, es uno de los principales problemas de las costas españolas. A escasos kilómetros de las costas, estas presentan una profundidad relativamente grande en comparación a otros países. Observando la figura 34 se puede ver la batimetría de la costa mediterránea. En cuanto al lecho marino, en el mediterráneo la acumulación de desechos en el fondo marino es un problema ecológico muy serio. Por estos motivos la alternativa de plataformas flotantes para la instalación offshore es eficaz e innovadora.

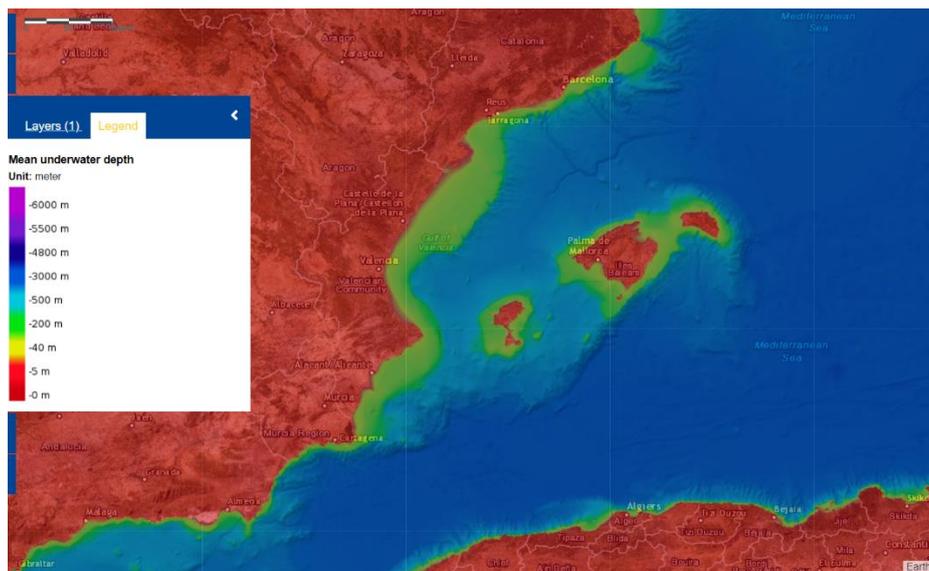


Figura 34. Batimetría costa mediterránea. Fuente (Globalwindatlas, 2022).

- **Espacios protegidos**: España es uno de los países del mundo con mayor cantidad de zonas marinas protegidas en las que la instalación del parque supondría muchos problemas tanto a nivel nacional como europeo y no podría beneficiarse de las distintas ayudas económicas. Según el ministerio para la transición ecológica, en España se pueden presentar cuatro tipos de espacios marinos protegidos.
 - ZEC: Zona especial de conservación.
 - LIC: Lugar de importancia comunitaria.
 - ZEPA: Zona de especial protección de aves.
 - AMP: Área marina protegida

En el apartado 6.4 se analizará para el objetivo de estudio en concreto y determinar la zona ideal para el emplazamiento del parque.

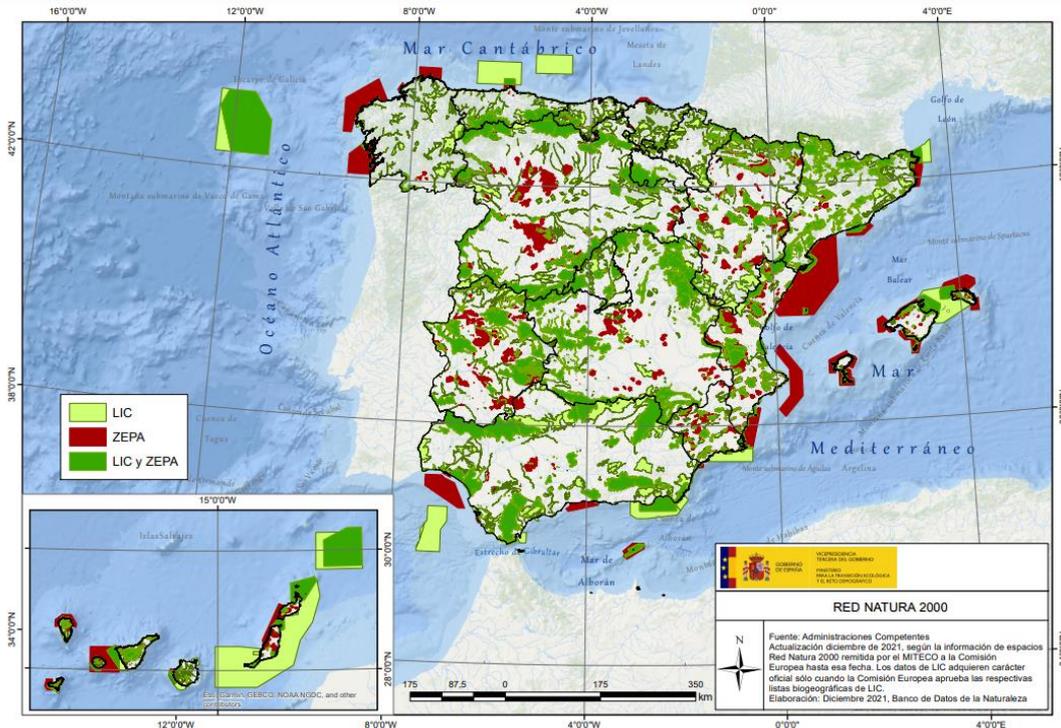


Figura 35. RED NATURA 2000, espacios protegidos en España. Fuente (miteco.gob, 2021).

- **Tráfico marino:** Este factor no es tan importante, pero hay que tenerlo en cuenta para la instalación del parque eólico para no modificar las rutas de transporte de mercancías en barco, por tanto, se instalará en una zona no muy frecuentada por barcos.

8.2.- IMPACTO VISUAL DE LOS PARQUES EÓLICOS MARINOS

Impacto de los aerogeneradores marinos en la playa.

- Modificación de corrientes marinas.
- Contaminación acústica.
- Impacto visual.

Las dos primeras consideraciones las podemos despreciar y nos centraremos en el impacto visual. En la siguiente figura 36, se observa cómo afecta el impacto visual a diferentes distancias de la costa.



Figura 36. Impacto visual de un aerogenerador desde la costa. Fuente (Iberdrola, 2022).

El impacto visual de los aerogeneradores depende principalmente de la distancia de éstos a la costa. También influye el tamaño y las características del aerogenerador, hay que considerar este factor. Otros elementos de la instalación presentan impacto como, por ejemplo, las líneas o subestación eléctrica que se encuentran en tierra junto a la costa. Se pueden disimular fácilmente camuflando estos elementos con el hormigonado de las costas mediterráneas. En condiciones climáticas ideales la instalación deja de ser visible a una distancia de 30 km-40 km, considerando 150 metros como la altura de un aerogenerador.

El impacto visual no es igual por el día que por la noche. Los aerogeneradores deben llevar unas balizas para evitar colisiones por parte de aviones o embarcaciones. Estas balizas producen destellos que aumentan el impacto visual nocturno.

8.3.- CABLES SUBMARINOS

Según el (boe, 2022), el Artículo 10 del Real Decreto 1028/2007 sobre la instalación de parques eólicos en el mar español, dice que hay que determinar los efectos causados por dicha instalación sobre los cables submarinos. Por ello, en este trabajo se va a estudiar la localización de estos cables y comprobar que no interfiere con las dos zonas donde se va a llevar a cabo el estudio. La siguiente figura 37 se representa el conjunto de cables submarinos alrededor de España.

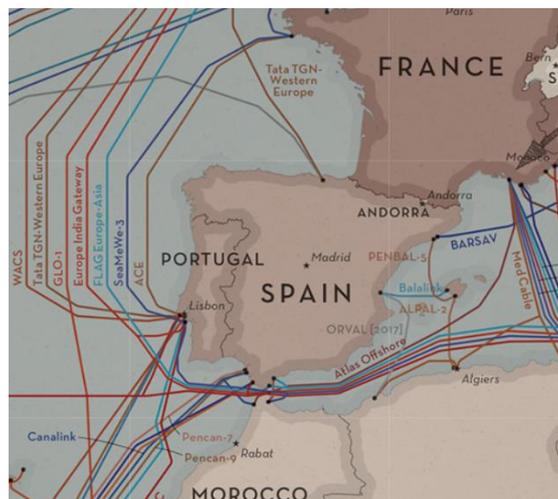


Figura 37. Mapa de cableado submarino en España. Fuente (submarinecablemap, 2022).

En las localizaciones donde se va a realizar el estudio del presente trabajo no habrá problemas con los cables submarinos puesto que no hay presencia de ellos.

8.4.- OBJETIVO DEL TRABAJO

En el apartado anterior se ha analizado los factores a considerar para la selección del emplazamiento enfocado en la costa Mediterránea. En concreto, el objetivo de este trabajo es hacer una comparación entre la instalación del parque en la costa de Girona o la instalación en la costa de Almería, en las cuales se ha analizado anteriormente con los datos generales de que son óptimas para

8.4.1.- Costa de Girona

- **Recurso eólico:** Como se ha visto en el apartado 6.2A partir de 8km del puerto de Palamós (Girona) podemos encontrar velocidades de más de 8,7m/s, si se escoge un parque eólico flotante podemos instalarlo a más distancia de la costa, consiguiendo velocidades de hasta 10,3m/s de media alrededor de 30km del puerto de Palamós.
- **Batimetría:** La profundidad en las costas españolas desciende bruscamente a escasos kilómetros de la costa. Este es uno de los principales problemas de las costas españolas, por ello una buena alternativa consiste en la eólica marina flotante.

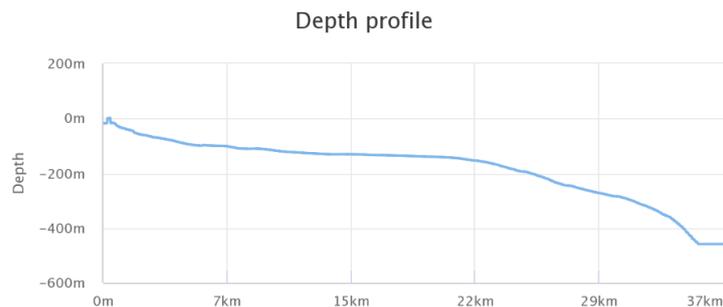


Figura 38. Perfil de profundidad Palamós (Girona). Fuente (emodnet-bathymetry.eu, 2022).

Esta imagen representa la profundidad del suelo marino desde la costa de Palamós (Girona) hasta 37km al este de esta en Mar.

- **Zona protegida:** En Girona toda la parte de costa cerca de golf de Roses y alrededores está protegida. En concreto son zonas de importancia comunitaria (LIC) y zona de especial protección de aves (ZEPA). En la circunferencia marcada en la figura 39 se observa que hacia el sur de Girona existen menos espacios protegidos y a más de 18 kilómetros de la costa tampoco hay ninguna zona de especial protección.

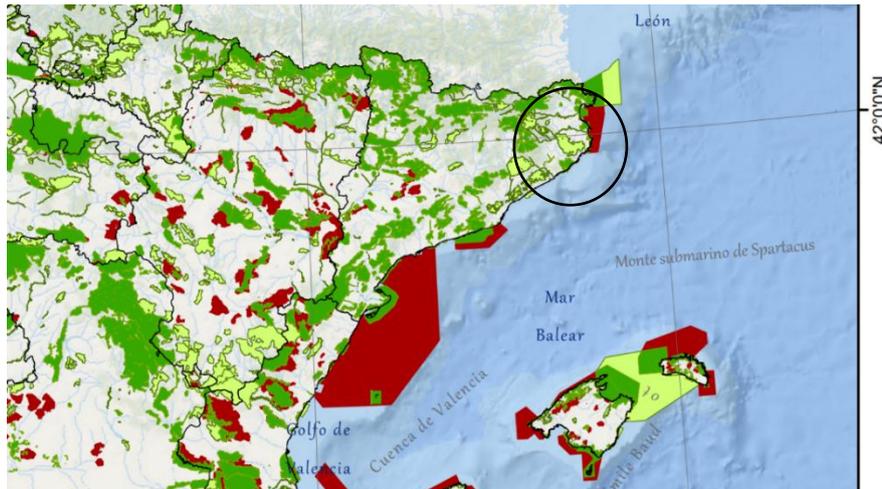


Figura 39. Espacios protegidos en Girona. Fuente (miteco.gob, 2021).

- **Trafico marino:** En la zona marcada en la figura 40 a unos 25-30 kilómetros desde la costa hay un tráfico marino menor, apenas hay rutas de navegación. Si nos acercamos a la costa se observa que el tráfico aumenta y puede suponer un problema para la instalación del parque eólico.

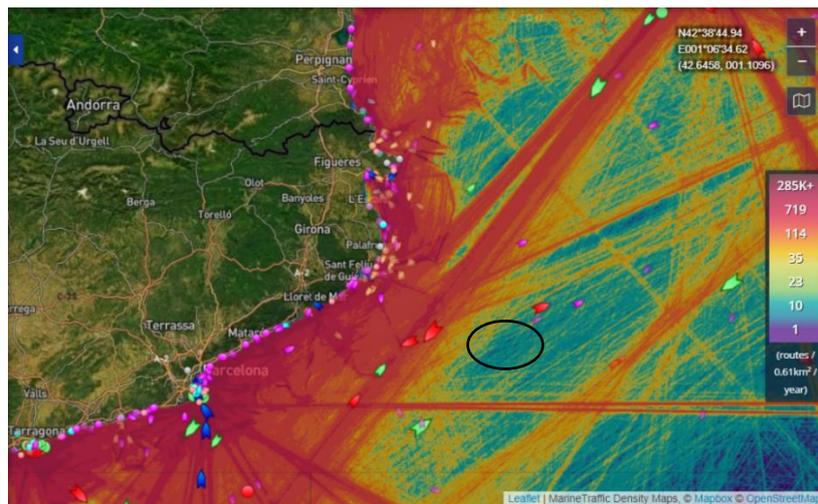


Figura 40. Trafico y rutas marinas en el Mar Balear (Girona). Fuente (marinetraffic, 2022).

8.4.2.- Costa de Almería

- **Recurso eólico:** Se trata de otra ubicación muy interesante con velocidades medias del viento desde 8m/s relativamente cerca de la costa hasta 10m/s a 30 km de esta misma.
- **Batimetría:** A escasos kilómetros de la costa estamos ante una bajada de profundidad notable al igual que en la mayoría de las costas españolas. Exactamente se trata del perfil de profundidad desde la costa de Adra.



Figura 41. Perfil de profundidad costa de Adra (Almería). Fuente (emodnet-bathymetry.eu, 2022).

- **Zonas protegidas:** Como se ha hecho anteriormente en la costa de Girona, se va a ver sobre la figura 42 en la parte de las costas de Almería la mayor parte de zona protegida se encuentra en el golfo de Almería y se trata de zona LIC y ZEPA. A la altura de la costa de Adra y al oeste no hay ninguna zona protegida relativamente cerca de la costa. La isla de Alborán, un espacio natural protegido se encuentra a aproximadamente 88 kilómetros de la costa de Adra, no supone ningún problema.



Figura 42. Zonas protegidas Mar de Alborán (Almería). Fuente (miteco.gob, 2021).

- **Trafico Marino:** Se puede ver en la imagen 43 que el puerto de Almería es un puerto comercial y por ello en prácticamente toda la zona del golfo de Almería queda repleto de rutas marinas. En cambio, en la parte cercana a la costa de Adra, al oeste de Almería, este factor no supondrá ningún problema ya que hay escasas rutas en estas zonas marcadas en la figura.

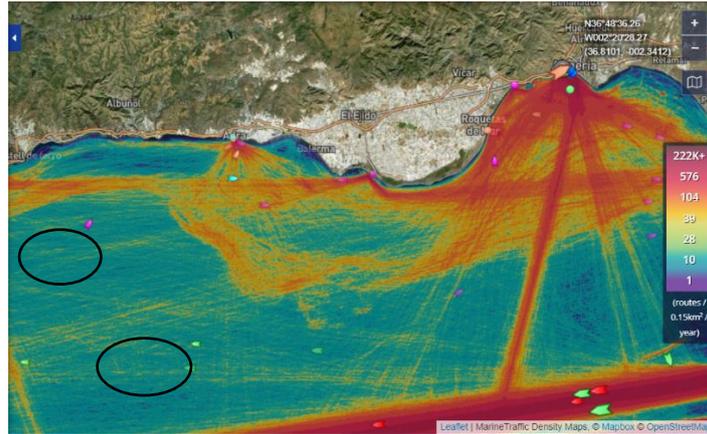


Figura 43. Trafico y rutas marinas Almería. Fuente (marinetraffic, 2022).

8.5.- PESCA

Una vez analizadas las dos posibles localizaciones para el emplazamiento del parque eólico, hay que tener en cuenta las zonas de pesca como dice el Artículo 10 del Real Decreto 1028/2007 (boe, 2022) sobre la instalación de parques eólicos en el mar en España. Existen varios tipos de pesca, pero en concreto la pesca de arrastre es la más destructiva para el medio marino. Por tanto, lo ideal es no localizar el parque en estas zonas para que los pescadores no tengan la necesidad de desplazarse a otro lugar con más diversidad de especies marinas y que sea más perjudicial.

8.5.1.- Costa de Girona

Cerca de la costa condiciona más la instalación del parque eólico, pero justamente a partir de una distancia de aproximadamente 30 kilómetros de la costa hay menos actividad pesquera como podemos ver en la figura 44.

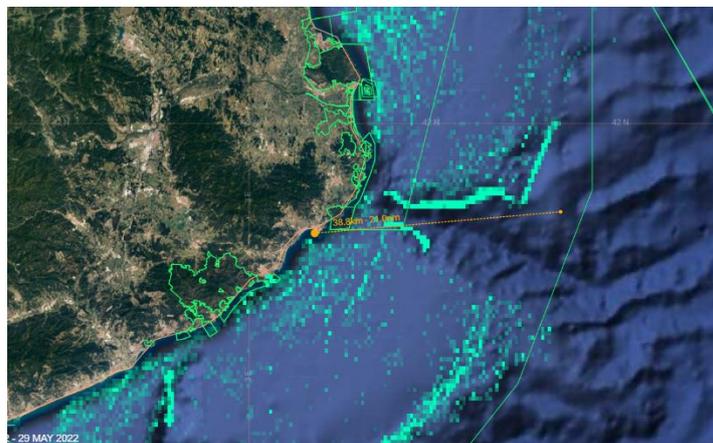


Figura 44. Mapa de actividad de pesca Girona. Fuente (globalfishingwatch, 2022).

8.5.2.- Costa de Almería

Los principales puertos de Almería son históricamente puertos de pescadores y hay una recurrente actividad pesquera hoy en día. En la figura 45 se observa que a partir de 15-20km desde la costa hay menos actividad pesquera.

Estudio comparativo de la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico marino flotante en diferentes localizaciones de la costa mediterránea.

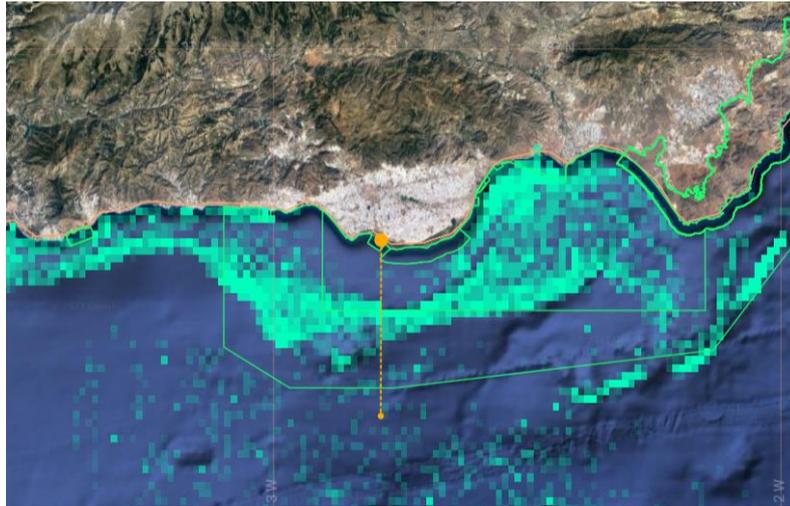


Figura 45. Mapa de actividad de pesca Almería. Fuente (globalfishingwatch, 2022).

Estudio comparativo de la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico marino flotante en diferentes localizaciones de la costa mediterránea.

9.- SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

En este apartado se van a analizar distintas alternativas y modelos de aerogeneradores para instalar en ambos parques eólicos.

9.1.- TIPO DE AEROGENERADOR

Los aerogeneradores son los componentes más importantes que conforman el parque eólico, por tanto, su correcta elección conformará un buen resultado del estudio.

Teniendo en cuenta los tipos y características de los aerogeneradores como se ha visto en el apartado 7. En función de:

- **La tecnología de construcción:** El parque a diseñar estará compuesto por aerogeneradores de tipo horizontal ya que es lo más habitual en la eólica marina y además este tipo de aerogeneradores presentan un mayor rendimiento.
- **Número de palas:** Se elegirá el aerogenerador de tres palas, debido a su mayor estabilidad que presenta menos vibraciones y además presentan una disminución del impacto visual.

9.2.- MODELO DEL AEROGENERADOR

La mayoría de los parques eólicos offshore instalados en Europa tienen una potencia media por aerogenerador de 5MW. En la actualidad existen modelos con potencia de 8MW, 10MW y hasta 15MW. Como se puede ver en la tabla 1, la mayoría de los parques instalados en el pasado no superan los 6MW de potencia unitaria por aerogenerador y los que se acercan a la actualidad tienen aerogenerador con más potencia.

Tabla 1. Comparación de distintos parques eólicos instalados en Europa. Fuente (Elaboración propia).

| | Nº de aerogeneradores | Potencia total | Potencia unitaria | Fecha de instalación |
|----------------------|-----------------------|----------------|-------------------|----------------------|
| Nombre | | MW | MW | Formato: Año |
| Irene Vorrink I | 19 | 11,4 | 0,6 | 1996 |
| Burbo bank | 25 | 90 | 3,6 | 2007 |
| Alpha Ventus | 6 | 30 | 5 | 2009 |
| Rodsand II | 90 | 207 | 2,3 | 2010 |
| London Array | 175 | 630 | 3,6 | 2013 |
| Trianel Borkum I | 40 | 200 | 5 | 2015 |
| Nordsea One offshore | 54 | 332,1 | 6,15 | 2017 |
| Merkur Offshore | 66 | 396 | 6 | 2019 |
| Hornsea 1 | 174 | 1400 | 8 | 2021 |

En la figura 46 se puede observar los mejores fabricantes de aerogeneradores en el mundo, con la capacidad instalada el año 2019, expresada en GW, distinguiendo entre instalaciones en tierra ("Onshore") y marinas ("Offshore").

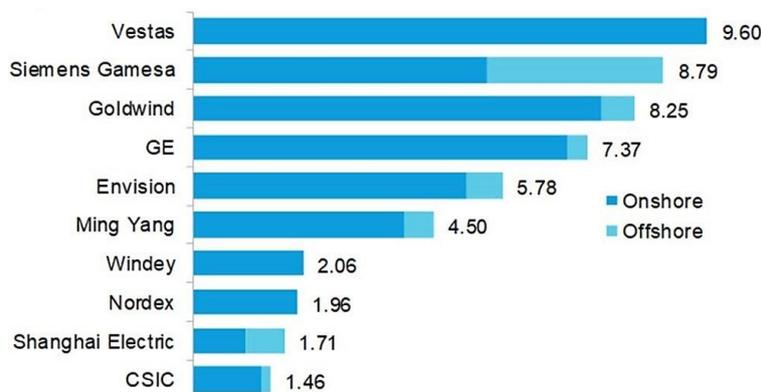


Figura 46. Potencia instalada en GW entre instalaciones en tierra y marinas de algunos de los mejores fabricantes de aerogeneradores. Fuente (blogs.publico.es, 2020).

Por ejemplo, Siemens Gamesa ofrece una de las carteras de productos más amplias del sector y actualmente cuenta con 23.000 empleados repartidos por todo el mundo y ofrece varias facetas de energía eólica: offshore, onshore y servicios. Cuenta con más de 35 años de experiencia en el sector y se ha convertido en el líder indiscutible de la tecnología offshore.

En la tabla 2 se observa que ambos modelos de diferentes fabricantes presentan características muy similares.

Tabla 2. Comparativa de modelos de aerogeneradores de distinto fabricante. Fuente elaboración propia con datos de (es.wind-turbine-models.com, 2022).

| Características/Modelo | SIEMENS GAMESA SG 8.0-167DD | VESTAS V164-8.0 |
|-------------------------------------|-----------------------------|-----------------|
| Potencia Nominal (MW) | 8 | 8 |
| Diámetro (m) | 167 | 164 |
| Altura de la góndola (m) | 92 | 105 |
| Superficie barrida(m ²) | 21900 | 21164 |
| Velocidad nominal viento (m/s) | 12 | 13 |

En el presente trabajo se va a utilizar aerogeneradores Siemens Gamesa SG 8.0-167DD, ya que disponemos de su curva de potencia y podemos asegurar que su rendimiento sea adecuado. Además, es la empresa en la que más se ha confiado mundialmente en la instalación de aerogeneradores en los parques eólicos marinos en la actualidad.

Estas son algunas características más de este aerogenerador:

- Potencia: 8MW
- Diámetro: 167m
- Clase de viento: IEC S/IB
- Área de barrido: 21900 m²
- Densidad de potencia: 2,74 m²/kW
- Número de palas: 3
- Tipo de generador: SYNC PM
- Tensión de salida del generador: 690V

En la figura 45 se representa su curva de potencia:

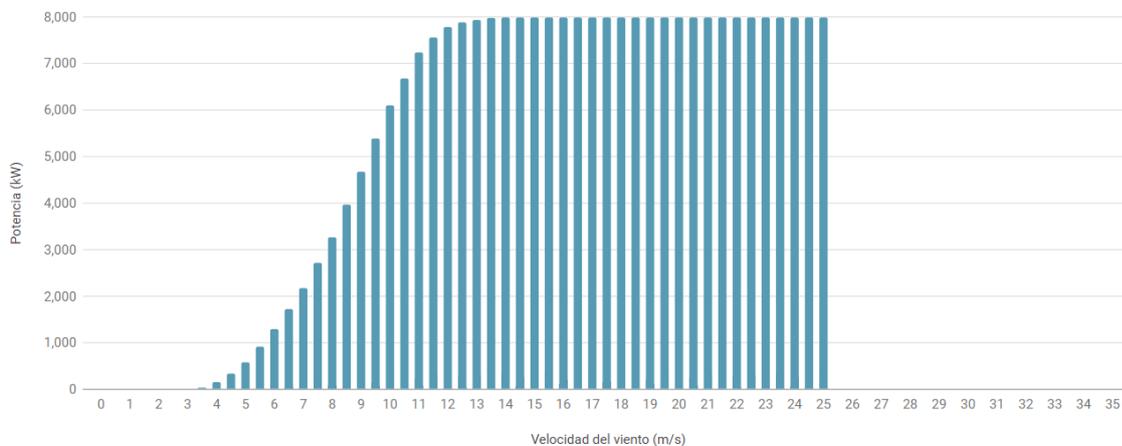


Figura 47. Curva de potencia aerogenerador Siemens Gamesa 8.0-167DD. Fuente (thewindpower.net, 2022).

9.3.- NÚMERO DE AEROGENERADORES A INSTALAR

En el presente trabajo se quiere instalar un parque eólico marino con una potencia total de 200MW. Por tanto, el número de aerogeneradores a instalar depende de la potencia deseada y del espacio marino disponible en la localización elegida para la instalación de este. Como la principal intención es instalarlo a más de 30 km de la costa, existe suficiente espacio para su instalación y se escogerá la cantidad de 25 aerogeneradores de 8MW de potencia unitaria para cumplimentar con el objetivo.

9.4.- ALTURA DE LOS AEROGENERADORES

Para determinar la altura de los aerogeneradores se debe tener en cuenta la profundidad del fondo marino y el diámetro del rotor. En este caso al tener un parque eólico alejado de la costa y con una profundidad muy grande, se instalará la torre sobre una plataforma flotante y, por tanto, la altura de esta será menor y se podrá reducir costes por esta parte.

Teniendo en cuenta que la altura respecto al nivel del mar tiene que ser superior al radio del rotor, en este caso es de R= 83,5 metros y dejar una pequeña parte de la altura para colocarlo sobre la superficie flotante. Se elegirá una altura de 100 metros respecto al nivel del mar.

10.- SELECCIÓN DEL SISTEMA DE CIMENTACIÓN

Como se ha visto en apartados anteriores una de las principales desventajas en la eólica marina en España es la profundidad del fondo marino a escasos kilómetros de la costa. Por este motivo y para aprovechar una mayor velocidad del viento en el presente trabajo se construirá un parque eólico marino flotante.

10.1.- PLATAFORMAS FLOTANTES

Al igual que en la selección de las cimentaciones fijas, la selección de la plataforma flotante adecuada dependerá de las condiciones del mar y los fondos marinos. También dependerá de los vientos de la zona, el tamaño del aerogenerador, la profundidad de los puertos, las instalaciones de fabricación o la disponibilidad y precio de los materiales y equipos. Las plataformas flotantes son la solución para instalar el parque a profundidades de más de 50 metros donde la cimentación fija deja de ser rentable.

10.2.- MODELO DE PLATAFORMA FLOTANTE

Como se ha visto anteriormente, entre los tres tipos de plataformas flotantes cada una presenta sus ventajas y desventajas. Por ello, se decide elaborar una tabla comparativa para analizar cuál será la mejor elección en este trabajo.

Tabla 3. Comparativa de plataformas flotantes. Fuente elaboración propia.

| | BODY-SPAR | TLP | SEMI-SUMERGIBLE |
|----------------------------------|-----------|-----|-----------------|
| ESTABILIDAD | ✓ | ✓✓✓ | ✓✓ |
| CONSTRUCCIÓN | ✓✓ | ✓ | ✓✓✓ |
| INSTALACIÓN | ✓ | ✓✓ | ✓✓✓ |
| OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO | ✓ | ✓✓✓ | ✓✓ |
| PROFUNDIDAD | ✓✓✓ | ✓ | ✓✓ |
| ANCLAJE | ✓ | ✓✓ | ✓✓✓ |

Teniendo en cuenta la tabla anterior comparando las características más relevantes de las plataformas flotantes se observa que la plataforma semi-sumergible es la que ofrece mayores prestaciones. Se compone de una estructura de celosía triangular con tres columnas unidas y sobre una de las estas se encuentra el aerogenerador. Su estabilidad se garantiza con el llenado de las columnas de la plataforma del lado en que incide el viento. Además, el ensamblaje de toda la estructura se realiza en puerto y posteriormente es remolcado hacia el emplazamiento donde se instala variando las condiciones de estabilidad de la estructura hasta conseguir instalarla en el lugar deseado.

Para seleccionar el modelo adecuado también es recomendable analizar económicamente las plataformas. Ya que se pretende minimizar gastos de capital (CAPEX) y gastos de operación y mantenimiento (OPEX) para lograr reducir el LCOE (coste total por MWh) al máximo.

En la figura 48 se estudia el precio de las plataformas flotantes de los fabricantes más conocidos actualmente en este sector.

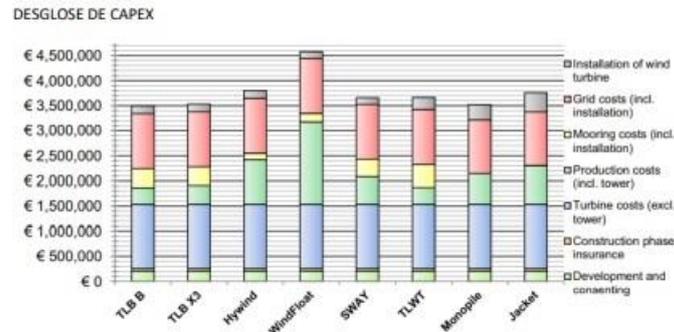


Figura 48. Costes CAPEX diferentes plataformas flotantes. Fuente (Estudio UMB Noruega).

10.3.- SOLUCIÓN DISEÑADA

Se ha realizado un modelaje de la plataforma semi sumergible para poder observar su futuro diseño aproximado. En la figura 49 se observa el modelaje realizado con Autodesk Inventor Professional y se puede ver en el Plano 1 el diseño y las medidas en detalle.

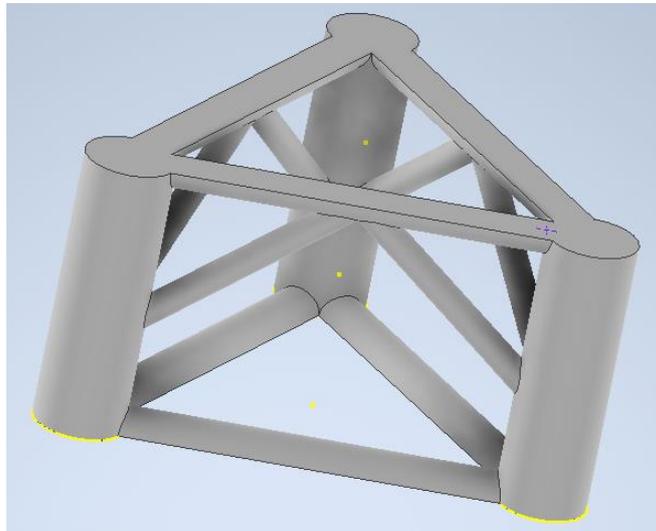


Figura 49. Diseño plataforma semi sumergible. Elaboración propia a partir de Autodesk Inventor.

El montaje de las plataformas flotantes se realizará en el puerto o en las cercanías, en un emplazamiento que se alquilará el tiempo necesario para que la plataforma sea montada y luego pueda ser transportada por el mar hasta el lugar de la localización exacta. En la figura 50 se observa una plataforma semi-sumergible al final de su construcción en el emplazamiento cerca del puerto.



Figura 50. Plataforma semi-sumergible WindFloat en un espacio dedicado a su construcción al lado del puerto. Fuente (PrinciplePower, 2022).

11.- DISTRIBUCIÓN DEL PARQUE

11.1.- DISTANCIA ENTRE AEROGENERADORES

Teniendo en cuenta la capa límite y las turbulencias del viento generadas por el giro de las palas del aerogenerador, en la dirección del viento la distancia ideal entre aerogeneradores es de 9 a 12 veces el diámetro y en la dirección perpendicular al viento, una distancia entre 2 a 4 diámetros. Se escoge un término medio para aprovechar el viento óptimo, 10 diámetros en la dirección del viento y una distancia de 3 diámetros en la dirección perpendicular a este.

Esto significa, teniendo en cuenta que el diámetro del rotor es de 167 metros, que se considera una distancia de 1670 metros entre aerogeneradores en la dirección del viento y en la dirección perpendicular de este será de 501 metros.

11.2.- DISPOSICIÓN DE LOS AEROGENERADORES EN LA ZONA Y ORIENTACIÓN

Para la distribución de los 24 aerogeneradores de este estudio optimizando al máximo el espacio y la eficiencia se utilizará una disposición en tresbolillo teniendo en cuenta la distancia entre aerogeneradores que se han visto en el apartado anterior. Por tanto, en la figura 51 se puede observar la disposición de los aerogeneradores respecto a la distancia de la costa y las distancias entre ellos, sin tener en cuenta la orientación de estos.

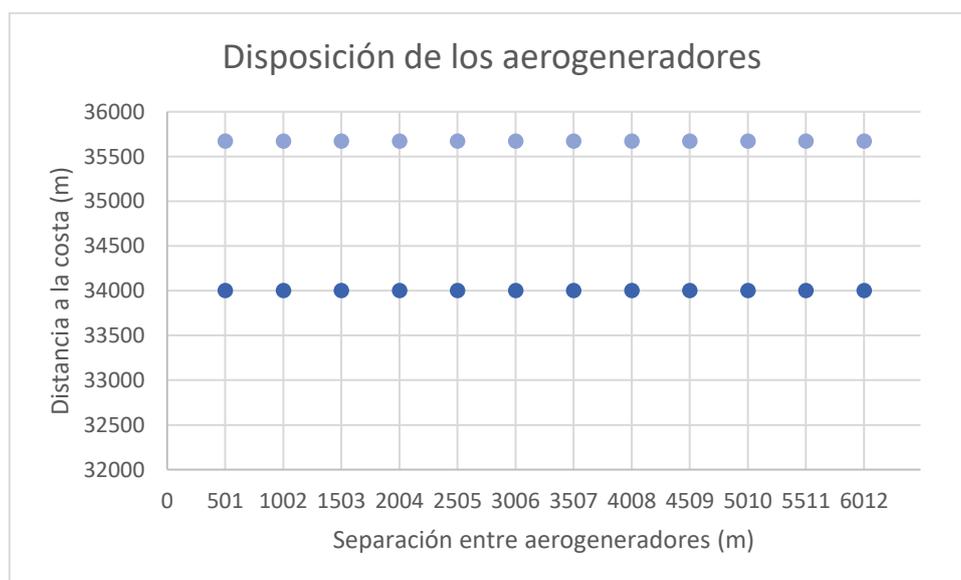


Figura 51. Disposición óptima de los aerogeneradores. Fuente elaboración propia.

El parque ocupará de ancho 1670 metros, mientras que de largo presenta 5511 metros entre el primer y el último aerogenerador, por tanto, ocupa una superficie en el mar de 9,203 km² aproximadamente.

11.3.- LOCALIZACIÓN EXACTA

Ya disponemos de las distancias y disposición de los aerogeneradores. La superficie aproximada necesaria es de 9,20 km². En este punto se distribuirá el parque en la localización ideal en las dos zonas de estudio de este trabajo teniendo en cuenta estos factores.

Además, para encontrar la localización óptima se desea conocer la velocidad media del viento y la dirección predominante de este, para ello se hará uso de la Rosa de los vientos que muestra la distribución de la velocidad y la dirección del viento en un lugar seleccionado.

11.3.1.- Mar balear (Girona)

El estudio de la rosa de los vientos se realiza para saber cuál es la dirección de este en la zona seleccionada. En el Mar balear a 35 kilómetros de la costa aproximadamente donde se va a instalar el parque, presenta la rosa de los vientos de la siguiente forma representada en la figura 52.

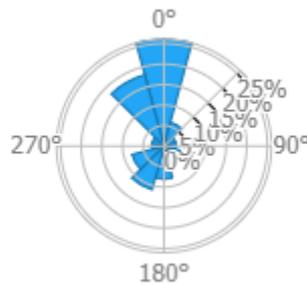


Figura 52. Rosa de los vientos Girona. Fuente (Globalwindatlas, 2022).

En este caso, presenta mayoritariamente una dirección predominante de mayor concurrencia que es hacia 0°, es decir, al norte. Se orientan los aerogeneradores en esta dirección hacia el norte. Utilizando la distribución vista anteriormente y con la orientación hacia el norte, se instalarán los aerogeneradores de forma que aprovechen los vientos a mayores velocidades y no produzcan interferencias entre ellos.

En la figura 53, mediante una imagen por satélite se indica la zona se indica la ubicación exacta del parque eólico y la superficie que va a emplear. Se ubica teniendo en cuenta todas las condiciones analizadas en los apartados anteriores y por supuesto la orientación predominante del viento.



Figura 53. Localización exacta del parque eólico en la costa de Palamós (Girona). Elaboración propia a partir de (Googlemaps, 2022).

11.3.2.- Mar de Alborán (Almería)

Al igual que en la zona anterior, se estudia la rosa de los vientos, para determinar la dirección predominante se observa la figura 54.

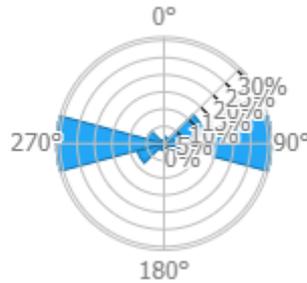


Figura 54. Rosa de los vientos Almería. Fuente (Globalwindatlas, 2022).

En el Mar de Alborán la dirección predominante del viento es más concurrente a 270°, dirección Oeste. Por ello los aerogeneradores se van a orientar al Oeste utilizando la distribución vista anteriormente y aprovechar las mayores velocidades del viento y generar mayor energía.

La siguiente figura 55, muestra una imagen por satélite, sobre ella se indica la zona se indica la ubicación exacta del parque eólico y la superficie que va a emplear. Se ubica teniendo en cuenta todas las condiciones analizadas en los apartados anteriores y por supuesto la orientación predominante del viento.



Figura 55. Localización exacta del parque eólico en la Costa de Adra (Almería). Elaboración propia a partir de (Googlemaps, 2022).

12.- ENERGÍA GENERADA TOTAL

12.1.- Energía generada en el Mar balear (Girona)

Mediante los cálculos realizados y explicados en el anejo 2, se presenta la tabla 4 a continuación, en la cual se va a mostrar la energía generada tanto por un solo aerogenerador como por el parque completo.

Tabla 4. Energía generada en el Mar Balear. Fuente elaboración propia.

| 1 aerogenerador | | | |
|---|----------------|------------------------------|----------------|
| Energía bruta generada | | Energía neta generada | |
| Energía bruta total | 34.094,12 MWh | Energía neta total | 28.980 MWh |
| Horas equivalentes | 17047,06 horas | Horas equivalentes | 14490 horas |
| Factor de carga | 1,95 | Factor de carga | 1,65 |
| Parque completo (24 aerogeneradores) | | | |
| Energía bruta generada | | Energía neta generada | |
| Energía bruta total | 818.358,93 MWh | Energía neta total | 695.520,09 MWh |
| Horas equivalentes | 17047,06 horas | Horas equivalentes | 14490 horas |
| Factor de carga | 1,95 | Factor de carga | 1,65 |

12.2.- Energía generada en el Mar de Alborán (Almería)

Al igual que en la costa de Girona en la siguiente tabla 5 se va a mostrar la energía generada tanto por un solo aerogenerador como por el parque completo en este caso en la localización en el Mar de Alborán.

Tabla 5. Energía generada en el Mar de Alborán. Fuente elaboración propia.

| 1 aerogenerador | | | |
|---|----------------|------------------------------|----------------|
| Energía bruta generada | | Energía neta generada | |
| Energía bruta total | 35.887,91 MWh | Energía neta total | 30.504,72 MWh |
| Horas equivalentes | 17943,95 horas | Horas equivalentes | 15252,36 horas |
| Factor de carga | 2,05 | Factor de carga | 1,74 |
| Parque completo (24 aerogeneradores) | | | |
| Energía bruta generada | | Energía neta generada | |
| Energía bruta total | 861.309,78 MWh | Energía neta total | 732.113,32 MWh |
| Horas equivalentes | 17943,95 | Horas equivalentes | 15252,36 |
| Factor de carga | 2,05 | Factor de carga | 1,74 |

Estudio comparativo de la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico marino flotante en diferentes localizaciones de la costa mediterránea.

13.- ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA

Por último, se realizará un estudio de la viabilidad económica del parque eólico en ambas localizaciones. Se hará una fragmentación estimada de los costes y posteriormente se calcularán los ingresos estimados que se obtendrán, de esta forma el estudio será lo más semejante a la realidad.

13.1.- COSTES

En este apartado se va a realizar una estimación de los costes totales del proyecto. Para ello, se va a fragmentar los costes para analizar los costes de cada parte del proyecto. Se estudiarán los costes de: aerogeneradores, plataformas flotantes, desarrollo y gestión de proyectos, subestaciones y cableado, instalación y puesta en marcha, operación, mantenimiento y servicio y desmantelamiento. Los costes se calcularán con relación a la potencia total instalada del parque en MW, el número de aerogeneradores y la vida útil del proyecto. Para hacer una estimación adecuada, los costes unitarios se basan en (Sciencedirect, 2014) y (Guidetoanoffshorewinfarm, 2021).

13.1.1.- Costes de los aerogeneradores

Se estiman los costes de todas las partes del aerogenerador, así como de montaje instalación y puesta en marcha. Con ello se determina el coste total estimado de los aerogeneradores que componen el parque.

Tabla 6. Costes de los aerogeneradores. Fuente elaboración propia.

| Código | Unidades | Descripción | Cantidad (MW) | Precio unitario (€) | Total (€) |
|-------------|-----------|--|---------------|---------------------|-----------------------|
| 1.1 | MW | Góndola | | 475.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 475.000,00 | 91.200.000,00 |
| 1.2 | MW | Rotor | | 225.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 225.000,00 | 43.200.000,00 |
| 1.3 | MW | Torre | | 70.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 70.000,00 | 13.440.000,00 |
| 1.4 | MW | Otros (Montaje, instalación...) | | 340.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 340.000,00 | 65.280.000,00 |
| 1 | MW | Aerogeneradores (Completo) | | 1.110.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 1.110.000,00 | 213.120.000,00 |

13.1.2.- Costes de las plataformas flotantes

Para estimar este coste se utilizará el coste por cada unidad de aerogenerador. Como se ha visto en apartados anteriores el parque consta de 24 aerogeneradores y por tanto se estimará el coste por unidad y total de cada plataforma. Tomando como referencia datos de la plataforma semi-sumergible Windfloat como su peso, material y tiempo de fabricación para estimar costes.

Tabla 7. Costes de las plataformas flotantes. Fuente elaboración propia.

| Código | Unidades | Descripción | Cantidad (MW) | Precio unitario (€) | Total (€) |
|-------------|-----------|---------------------------------------|---------------|---------------------|-----------------------|
| 2.1 | Ud | Material | | 2.500.000,00 | |
| Total.....: | | | 24 | 2.500.000,00 | 60.000.000,00 |
| 2.2 | Ud | Fabricación y producción | | 5.000.000,00 | |
| Total.....: | | | 24 | 5.000.000,00 | 120.000.000,00 |
| 2 | Ud | Plataforma flotante (Completa) | | 7.500.000,00 | |
| Total.....: | | | 24 | 7.500.000,00 | 180.000.000,00 |

13.1.3.- Costes de desarrollo y gestión de proyectos

El desarrollo y gestión de todo el proyecto supone unos costes por varios servicios: desarrollo y consentimiento, la evaluación ambiental, la evaluación de recursos, los estudios geológicos e hidrológicos, servicios de ingeniería y consultoría y otros gastos extra para el desarrollo. Se recogen en la siguiente tabla 8 todos estos costes.

Tabla 8. Costes de desarrollo y gestión de proyectos. Fuente elaboración propia.

| Código | Unidades | Descripción | Cantidad (MW) | Precio unitario (€) | Total (€) |
|-------------|-----------|--|---------------|---------------------|----------------------|
| 3.1 | MW | Servicio de desarrollo y consentimiento | | 69.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 69.000,00 | 13.248.000,00 |
| 3.2 | MW | Evaluación ambiental | | 6.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 6.000,00 | 1.152.000,00 |
| 3.3 | MW | Evaluación de recursos | | 6.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 6.000,00 | 1.152.000,00 |
| 3.4 | MW | Estudios geológicos e hidrológicos | | 6.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 6.000,00 | 1.152.000,00 |
| 3.5 | MW | Ingeniería y consultoría | | 10.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 10.000,00 | 1.920.000,00 |
| 3.6 | MW | Otros (Gastos extra de desarrollo) | | 100.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 100.000,00 | 19.200.000,00 |
| 3 | MW | Desarrollo y gestión de proyectos | | 197.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 197.000,00 | 37.824.000,00 |

13.1.4.- Costes subestaciones y cableado

Será necesaria la instalación de una subestación terrestre y otra subestación offshore, así como el cableado enterrado dirigido hacia donde está instalado el parque. Estos costes se reflejan en la tabla 9.

Tabla 9. Costes subestaciones y cableado. Fuente elaboración propia.

| Código | Unidades | Descripción | Cantidad (MW) | Precio unitario (€) | Total (€) |
|-------------|-----------|---|---------------|---------------------|-----------------------|
| 4.1 | MW | Cable | | 250.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 250.000,00 | 48.000.000,00 |
| 4.2 | MW | Subestación en alta mar | | 139.500,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 139.500,00 | 26.784.000,00 |
| 4.3 | MW | Subestación terrestre | | 35.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 35.000,00 | 6.720.000,00 |
| 4.4 | MW | Base de operaciones | | 3.500,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 3.500,00 | 672.000,00 |
| 4.5 | MW | Cimientos plataforma aerogenerador | | 325.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 325.000,00 | 62.400.000,00 |
| 4 | MW | Subestaciones y cableado | | 752.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 752.000,00 | 144.576.000,00 |

13.1.5.- Instalación y puesta en marcha

Se estimarán los costes de la instalación de las subestaciones, aerogeneradores, plataformas, cableado y la logística en alta mar. En la tabla 10 se recogen todos ellos.

Tabla 10. Instalación y puesta en marcha. Fuente elaboración propia.

| Código | Unidades | Descripción | Cantidad (MW) | Precio unitario (€) | Total (€) |
|-------------|-----------|---|---------------|---------------------|-----------------------|
| 5.1 | MW | Instalación subestación alta mar | | 40.600,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 40.600,00 | 7.795.200,00 |
| 5.2 | MW | Construcción subestación terrestre | | 30.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 30.000,00 | 5.760.000,00 |
| 5.3 | MW | Instalación cable terrestre | | 6.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 6.000,00 | 1.152.000,00 |
| 5.4 | MW | Instalación cable en alta mar | | 358.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 358.000,00 | 68.736.000,00 |
| 5.5 | MW | Instalación plataformas flotantes | | 200.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 200.000,00 | 38.400.000,00 |
| 5.6 | MW | Instalación aerogeneradores | | 100.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 100.000,00 | 19.200.000,00 |
| 5.7 | MW | Logística en alta mar | | 4.500,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 4.500,00 | 864.000,00,00 |
| 5.8 | MW | Otros (Seguros, contingencia...) | | 200.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 200.000,00 | 38.400.000,00 |
| 5 | MW | Instalación y puesta en marcha | | 939.100,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 939.100,00 | 180.307.200,00 |

13.1.6.- Costes operación, mantenimiento y servicio

Los costes de operación, mantenimiento y servicio se relacionan con la vida útil del proyecto (20 años) regulada por (Real decreto 413/2014 , s.f.). Cada uno de estos costes se observan en la tabla 11.

Tabla 11. Costes operación, mantenimiento y servicio. Fuente elaboración propia.

| Código | Unidades | Descripción | Cantidad (Años) | Precio anual (€) | Total (€) |
|-------------|-------------|--|-----------------|------------------|----------------------|
| 6.1 | Años | Operación | | 450.000,00 | |
| Total.....: | | | 20 | 450.000,00 | 9.000.000,00 |
| 6.2 | Años | Mantenimiento y servicio | | 500.000,00 | |
| Total.....: | | | 20 | 500.000,00 | 10.000.000,00 |
| 6 | MW | Operación, mantenimiento y servicio | | 950.000,00 | |
| Total.....: | | | 20 | 950.000,00 | 19.000.000,00 |

13.1.7.- Coste desmantelamiento

El desmantelamiento refleja el coste para desmantelar todo el parque una vez acabado el tiempo de vida útil de este. Se muestran en la tabla 12.

Tabla 12. Coste desmantelamiento. Fuente elaboración propia.

| Código | Unidades | Descripción | Cantidad (MW) | Precio unitario (€) | Total (€) |
|-------------|-----------|---------------------------------------|---------------|---------------------|----------------------|
| 7.1 | MW | Desmantelamiento aerogenerador | | 53.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 53.000,00 | 10.176.000,00 |
| 7.2 | MW | Desmantelamiento de plataforma | | 170.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 170.000,00 | 32.640.000,00 |
| 7.3 | MW | Desmantelamiento del cableado | | 200.200,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 200.200,00 | 38.438.400,00 |
| 7.4 | MW | Desmantelamiento subestaciones | | 76.000,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 76.000,00 | 14.592.000,00 |
| 7 | MW | Desmantelamiento (Todo) | | 499.200,00 | |
| Total.....: | | | 192 | 499.200,00 | 95.846.400,00 |

13.1.8.- Costes totales y porcentaje fraccionado

A partir de todos los costes de cada tipo fraccionados se calcula el coste total del parque eólico con las especificaciones técnicas analizadas. El coste total se muestra en la tabla

Tabla 13. Coste total. Fuente elaboración propia.

| | | |
|--------------------|-------------------------------------|-------------------------|
| 1 | Aerogeneradores | 213.120.000,00 € |
| 2 | Plataforma flotante | 180.000.000,00 € |
| 3 | Desarrollo y gestión de proyectos | 37.824.000,00 € |
| 4 | Subestaciones y cableado | 144.576.000,00 € |
| 5 | Instalación y puesta en marcha | 180.307.200,00 € |
| 6 | Operación, mantenimiento y servicio | 19.000.000,00 € |
| 7 | Desmantelamiento | 95.846.400,00 € |
| Total.....: | | 870.673.600,00 € |

La siguiente figura 56 representa el porcentaje de cada coste del total.



Figura 56. Costes en porcentaje. Fuente elaboración propia.

13.2.- INGRESOS

Con la venta de la electricidad generada por el parque eólico se obtiene los ingresos. Para calcular estos ingresos obtenidos es necesario calcular la tarifa de exportación y para ello será necesario lo siguiente:

- Las penalizaciones.
- El promedio de precio de la electricidad de este último año.
- Las retribuciones.
- La energía generada por el parque eólica calculada en el apartado anterior.

13.2.1.- Penalizaciones

Como se cita en el ANEXO III (control del factor de potencia) de la disposición 6495 del BOE núm. 150 de 2014, Fuente: (Real decreto 413/2014 , s.f.): “A los efectos de lo previsto en el artículo 7, se establece el rango del factor de potencia obligatorio de referencia entre 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo”. En el caso de que el aerogenerador no se sitúe en ese rango se establecerá una penalización de 0,261 €/kWh, como se señala en el anexo mencionado anteriormente.

En este estudio se considerará, al tratarse de una nueva instalación sin deterioro, que todos los aerogeneradores trabajarán en el rango de factor de potencia requerido durante toda su vida útil para que no se produzcan penalizaciones. Por tanto, las penalizaciones para el cálculo de la tarifa de exportación serán de 0 €/kWh.

13.2.2.- Precio actual de la electricidad

En 2022 el precio de la electricidad ha superado máximos históricos, debido a la variación que puede tener a lo largo del año se va a tomar la media de precio mensual de 2021, ya que en 2022 hay una serie de sucesos que han disparado a máximos el precio de la electricidad.

Tabla 14. Precio mensual y media de la electricidad en los últimos 12 meses. Fuente elaboración propia.

| Precio medio de la electricidad mensual durante 2021-2022 | | | |
|--|------------------------|-----------------|------------------------|
| Mes: | Precio (€/MWh): | Mes: | Precio (€/MWh): |
| Enero 2021 | 85,73 | Julio 2021 | 92,42 |
| Febrero 2021 | 33,51 | Agosto 2021 | 105,94 |
| Marzo 2021 | 45,44 | Septiembre 2021 | 156,21 |
| Abril 2021 | 74,40 | Octubre 2021 | 204,09 |
| Mayo 2021 | 65,94 | Noviembre 2021 | 193,4 |
| Junio 2021 | 83,3 | Diciembre 2021 | 239,17 |
| Precio medio 2021-2022: | | | 114,96 €/MWh |

13.2.3.- Retribuciones

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio (BOE 10/06/2014) regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En este, se detallan una serie de retribuciones que son incentivos, es decir, dinero para fomentar y desarrollar la instalación de fuentes de energía renovable.

El Real Decreto, regula dos tipos de retribuciones:

- La retribución a la inversión: El que genera la energía recibe ingresos en función de la potencia de la instalación.
- La retribución a la operación: Se recibe las retribuciones en función de la energía generada por la instalación.

Tal y como se especifica en el artículo 2 del (Real decreto 413/2014 , s.f.), el grupo b.2 se trata de las instalaciones que utilizan como energía primaria la eólica. En este grupo se debería ir al subgrupo b.2.2 que corresponde con las instalaciones offshore. Sin embargo, no aparecen los valores de este subgrupo, por lo que se utilizará los valores del grupo b.2.1 de las instalaciones onshore.

| Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014 | | | | | | |
|--|----------|-------------|-------------------|-----------------------|---|-------------------------|
| Grupo | Subgrupo | Combustible | Rango de potencia | Subtipo de tecnología | Año de autorización de explotación definitiva | Código Instalación Tipo |
| b.2 | b.2.1 | - | P > 5 MW | - | 2014 | IT-00664 |
| b.2 | b.2.1 | - | P > 5 MW | - | 2015 | IT-00665 |
| b.2 | b.2.1 | - | P > 5 MW | - | 2016 | IT-00666 |

Figura 57. Código de instalación eólica onshore para aerogeneradores de más de 5MW. Fuente (Real decreto 413/2014, s.f.).

| Código de Identificación | Vida Útil Regulatoria (años) | Coeficiente de ajuste $C_{1,a}$ | Retribución a la Inversión Rin v 2020-2022 (€/MW) | N.º horas equivalentes de funcionamiento mínimo anual Nh 2020-2022 (h) | Umbral de funcionamiento anual Uf 2020-2022 (h) | Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para el cálculo del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%) | | |
|--------------------------|------------------------------|---------------------------------|---|--|---|--|---------|---------|
| | | | | | | 3 meses | 6 meses | 9 meses |
| IT-00663 | 20 | 0,7512 | 99.682 | 1.050 | 630 | 15% | 30% | 45% |
| IT-00664 | 20 | 0,7516 | 99.358 | 1.050 | 630 | 15% | 30% | 45% |
| IT-00665 | 20 | 0,7532 | 99.546 | 1.050 | 630 | 15% | 30% | 45% |
| IT-00666 | 20 | 0,7522 | 98.638 | 1.050 | 630 | 15% | 30% | 45% |

Figura 58. Retribución a la inversión. Fuente (Orden TED/171/2020, s.f.).

En cuanto a la retribución por operación, en la correspondiente Orden TEC/171/2020, no se hace referencia de las instalaciones eólicas. Por tanto, tomamos el dato de la Orden de 2014 que sí que hace referencia para el código IT-00666. En la figura 59 se observa que para este tipo la retribución a la operación es de 0€/MWh.

| Código de Identificación | Vida Útil Regulatoria (años) | Coeficiente de ajuste $C_{1,a}$ | Retribución a la Inversión Rin v 2014-2016 (€/MW) | Retribución a la Operación Ro (€/MWh) 2014 | Horas de funcionamiento máximo para la percepción de Ro (h) | Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo Nh (*) Anual 2014-2016 (h) | Umbral de funcionamiento Uf (*) Anual 2014-2016 (h) | Porcentajes aplicables a Nh y Uf anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%) | | |
|--------------------------|------------------------------|---------------------------------|---|--|---|---|---|--|---------|---------|
| | | | | | | | | 3 meses | 6 meses | 9 meses |
| IT-00665 | 20 | 0,7615 | 101.240 | 0,000 | - | 1.050 | 630 | 15% | 30% | 45% |
| IT-00666 | 20 | 0,7626 | 101.381 | 0,000 | - | 1.050 | 630 | 15% | 30% | 45% |
| IT-00667 | 20 | 1,0000 | 785.549 | - | - | 500 | 200 | 15% | 30% | 45% |
| IT-00668 | 20 | 0,5652 | 187.040 | - | - | 2.550 | 765 | 15% | 30% | 45% |

Figura 59. Retribución a la operación. Fuente (Real decreto 413/2014, s.f.).

13.2.4.- Tarifa de exportación

La tarifa de exportación hace referencia a los ingresos que se van a obtener por unidad de energía vendida. Esta depende del precio de la electricidad y de los parámetros estudiados anteriormente y se calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{Tarifa de exportación} = \text{Precio electricidad} + R_{inv} \times \frac{\text{Potencia}}{\text{Energía}} + R_0 - \text{Penalización} \quad (8)$$

En cada localización existe una tarifa de exportación diferente debido a la energía generada en cada ubicación. Se obtienen los siguientes resultados en la tabla 15:

Tabla 15. Tarifa de exportación en ambas localizaciones. Fuente elaboración propia.

| | Costa de Adra (Almería) | Costa de Palamós (Girona) |
|--------------------------------------|-------------------------|---------------------------|
| Energía neta generada (MWh) | 732.113,32 | 695.520,09 |
| Tarifa de exportación (€/MWh) | 140,82 | 142,19 |

13.2.5.- Ingresos anuales

El producto de la energía neta generada por la tarifa de exportación, calculada anteriormente, nos indica los ingresos anuales que se obtendrán en cada parque, como se observa en la tabla 16.

Tabla 16. Ingresos anuales en € en cada ubicación. Fuente elaboración propia.

| | Costa de Adra (Almería) | Costa de Palamós (Girona) |
|-------------------------|-------------------------|---------------------------|
| Ingresos anuales | 103.096.198 € | 98.896.001.60 € |

13.3.- FLUJOS DE CAJA

El flujo de caja es un informe financiero que refleja los ingresos y egresos de dinero durante la vida útil del proyecto, es decir, representa su capacidad para generar el efectivo necesario para cubrir sus obligaciones monetarias, como pagar las facturas de proveedores, salarios, servicios básicos...

Este estudio se realizará mediante el programa RETScreen para realizar una simulación de flujos de caja. Para ello se utiliza las especificaciones técnicas del parque, la estimación de costes y la tarifa de exportación que se ha calculado en apartados anteriores.

Para analizar como de oportuno puede ser el proyecto se emplean dos fórmulas financieras que obtendremos mediante RETScreen. Estas son:

- **VAN (Valor actual neto):** esta variable se usa cuando se quiere saber si el beneficio neto de un negocio es el adecuado durante su vida útil o si se están teniendo pérdidas.
- **TIR (Tasa interna de retorno):** se trata de la rentabilidad que va a tener la inversión, es decir, el porcentaje de beneficio o pérdida de esta.

Por tanto, el VAN y el TIR son dos herramientas para calcular la viabilidad de un proyecto, independiente de sus características o área de desempeño. Sin embargo, la diferencia radica en que el primero calcula la rentabilidad y el segundo el tiempo que la empresa tardará en recuperar la inversión inicial. Para determinar que este estudio es viable buscamos un resultado del VAN y TIR positivos, cuanto mayor sea el valor, más rentable será el proyecto.

Para calcular el VAN y el TIR con RETScreen se necesitan una serie de parámetros que se han escogido mediante un análisis de la situación económica española. La tasa de inflación en España ha oscilado entre el -0.5% y el 24.5% en los 61 últimos años. Teniendo en cuenta esto y que la tasa de inflación en España en 2021 ha sido 3,1%, la más alta desde 2011, cogemos este valor ya que en la actualidad sigue aumentando.

La tasa de descuento es la tasa de interés que sirve para calcular el valor que tienen hoy una serie de ingresos que serán recibidos más adelante. Este método es utilizado por los inversionistas para evaluar diferentes proyectos. Se considerará del mismo valor que la inflación, es decir, 3,1%.

Como se cita en el (Real decreto 413/2014 , s.f.), la vida útil del proyecto será de 20 años. Asimismo, se va a considerar que el 70% de la inversión será proporcionado por un banco y el 30% restante se trata del capital. La tasa de interés de la deuda asciende al 7%, correspondiente a una duración de 15 años.

La siguiente tabla 17 recopila todos los parámetros financieros necesarios para calcular el VAN y TIR mediante RETScreen.

Tabla 17. Parámetros financieros utilizados. Fuente elaboración propia.

| | |
|-----------------------------|---------|
| Tasa de inflación | 3,1% |
| Tasa de descuento | 3,1% |
| Vida útil del proyecto | 20 años |
| Porcentaje deuda | 70% |
| Duración de la deuda | 15 años |
| Tasa de interés de la deuda | 7% |

13.3.1.- Viabilidad en el Mar de Alborán (Almería)

Teniendo en cuenta todos los apartados para el estudio de la viabilidad económica, es decir, los costes estimados, los ingresos obtenidos y los parámetros considerados aproximados a la realidad. En la figura 60 se obtiene el flujo de caja acumulado que corresponde con el parque situado en la localización exacta en el Mar de Alborán a 33,3km de la costa de Adra.

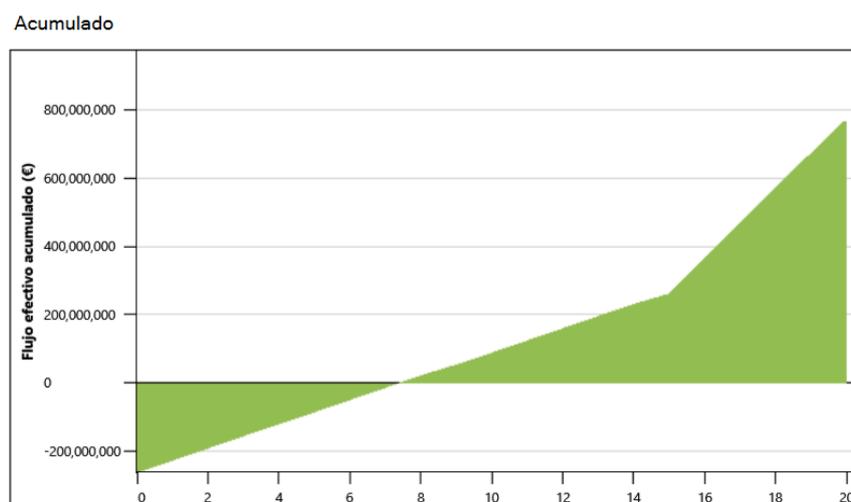


Figura 60. Flujo de caja del parque en la costa de Adra. Fuente (RETScreen, 2022).

El flujo de caja anual se puede analizar en el anejo 3 al final del trabajo. En la figura 59 se observa que, a pesar del elevado coste inicial del proyecto, con la financiación y el precio actual de la tarifa de exportación de la electricidad, es muy rentable actualmente. Los beneficios aumentan bruscamente a

partir del año 15 debido a la devolución de la deuda. Se recupera la inversión relativamente rápido ya que, en este caso, a partir del octavo año ya se recupera la inversión inicial. Se obtiene un TIR del 14.1% y un VAN de 445.424.095 €. El TIR supera doblando el 7% (% de TIR mínimo para que sea rentable) y el VAN tiene un valor positivo, por tanto, la inversión es muy rentable.

13.3.2.- Viabilidad en el Mar Balear (Girona)

Al igual que en el Mar de Alborán, se tiene en cuenta todos los apartados para el estudio de la viabilidad económica, es decir, los costes estimados, los ingresos obtenidos y los parámetros considerados aproximados a la realidad. En la figura 60 se obtiene el flujo de caja acumulado que corresponde con el parque situado en la localización exacta en el Mar Balear 33,1km del puerto de Palamós.

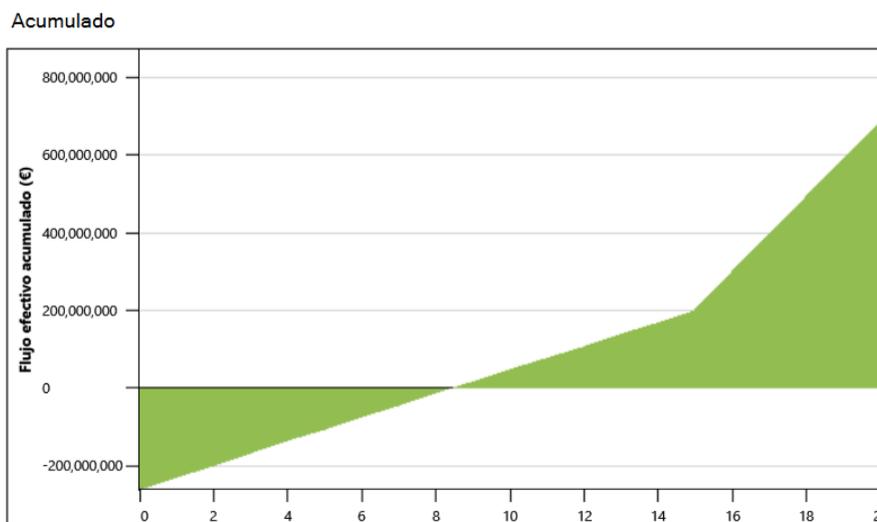


Figura 61. Flujo de caja en la Costa de Palamós. Fuente (RETSscreen, 2022).

Análogo al punto anterior, el flujo de caja anual se puede analizar en el anejo 3 al final del trabajo. En la figura 60 se observa que, a pesar del elevado coste inicial del proyecto, con la financiación y el precio actual de la tarifa de exportación de la electricidad, es rentable actualmente. Los beneficios aumentan bruscamente a partir del año 15 debido a la devolución de la deuda. Se recupera la inversión relativamente rápido ya que, en este caso, a partir del noveno año ya se recupera la inversión inicial. Se obtiene un TIR del 12,6% y un VAN de 383.509.836 €. El TIR supera el 7% (% de TIR mínimo para que sea rentable) y el VAN tiene un valor positivo, por tanto, la inversión es rentable.

13.4.- ANÁLISIS DE LA SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad permite a las empresas pronosticar el éxito o fracaso de un proyecto utilizando datos confiables y certeros. Se efectúa con el objetivo de facilitar la toma de decisiones, el cual indicará las variables que más afectan el resultado económico de un proyecto y cuáles son las variables que tienen poca incidencia en el resultado final.

En este trabajo como ambos proyectos han resultado rentables se modificarán distintos parámetros financieros que pueden variar realmente durante la vida útil del proyecto. Para determinar si es rentable la inversión se estudiarán cambios en el VAN utilizando un rango de sensibilidad de 10%, es decir, una variación de entre el -10% y +10% en algunos parámetros.

12.4.1.- Análisis de sensibilidad en la costa de Adra

Se han realizado 3 análisis de sensibilidad modificando dos parámetros en cada análisis de la siguiente manera: costes iniciales/tasa de interés de la deuda, costes iniciales/relación deuda, costes iniciales/ingresos.

Pese a que el valor del VAN ha sido positivo y el proyecto es económicamente rentable, tras modificar estos parámetros, el VAN obtiene valores mínimos y máximos dentro del análisis, como se observa en la figura 61.

| - Quitar análisis | | Costos iniciales | | | | | € | - | + |
|-----------------------------|--------|------------------|-------------|--------------------|-------------|-------------|---|---|---|
| Tasa de interés de la deuda | | 783,606,240 | 827,139,920 | 870,673,600 | 914,207,280 | 957,740,960 | | | |
| % | | -10.0% | -5.0% | 0.0% | 5.0% | 10.0% | | | |
| 6.30% | -10.0% | 582,086,537 | 531,106,579 | 480,126,620 | 429,146,662 | 378,166,704 | | | |
| 6.65% | -5.0% | 566,552,445 | 514,709,481 | 462,866,518 | 411,023,555 | 359,180,591 | | | |
| 7.00% | 0.0% | 550,854,264 | 498,139,180 | 445,424,095 | 392,709,011 | 339,993,927 | | | |
| 7.35% | 5.0% | 534,994,351 | 481,398,161 | 427,801,970 | 374,205,779 | 320,609,588 | | | |
| 7.70% | 10.0% | 518,975,092 | 464,488,942 | 410,002,793 | 355,516,643 | 301,030,493 | | | |

Figura 62. Análisis sensibilidad Tasa de interés de la deuda/costos iniciales en la costa de Adra. Fuente (RETScreen, 2022).

Se modifican estos dos parámetros simultáneamente y con el rango de sensibilidad del 10%, se está realizando un análisis de riesgo del proyecto con un VAN mínimo de 301.030.493 €. Por tanto, el proyecto supera el análisis de riesgo y sigue siendo rentable.

Por otra parte, se modifica la tasa de interés de la deuda un -10 % y los costos iniciales en otro -10 % de esta forma se obtiene un VAN máximo de 582.086.537 €, el mayor valor de todos los análisis de riesgo realizados.

12.4.2.- Análisis de sensibilidad en la costa de Palamós

Al igual que en la costa de Adra, se han realizado 3 análisis de sensibilidad modificando dos parámetros en cada análisis de la siguiente manera: costes iniciales/tasa de interés de la deuda, costes iniciales/relación deuda, costes iniciales/ingresos. En la figura 63 se observa que pese que el VAN sigue siendo positivo al final del tiempo de vida útil del proyecto presenta una serie de cambios.

| - Quitar análisis | | Costos iniciales | | | | | € | - | + |
|-----------------------------|--------|------------------|-------------|--------------------|-------------|-------------|---|---|---|
| Tasa de interés de la deuda | | 783,606,240 | 827,139,920 | 870,673,600 | 914,207,280 | 957,740,960 | | | |
| % | | -10.0% | -5.0% | 0.0% | 5.0% | 10.0% | | | |
| 6.30% | -10.0% | 520,172,277 | 469,192,319 | 418,212,361 | 367,232,402 | 316,252,444 | | | |
| 6.65% | -5.0% | 504,638,185 | 452,795,222 | 400,952,258 | 349,109,295 | 297,266,332 | | | |
| 7.00% | 0.0% | 488,940,005 | 436,224,920 | 383,509,836 | 330,794,751 | 278,079,667 | | | |
| 7.35% | 5.0% | 473,080,092 | 419,483,901 | 365,887,710 | 312,291,520 | 258,695,329 | | | |
| 7.70% | 10.0% | 457,060,832 | 402,574,683 | 348,088,533 | 293,602,383 | 239,116,234 | | | |

Figura 63. Análisis sensibilidad Tasa de interés de la deuda/costos iniciales en la costa de Palamós. Fuente (RETScreen, 2022)

Al igual que en la costa de Adra, tras modificar estos dos parámetros simultáneamente y con el rango de sensibilidad del 10%, se está realizando un análisis de riesgo del proyecto con un VAN mínimo de 239.116.234 €. Por tanto, el proyecto supera el análisis de riesgo y sigue siendo rentable.

Por otra parte, se modifica la tasa de interés de la deuda un -10 % y los costos iniciales en otro -10 % de esta forma se obtiene un VAN máximo de 520.172.277 €, el mayor valor de todos los análisis de riesgo realizados.

Estudio comparativo de la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico marino flotante en diferentes localizaciones de la costa mediterránea.

14.- CONCLUSIONES

En este trabajo se ha analizado la mejores localizaciones y alternativas para la instalación de un parque eólico offshore en la costa Mediterránea. Para determinar la zona ideal, se ha estudiado la batimetría, espacios protegidos y la distancia de instalación desde la costa ideal para que se aproveche la mayor velocidad del viento y que reúna las mejores características.

En la realización de este estudio se ha observado que el principal problema de la costa Mediterránea es el aumento pronunciado de la profundidad del fondo marino a unos pocos kilómetros de la costa. Esto supone un aumento de los costes elevado en cuanto a la instalación del parque con anclaje en cimentación. Otro problema importante en la costa Mediterránea es la cantidad de espacios marinos protegidos. Estos son los principales motivos por los cuales la eólica marina en España ha tenido tan poco desarrollo hasta ahora, a pesar de contar con 6.000 kilómetros de costa. En la mayoría de las costas del Mar Mediterráneo el sector turístico es esencial para la economía y ay que protegerlo.

Teniendo en cuenta estas complicaciones se ha elegido la realización del parque eólico flotante. Por otro lado, se instalan más lejos de la costa para conseguir una mayor velocidad del viento y minimizar el impacto visual y acústico, además de reducir costes de transporte y maximizar la efectividad ya que la mayor parte del trabajo se realiza en el puerto. Permiten la utilización de nuevas técnicas que minimizan potenciales impactos ambientales en comparación con los diseños fijos, debido a la actividad menos invasiva en el fondo marino durante la instalación.

Se ha realizado un estudio de viabilidad económica para determinar la rentabilidad de la inversión. Para ello se ha analizado los ingresos y costes en la costa de Adra (Almería) y en la costa de Palamós (Girona), ambas elegidas por su ideal localización y velocidades del viento óptimas.

En ambas localizaciones la inversión resulta rentable, superando el TIR mínimo recomendable del 7%, un VAN positivo en ambas y con un riesgo muy bajo demostrado mediante el análisis de sensibilidad realizado.

Cabe destacar que España ha de cumplir la Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar en la cual se ha fijado como objetivo la instalación de 3 GW de energía eólica marina para 2030. De esta forma cumplimentar de descarbonización para el año 2050, de acuerdo con la Estrategia Europea de Energías Renovables Marinas, aprobada por la Comisión Europea. Además, hay que tener en cuenta la subida de precio de la luz se da por varios factores, como la subida del precio del gas, el aumento de la demanda de los consumidores, el coste de las emisiones por CO2 y la contribución de las renovables en el precio final.

Para finalizar conviene recordar que, a pesar de la escasez de capacidad instalada, el sector español de la energía eólica marina es líder en I+D+i a nivel mundial y dispone del mayor número de patentes de soluciones flotantes. La esperanza del sector español está depositada en la plataforma flotante, por este motivo la eólica marina flotante es una gran oportunidad para España para poder cumplimentar y lograr todos los objetivos propuestos y colaborar en el desarrollo de las energías renovables limpias.

Estudio comparativo de la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico marino flotante en diferentes localizaciones de la costa mediterránea.

15.- REFERENCIAS

- archiexpo.es.* (s.f.). Obtenido de <https://www.archiexpo.es/prod/windside/product-88530-959470.html>
- blogs.publico.es.* (06 de 2020). Obtenido de <https://blogs.publico.es/ignacio-martil/2020/06/12/cuales-son-los-mayores-fabricantes-de-aerogeneradores-del-mundo/>
- boe.* (2022). Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-14657>
- Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas, A. (s.f.). Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. En *Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas.*
- cvenergia.com.* (2021). Obtenido de <https://cvenergia.com/producto/transformador-de-potencia-tipo-seco-cast-coil/>
- ecol-a-t.blogspot.com.* (2012). Obtenido de <http://ecol-a-t.blogspot.com/2012/08/energia-eolica-ii.html>
- efectoestela.wordpress.com.* (2013). Obtenido de <https://efectoestela.wordpress.com/2013/03/31/el-viento-como-fenomeno-natural/#more-47>
- efeverde.com.* (2015). Obtenido de <https://www.efeverde.com/noticias/seobirdlife-aerogeneradores-vortex-bladeless/>
- elconfidencial.* (Enero de 2022). https://www.elconfidencial.com/medioambiente/energia/2022-01-08/inauguracion-parque-eolico-mas-grande-mundo_3354808/.
- emodnet-bathymetry.eu.* (2022). <https://portal.emodnet-bathymetry.eu/>. Obtenido de <https://portal.emodnet-bathymetry.eu/>
- energiaeolicaparatodoslospublicos.* (2015). Obtenido de <http://energiaeolicaparatodoslospublicos.blogspot.com/2015/05/>
- es.estatista.com.* (Marzo de 2022). *es.estatista.com.*
- es.wind-turbine-models.com.* (2022). Obtenido de <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/1800-siemens-gamesa-sg-8.0-167-dd>
- (s.f.). *Estudio UMB Noruega.*
- globalfishingwatch.* (2022). Obtenido de <https://globalfishingwatch.org/>
- Globalwindatlas.* (2022). <https://globalwindatlas.info/>. Obtenido de <https://globalwindatlas.info/>
- Googlemaps.* (2022). Obtenido de <https://www.google.com/maps/>
- Guidetoanoffshorewindfarm.* (2021). Obtenido de <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>
- iberdrola.* (2022). <https://www.iberdrola.com>. Obtenido de sostenibilidad cimentaciones: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/cimentaciones-aerogeneradores-marinos>
- iberdrola.* (Marzo de 2022). *www.iberdrola.com.* Obtenido de Innovación, Energía eólica flotante.

- lamoncloa.gob.es*. (2022). Obtenido de <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/resumenes/Documents/2021/101221-Hoja-ruta-eolica-marina.pdf>
- marinetraffic*. (2022). <https://www.marinetraffic.com/es/>. Obtenido de <https://www.marinetraffic.com/es/ais/home/centerx:2.8/centery:41.9/zoom:8>
- miteco.gob*. (Diciembre de 2021). https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000/rn_espana.aspx. Obtenido de https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000/rn_espana.aspx
- NS Energy staff writer. (2018). *nsenergybusiness*. Obtenido de <https://www.nsenerybusiness.com/news/gip-financing-stake-hornsea-1/Orden TED/171/2020>. (s.f.). Obtenido de <https://www.boe.es/boe/dias/2020/02/28/pdfs/BOE-A-2020-2838.pdf>
- PrinciplePower*. (2022). Obtenido de <https://www.principlepower.com/windfloat>
- Real decreto 413/2014*. (s.f.). Obtenido de <https://www.boe.es/boe/dias/2014/06/20/pdfs/BOE-A-2014-6495.pdf>
- Renovablesverdes. (2022). *renovablesverdes.com*. Obtenido de <https://www.renovablesverdes.com/parque-eolico-ahorro-co2/>
- RETScreen*. (2022). Obtenido de <https://www.nrcan.gc.ca/maps-tools-and-publications/tools/modelling-tools/retscreen/7465>
- Romero, S. (Enero de 2022). https://www.elconfidencial.com/medioambiente/energia/2022-01-08/inauguracion-parque-eolico-mas-grande-mundo_3354808/.
- Sciencedirect*. (2014). Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114000469>
- submarinecablemap*. (2022). Obtenido de <https://submarine-cable-map-2017.telegeography.com/>
- thewindpower.net*. (2022). Obtenido de https://www.thewindpower.net/turbine_es_1558_siemens-gamesa_sg-8.0-167-dd.php
- UPV. (s.f.).
- windeurope*. (Febrero de 2022). *windeurope.org*. Obtenido de <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2021-statistics-and-the-outlook-for-2022-2026/>
- xataka.com*. (2018). Obtenido de <https://www.xataka.com/energia/primer-aerogenerador-marino-espana-se-llama-elisa-usa-tecnologia-pionera-mundo>
- Yepes, V. (2022). *upv*. Obtenido de <https://victoryepes.blogs.upv.es/2015/04/27/cimentaciones-prefabricadas-en-aerogeneradores/>

II.- PRESUPUESTO

PRESUPUESTO 1

1. Búsqueda de información

| Código | Ud Denominación | Medición | Precio | Total |
|--------|--------------------------------------|----------|--------|----------|
| 1.1 | h Graduado GITI | | | |
| | Total h | 188,000 | 12,00 | 2.256,00 |
| 1.2 | h Profesora asociada a la UPV | | | |
| | Total h | 6,000 | 15,00 | 90,00 |

2. Redacción del trabajo

| Código | Ud Denominación | Medición | Precio | Total |
|--------|------------------------|----------|--------|----------|
| 2.1 | h Graduado GITI | | | |
| | Total h | 165,000 | 12,00 | 1.980,00 |

3. Cálculos realizados

| Código | Ud Denominación | Medición | Precio | Total |
|--------|---|----------|--------|--------|
| 3.1 | año Licencia de software RETScreen | | | |
| | Total año | 1,000 | 869,00 | 869,00 |
| 3.2 | h Graduado GITI | | | |
| | Total h | 18,000 | 12,00 | 216,00 |

4. Tutorías

| Código | Ud Denominación | Medición | Precio | Total |
|--------|------------------------|----------|--------|-------|
| 4.1 | h Graduado GITI | | | |
| | Total h | 6,000 | 12,00 | 72,00 |

4.2 h Profesora asociada a la UPV

Total h: 6,000 15,00 90,00

5. Correcciones de la tutora

| Código | Ud Denominación | Medición | Precio | Total |
|--------|-----------------|----------|--------|-------|
|--------|-----------------|----------|--------|-------|

5.1 h Profesora asociada a la UPV

Total h: 3,000 15,00 45,00

6. Realización de planos

| Código | Ud Denominación | Medición | Precio | Total |
|--------|-----------------|----------|--------|-------|
|--------|-----------------|----------|--------|-------|

6.2 h Graduado GITI

Total h: 18,000 12,00 216,00

7. Otros costes

| Código | Ud Denominación | Medición | Precio | Total |
|--------|-----------------|----------|--------|-------|
|--------|-----------------|----------|--------|-------|

7.1 ud Ordenador

Total ud: 1,000 1.100,00 1.100,00

7.2 ud Pantalla auxiliar

Total ud: 1,000 400,00 400,00

7.3 año Licencia de software Office 365

Total año: 1,000 69,00 69,00

7.4 mes Operadora de internet

Total mes: 2,000 35,00 70,00

Resumen del presupuesto

| Capítulo | Importe |
|--|------------------|
| 1 Búsqueda de información . | 2.346,00 |
| 2 Redacción del trabajo . | 1.980,00 |
| 3 Cálculos realizados . | 1.085,00 |
| 4 Tutorías . | 162,00 |
| 5 Correcciones del tutor . | 45,00 |
| 6 Realización de planos . | 216,00 |
| 7 Otros costes . | 1.639,00 |
| <hr/> | |
| Presupuesto de ejecución material | 7.473,00 |
| 13% de gastos generales | 971,49 |
| 6% de beneficio industrial | 448,38 |
| Suma | 8.892,87 |
| 21% IVA | 1.867,50 |
| Presupuesto de ejecución por contrata | 10.760,37 |

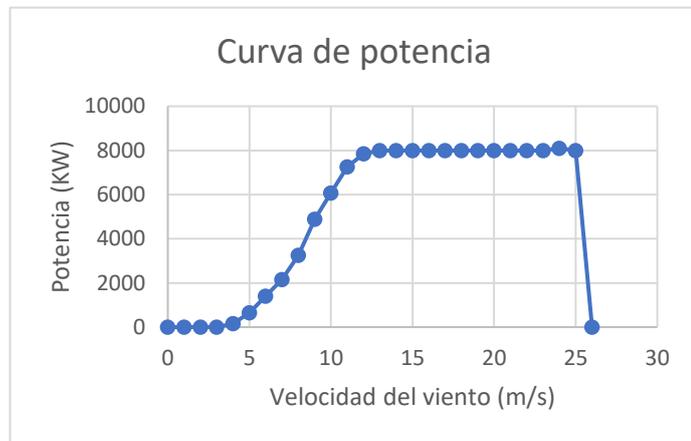
Asciende el presupuesto de ejecución por contrata a la expresada cantidad de DIEZ MIL SETECIENTOS SESENTA EUROS CON TREINTA Y SIETE CÉNTIMOS.

III.- ANEJOS

ANEJO 1

Curva de potencia aerogenerador elegido.

| Velocidad del viento (m/s) | Potencia (KW) |
|----------------------------|---------------|
| 0 | 0 |
| 1 | 0 |
| 2 | 0 |
| 3 | 0 |
| 4 | 160 |
| 5 | 650 |
| 6 | 1400 |
| 7 | 2150 |
| 8 | 3250 |
| 9 | 4880 |
| 10 | 6070 |
| 11 | 7250 |
| 12 | 7850 |
| 13 | 7990 |
| 14 | 8000 |
| 15 | 8000 |
| 16 | 8000 |
| 17 | 8000 |
| 18 | 8000 |
| 19 | 8000 |
| 20 | 8000 |
| 21 | 8000 |
| 22 | 8000 |
| 23 | 8000 |
| 24 | 8100 |
| 25 | 8000 |
| 26 | 0 |
| 27 | |
| 28 | |
| 29 | |
| 30 | |



ANEJO 2

Para calcular la distribución de Weibull se han realizado cálculos en los 12 sectores en los que se divide la rosa de los vientos. Serán necesarios el factor de escala (A) y de forma (K) para cada sector. Además, es necesaria la frecuencia del viento en cada sector para empezar con los cálculos.

Para la obtención de la energía en (KWh) se ha empleado la siguiente ecuación:

$$E_{Sector}(S_i) = \sum_{v_0}^{v_n} Weibull(A_i, K_i, v_i) \cdot Pot(v_i) \cdot 8760 \quad (9)$$

Se obtiene la energía bruta con la siguiente fórmula:

$$E_{Bruta}(S_i) = E_{Sector}(S_i) \cdot frec(S_i) \quad (10)$$

Con la energía bruta de cada sector en kWh, se obtiene la energía bruta de cada aerogenerador:

$$Ebruta_{Aerogenerador} = \sum_{S_1}^{S_{12}} E_{Bruta}(S_i) \quad (11)$$

Se obtiene la energía bruta total del parque multiplicando por el nº de aerogeneradores del parque, en este caso por 24 aerogeneradores:

$$Ebruta_{Parque} = 24 \cdot Ebruta_{Aerogenerador} \quad (12)$$

Para obtener la energía neta total del parque hay que restar un 15% de pérdidas a este valor.

PARQUE EÓLICO EN COSTA DE ADRA (ALMERÍA)

| SG8-8MW | Potencia | Potencia2 | W*8760 (h) | Energía 1 (Kwh) | Weibull*h sector-2 | Energía 2 | Weibull*h sector-3 | Energía 3 |
|-----------------------------|----------|-----------|--------------------|-------------------|--------------------|-------------------|--------------------|--------------------|
| | v(m/s) | P(kW) | Potencia corregida | sector-1 | sector-2 | sector-3 | sector-3 | |
| 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 1.00 | 0.00 | 2.00 | 0.00 |
| 1 | 0 | 0 | 2373.91 | 0.00 | 2249.60 | 0.00 | 15.06 | 0.00 |
| 2 | 0 | 0 | 1435.18 | 0.00 | 1293.52 | 0.00 | 51.35 | 0.00 |
| 3 | 0 | 0 | 915.99 | 0.00 | 820.10 | 0.00 | 104.53 | 0.00 |
| 4 | 160 | 149 | 600.68 | 89412.50 | 545.29 | 81167.70 | 171.42 | 25516.81 |
| 5 | 650 | 605 | 400.80 | 242369.38 | 373.53 | 225879.30 | 248.47 | 150252.30 |
| 6 | 1400 | 1302 | 270.79 | 352696.42 | 261.32 | 340356.85 | 331.43 | 431673.97 |
| 7 | 2150 | 2000 | 184.73 | 369490.58 | 185.76 | 371560.08 | 415.41 | 830914.85 |
| 8 | 3250 | 3024 | 127.00 | 383988.39 | 133.74 | 404373.97 | 495.10 | 1496953.12 |
| 9 | 4880 | 4540 | 87.88 | 398971.14 | 97.30 | 441751.78 | 565.08 | 2565484.82 |
| 10 | 6070 | 5647 | 61.15 | 345305.70 | 71.42 | 403318.01 | 620.42 | 3503561.42 |
| 11 | 7250 | 6745 | 42.75 | 288363.68 | 52.82 | 356291.65 | 657.07 | 4431863.02 |
| 12 | 7850 | 7303 | 30.02 | 219234.56 | 39.33 | 287236.50 | 672.42 | 4910726.47 |
| 13 | 7990 | 7433 | 21.16 | 157280.79 | 29.46 | 218968.85 | 665.58 | 4947470.34 |
| 14 | 8000 | 7443 | 14.96 | 111378.20 | 22.18 | 165076.71 | 637.54 | 4744976.95 |
| 15 | 8000 | 7443 | 10.62 | 79020.40 | 16.78 | 124887.40 | 591.05 | 4398947.59 |
| 16 | 8000 | 7443 | 7.55 | 56224.13 | 12.75 | 94893.76 | 530.26 | 3946541.96 |
| 17 | 8000 | 7443 | 5.39 | 40110.13 | 9.73 | 72391.01 | 460.23 | 3425309.80 |
| 18 | 8000 | 7443 | 3.85 | 28684.65 | 7.45 | 55427.28 | 386.25 | 2874725.45 |
| 19 | 8000 | 7443 | 2.76 | 20560.63 | 5.72 | 42583.04 | 313.28 | 2331608.56 |
| 20 | 8000 | 7443 | 1.98 | 14768.98 | 4.41 | 32818.66 | 245.39 | 1826371.91 |
| 21 | 8000 | 7443 | 1.43 | 10630.05 | 3.41 | 25367.95 | 185.50 | 1380635.80 |
| 22 | 8000 | 7443 | 1.03 | 7665.49 | 2.64 | 19663.00 | 135.23 | 1006431.32 |
| 23 | 8000 | 7443 | 0.74 | 5537.58 | 2.05 | 15280.67 | 94.98 | 706878.25 |
| 24 | 8100 | 7536 | 0.54 | 4057.22 | 1.60 | 12052.96 | 64.22 | 483928.63 |
| 25 | 8000 | 7443 | 0.39 | 2904.32 | 1.25 | 9295.24 | 41.76 | 310830.19 |
| 26 | 8000 | 7443 | 0.28 | 2108.23 | 0.98 | 7274.04 | 26.10 | 194249.59 |
| ENERGÍA SECTOR (kWh) | | | | 3230763.17 | | 3807916.38 | | 50925853.12 |

ENERGÍA BRUTA/sector (kWh)=

3166147.907

50645.28786

8076840.305

Estudio comparativo de la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico marino flotante en diferentes localizaciones de la costa mediterránea.

| Weibull*h sector-4 | Energía 4 | Weibull*h sector-5 | Energía 5 | Weibull*h sector-6 | Energía 6 | Weibull*h sector-7 | Energía 7 |
|-----------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|
| | | | | | | | |
| 3.00 | 0.00 | 4.00 | 0.00 | 5.00 | 0.00 | 6.00 | 0.00 |
| 146.17 | 0.00 | 1825.90 | 0.00 | 2576.46 | 0.00 | 2503.23 | 0.00 |
| 320.97 | 0.00 | 1702.48 | 0.00 | 1830.80 | 0.00 | 1747.04 | 0.00 |
| 491.76 | 0.00 | 1380.67 | 0.00 | 1195.90 | 0.00 | 1153.24 | 0.00 |
| 640.65 | 95362.15 | 1039.92 | 154794.28 | 746.37 | 111099.15 | 739.08 | 110013.81 |
| 754.54 | 456278.85 | 744.69 | 450321.49 | 451.49 | 273022.58 | 464.31 | 280773.24 |
| 825.26 | 1074863.92 | 513.01 | 668175.70 | 266.68 | 347343.25 | 287.34 | 374255.00 |
| 850.02 | 1700211.89 | 342.38 | 684839.77 | 154.51 | 309042.88 | 175.70 | 351436.15 |
| 831.25 | 2513325.45 | 222.42 | 672490.89 | 88.07 | 266273.11 | 106.36 | 321580.35 |
| 775.70 | 3521662.40 | 141.10 | 640602.30 | 49.49 | 224689.15 | 63.83 | 289778.31 |
| 693.04 | 3913643.22 | 87.64 | 494907.16 | 27.47 | 155107.34 | 38.01 | 214671.48 |
| 594.16 | 4007504.03 | 53.40 | 360154.49 | 15.07 | 101666.84 | 22.49 | 151676.59 |
| 489.55 | 3575251.44 | 31.96 | 233436.00 | 8.19 | 59795.62 | 13.22 | 96557.16 |
| 388.10 | 2884839.97 | 18.82 | 139921.78 | 4.41 | 32751.48 | 7.73 | 57460.26 |
| 296.25 | 2204863.54 | 10.92 | 81251.79 | 2.35 | 17494.05 | 4.50 | 33464.31 |
| 217.87 | 1621515.82 | 6.24 | 46451.85 | 1.24 | 9257.60 | 2.60 | 19372.34 |
| 154.43 | 1149360.47 | 3.52 | 26199.06 | 0.65 | 4862.08 | 1.50 | 11164.81 |
| 105.53 | 785429.65 | 1.96 | 14587.61 | 0.34 | 2535.45 | 0.86 | 6407.84 |
| 69.54 | 517553.45 | 1.08 | 8023.53 | 0.18 | 1313.32 | 0.49 | 3663.28 |
| 44.19 | 328890.13 | 0.59 | 4361.83 | 0.09 | 675.96 | 0.28 | 2086.51 |
| 27.08 | 201568.16 | 0.32 | 2344.80 | 0.05 | 345.81 | 0.16 | 1184.26 |
| 16.01 | 119145.64 | 0.17 | 1247.01 | 0.02 | 175.89 | 0.09 | 669.92 |
| 9.13 | 67922.75 | 0.09 | 656.35 | 0.01 | 88.97 | 0.05 | 377.76 |
| 5.02 | 37343.73 | 0.05 | 342.03 | 0.01 | 44.77 | 0.03 | 212.37 |
| 2.66 | 20047.32 | 0.02 | 178.73 | 0.00 | 22.69 | 0.02 | 120.53 |
| 1.36 | 10123.13 | 0.01 | 90.26 | 0.00 | 11.16 | 0.01 | 66.54 |
| 0.67 | 4990.47 | 0.01 | 45.73 | 0.00 | 5.54 | 0.00 | 37.10 |
| | 30811697.57 | | 4685424.44 | | 1917624.68 | | 2327029.95 |
| | 8633437.659 | | 162584.2282 | | 29914.94506 | | 33043.82526 |

| Weibull*h | Energía 8 | Weibull*h | Energía 9 | Weibull*h | Energía 10 |
|-----------|--------------------|-----------|--------------------|-----------|--------------------|
| sector-8 | | sector-9 | | sector-10 | |
| | | | | | |
| 7.00 | 0.00 | 8.00 | 0.00 | 9.00 | 0.00 |
| 2281.72 | 0.00 | 757.85 | 0.00 | 70.96 | 0.00 |
| 1910.10 | 0.00 | 932.77 | 0.00 | 160.99 | 0.00 |
| 1382.27 | 0.00 | 976.69 | 0.00 | 255.66 | 0.00 |
| 923.37 | 137446.41 | 946.32 | 140862.42 | 348.18 | 51827.17 |
| 583.30 | 352728.26 | 872.45 | 527581.31 | 433.19 | 261956.57 |
| 352.79 | 459497.96 | 775.52 | 1010078.49 | 506.30 | 659435.68 |
| 205.85 | 411733.51 | 669.64 | 1339427.09 | 564.11 | 1128341.01 |
| 116.46 | 352116.66 | 564.38 | 1706425.41 | 604.37 | 1827337.53 |
| 64.12 | 291103.11 | 465.78 | 2114644.18 | 626.01 | 2842067.47 |
| 34.45 | 194557.18 | 377.33 | 2130800.28 | 629.19 | 3553106.20 |
| 18.11 | 122120.08 | 300.58 | 2027382.65 | 615.19 | 4149389.15 |
| 9.32 | 68082.88 | 235.79 | 1722002.27 | 586.19 | 4281020.76 |
| 4.71 | 35010.63 | 182.35 | 1355490.35 | 545.07 | 4051663.20 |
| 2.34 | 17399.26 | 139.16 | 1035747.67 | 495.07 | 3684585.55 |
| 1.14 | 8493.39 | 104.89 | 780622.35 | 439.54 | 3271333.53 |
| 0.55 | 4081.24 | 78.12 | 581425.51 | 381.68 | 2840723.78 |
| 0.26 | 1932.03 | 57.54 | 428219.91 | 324.31 | 2413723.98 |
| 0.12 | 901.69 | 41.92 | 312018.93 | 269.72 | 2007443.39 |
| 0.06 | 415.14 | 30.23 | 225025.65 | 219.62 | 1634575.83 |
| 0.03 | 188.66 | 21.59 | 160692.03 | 175.12 | 1303333.36 |
| 0.01 | 84.67 | 15.27 | 113664.32 | 136.75 | 1017785.85 |
| 0.01 | 37.54 | 10.70 | 79664.09 | 104.60 | 778489.83 |
| 0.00 | 16.46 | 7.44 | 55339.85 | 78.37 | 583279.80 |
| 0.00 | 7.22 | 5.12 | 38588.90 | 57.52 | 433455.39 |
| 0.00 | 3.06 | 3.50 | 26029.05 | 41.36 | 307809.78 |
| 0.00 | 1.30 | 2.37 | 17632.34 | 29.13 | 216810.83 |
| | 2457958.35 | | 17929365.06 | | 43299495.67 |
| | 48421.77954 | | 1567026.506 | | 13227995.93 |

| Weibull*h | Energía 11 | Weibull*h | Energía 12 |
|-----------|--------------------|-----------|-------------------|
| sector-11 | | sector-12 | |
| | | | |
| 10.00 | 0.00 | 11.00 | 0.00 |
| 973.33 | 0.00 | 2495.72 | 0.00 |
| 1007.23 | 0.00 | 1792.85 | 0.00 |
| 954.07 | 0.00 | 1195.57 | 0.00 |
| 866.60 | 128995.16 | 766.10 | 114036.29 |
| 766.70 | 463634.82 | 477.78 | 288920.69 |
| 665.65 | 866978.14 | 291.91 | 380196.74 |
| 569.52 | 1139166.48 | 175.41 | 350853.76 |
| 481.51 | 1455876.82 | 103.94 | 314282.21 |
| 403.02 | 1829710.36 | 60.86 | 276292.02 |
| 334.40 | 1888359.89 | 35.25 | 199080.97 |
| 275.33 | 1857039.37 | 20.23 | 136437.17 |
| 225.13 | 1644136.59 | 11.51 | 84035.80 |
| 182.93 | 1359798.70 | 6.49 | 48272.91 |
| 147.79 | 1099963.72 | 3.64 | 27079.13 |
| 118.77 | 883952.09 | 2.02 | 15068.59 |
| 94.97 | 706852.72 | 1.12 | 8332.06 |
| 75.59 | 562621.41 | 0.62 | 4579.75 |
| 59.91 | 445871.59 | 0.34 | 2503.15 |
| 47.28 | 351895.68 | 0.18 | 1360.88 |
| 37.17 | 276643.75 | 0.10 | 736.13 |
| 29.11 | 216676.95 | 0.05 | 396.27 |
| 22.72 | 169107.58 | 0.03 | 212.34 |
| 17.67 | 131534.09 | 0.02 | 113.28 |
| 13.70 | 103250.86 | 0.01 | 60.93 |
| 10.59 | 78813.19 | 0.00 | 31.84 |
| 8.16 | 60728.04 | 0.00 | 16.78 |
| | 17721608.01 | | 2252899.71 |

864814.4707

27034.79655

PARQUE EÓLICO EN COSTA DE PALAMÓS (GIRONA)

| SG8-8MW | Potencia v(m/s) | P(kW) | Potencia | W*8760 | Energía 1 | Weibull*h | Energía 2 | Weibull*h | Energía 3 |
|-----------------------------|-----------------|-------|--------------------|----------|--------------------|-----------|--------------------|-----------|--------------------|
| | | | Potencia2 | (h) | (Kwh) | sector-2 | sector-3 | | |
| | | | Potencia corregida | sector-1 | | | | | |
| | 0 | 0 | 0 | 0.00 | 0.00 | 1.00 | 0.00 | 2.00 | 0.00 |
| | 1 | 0 | 0 | 53.16 | 0.00 | 528.75 | 0.00 | 1211.24 | 0.00 |
| | 2 | 0 | 0 | 126.36 | 0.00 | 818.28 | 0.00 | 1130.64 | 0.00 |
| | 3 | 0 | 0 | 206.90 | 0.00 | 980.12 | 0.00 | 999.78 | 0.00 |
| | 4 | 160 | 149 | 288.93 | 43008.37 | 1036.54 | 154291.59 | 861.51 | 128238.00 |
| | 5 | 650 | 605 | 367.78 | 222403.29 | 1009.97 | 610739.66 | 730.43 | 441698.43 |
| | 6 | 1400 | 1302 | 439.41 | 572316.92 | 924.64 | 1204312.12 | 612.15 | 797303.00 |
| | 7 | 2150 | 2000 | 500.42 | 1000934.37 | 804.14 | 1608451.49 | 508.46 | 1017031.31 |
| | 8 | 3250 | 3024 | 548.14 | 1657330.84 | 668.87 | 2022376.36 | 419.29 | 1267745.73 |
| | 9 | 4880 | 4540 | 580.79 | 2636802.98 | 534.57 | 2426953.31 | 343.66 | 1560196.98 |
| | 10 | 6070 | 5647 | 597.54 | 3374385.14 | 411.87 | 2325870.99 | 280.19 | 1582282.33 |
| | 11 | 7250 | 6745 | 598.51 | 4036843.33 | 306.68 | 2068538.91 | 227.40 | 1533809.45 |
| | 12 | 7850 | 7303 | 584.68 | 4269985.01 | 221.12 | 1614878.05 | 183.80 | 1342333.41 |
| | 13 | 7990 | 7433 | 557.84 | 4146627.67 | 154.62 | 1149350.09 | 148.01 | 1100241.02 |
| | 14 | 8000 | 7443 | 520.32 | 3872564.00 | 104.99 | 781406.33 | 118.79 | 884130.82 |
| | 15 | 8000 | 7443 | 474.81 | 3533846.85 | 69.30 | 515785.45 | 95.05 | 707384.71 |
| | 16 | 8000 | 7443 | 424.13 | 3156639.88 | 44.51 | 331259.35 | 75.83 | 564350.14 |
| | 17 | 8000 | 7443 | 371.01 | 2761276.27 | 27.83 | 207165.05 | 60.33 | 449036.07 |
| | 18 | 8000 | 7443 | 317.91 | 2366115.08 | 16.96 | 126244.87 | 47.89 | 356391.84 |
| | 19 | 8000 | 7443 | 266.92 | 1986559.54 | 10.08 | 75010.99 | 37.92 | 282197.50 |
| | 20 | 8000 | 7443 | 219.61 | 1634474.60 | 5.84 | 43479.70 | 29.96 | 222953.73 |
| | 21 | 8000 | 7443 | 177.09 | 1317999.31 | 3.31 | 24598.66 | 23.62 | 175777.53 |
| | 22 | 8000 | 7443 | 139.96 | 1041705.58 | 1.83 | 13589.17 | 18.58 | 138307.12 |
| | 23 | 8000 | 7443 | 108.43 | 807023.55 | 0.99 | 7333.43 | 14.59 | 108617.36 |
| | 24 | 8100 | 7536 | 82.34 | 620499.39 | 0.52 | 3915.71 | 11.44 | 86210.37 |
| | 25 | 8000 | 7443 | 61.29 | 456166.93 | 0.27 | 1993.73 | 8.95 | 66630.64 |
| | 26 | 8000 | 7443 | 44.72 | 332820.23 | 0.14 | 1005.08 | 6.99 | 52054.52 |
| ENERGÍA SECTOR (kWh) | | | | | 45848329.14 | | 17318550.09 | | 14864922.03 |

ENERGÍA

BRUTA/sector=

10017859.92

831290.4044

405812.3713

| Weibull*h sector-4 | Energía 4 | Weibull*h sector-5 | Energía 5 | Weibull*h sector-6 | Energía 6 | Weibull*h sector-7 | Energía 7 |
|-----------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------|--------------------|
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| 3.00 | 0.00 | 4.00 | 0.00 | 5.00 | 0.00 | 6.00 | 0.00 |
| 527.01 | 0.00 | 579.82 | 0.00 | 375.09 | 0.00 | 202.70 | 0.00 |
| 735.86 | 0.00 | 885.06 | 0.00 | 738.97 | 0.00 | 454.64 | 0.00 |
| 841.21 | 0.00 | 1044.56 | 0.00 | 1016.64 | 0.00 | 694.27 | 0.00 |
| 875.15 | 130268.88 | 1086.40 | 161714.01 | 1170.76 | 174270.85 | 885.43 | 131798.58 |
| 857.59 | 518597.52 | 1038.88 | 628226.66 | 1193.75 | 721878.17 | 1003.98 | 607120.86 |
| 804.34 | 1047626.34 | 931.54 | 1213290.76 | 1104.58 | 1438664.27 | 1039.83 | 1354339.19 |
| 728.53 | 1457215.00 | 791.88 | 1583918.41 | 939.51 | 1879203.75 | 997.35 | 1994895.37 |
| 640.82 | 1937549.61 | 642.58 | 1942880.79 | 740.08 | 2237679.14 | 892.76 | 2699330.49 |
| 549.47 | 2494602.39 | 500.08 | 2270346.58 | 542.46 | 2462760.89 | 749.29 | 3401755.90 |
| 460.55 | 2600740.32 | 374.50 | 2114830.87 | 371.11 | 2095687.55 | 591.32 | 3339236.75 |
| 378.10 | 2550236.84 | 270.57 | 1824943.28 | 237.46 | 1601668.98 | 439.59 | 2964960.15 |
| 304.54 | 2224073.24 | 188.96 | 1380000.55 | 142.33 | 1039451.21 | 308.18 | 2250656.59 |
| 240.96 | 1791112.66 | 127.77 | 949782.09 | 79.99 | 594623.96 | 203.89 | 1515575.06 |
| 187.48 | 1395337.90 | 83.76 | 623415.27 | 42.19 | 314007.97 | 127.35 | 947782.86 |
| 143.57 | 1068540.87 | 53.29 | 396654.42 | 20.89 | 155500.66 | 75.10 | 558943.12 |
| 108.29 | 805982.97 | 32.94 | 245179.24 | 9.72 | 72333.21 | 41.82 | 311247.42 |
| 80.51 | 599188.13 | 19.80 | 147349.51 | 4.25 | 31614.49 | 21.99 | 163638.56 |
| 59.02 | 439285.62 | 11.58 | 86162.95 | 1.74 | 12985.84 | 10.91 | 81214.93 |
| 42.69 | 317754.77 | 6.59 | 49054.30 | 0.67 | 5013.66 | 5.11 | 38041.74 |
| 30.48 | 226876.52 | 3.66 | 27206.13 | 0.24 | 1819.63 | 2.26 | 16812.99 |
| 21.49 | 159959.73 | 1.98 | 14706.66 | 0.08 | 620.84 | 0.94 | 7009.10 |
| 14.97 | 111406.36 | 1.04 | 7752.15 | 0.03 | 199.14 | 0.37 | 2755.34 |
| 10.30 | 76670.44 | 0.54 | 3986.37 | 0.01 | 60.05 | 0.14 | 1021.03 |
| 7.01 | 52806.58 | 0.27 | 2025.56 | 0.00 | 17.24 | 0.05 | 360.99 |
| 4.71 | 35077.03 | 0.13 | 980.17 | 0.00 | 4.54 | 0.02 | 117.28 |
| 3.13 | 23330.61 | 0.06 | 469.00 | 0.00 | 1.14 | 0.00 | 36.33 |
| | 22064240.33 | | 15674875.73 | | 14840067.18 | | 22388650.62 |
| | 805344.772 | | 595645.2778 | | 834011.7757 | | 1791092.05 |

| Weibull*h | Energía 8 | Weibull*h | Energía 9 | Weibull*h | Energía 10 |
|-----------|--------------------|-----------|--------------------|-----------|--------------------|
| sector-8 | | sector-9 | | sector-10 | |
| | | | | | |
| 7.00 | 0.00 | 8.00 | 0.00 | 9.00 | 0.00 |
| 104.79 | 0.00 | 367.02 | 0.00 | 539.41 | 0.00 |
| 271.43 | 0.00 | 566.68 | 0.00 | 895.27 | 0.00 |
| 459.11 | 0.00 | 695.84 | 0.00 | 1103.34 | 0.00 |
| 641.14 | 95435.30 | 768.72 | 114425.43 | 1172.02 | 174458.18 |
| 794.00 | 480145.03 | 794.87 | 480669.57 | 1125.54 | 680630.86 |
| 899.02 | 1170932.58 | 783.37 | 1020304.86 | 998.77 | 1300851.78 |
| 944.98 | 1890163.52 | 743.19 | 1486530.98 | 828.80 | 1657772.64 |
| 929.88 | 2811543.82 | 682.92 | 2064853.39 | 647.95 | 1959120.95 |
| 860.69 | 3907529.98 | 610.33 | 2770895.30 | 479.62 | 2177462.45 |
| 751.43 | 4243380.69 | 532.05 | 3004524.80 | 337.32 | 1904883.11 |
| 619.75 | 4180163.00 | 453.39 | 3058060.39 | 226.01 | 1524421.62 |
| 483.26 | 3529277.30 | 378.31 | 2762852.50 | 144.56 | 1055713.16 |
| 356.36 | 2648942.02 | 309.50 | 2300638.32 | 88.40 | 657138.50 |
| 248.50 | 1849466.48 | 248.53 | 1849715.82 | 51.76 | 385240.68 |
| 163.81 | 1219186.21 | 196.06 | 1459166.16 | 29.05 | 216192.16 |
| 102.04 | 759429.17 | 152.05 | 1131661.05 | 15.64 | 116393.40 |
| 60.02 | 446734.20 | 116.01 | 863412.49 | 8.08 | 60165.23 |
| 33.32 | 248011.31 | 87.12 | 648413.13 | 4.01 | 29881.01 |
| 17.45 | 129850.82 | 64.43 | 479543.52 | 1.92 | 14267.39 |
| 8.61 | 64068.09 | 46.95 | 349408.79 | 0.88 | 6552.88 |
| 4.00 | 29766.20 | 33.71 | 250920.31 | 0.39 | 2896.48 |
| 1.75 | 13011.94 | 23.87 | 177657.60 | 0.17 | 1232.69 |
| 0.72 | 5347.43 | 16.67 | 124054.72 | 0.07 | 505.31 |
| 0.28 | 2090.12 | 11.48 | 86525.24 | 0.03 | 202.09 |
| 0.10 | 747.96 | 7.81 | 58089.84 | 0.01 | 75.99 |
| 0.03 | 254.15 | 5.24 | 38973.95 | 0.00 | 27.90 |
| | 29725477.32 | | 26581298.16 | | 13926086.47 |

2981465.375

2081315.646

554258.2415

| Weibull*h | Energía 11 | Weibull*h | Energía 12 |
|-----------|--------------------|-----------|--------------------|
| sector-11 | | sector-12 | |
| | | | |
| 10.00 | 0.00 | 11.00 | 0.00 |
| 870.94 | 0.00 | 11.08 | 0.00 |
| 1058.54 | 0.00 | 34.88 | 0.00 |
| 1085.96 | 0.00 | 67.92 | 0.00 |
| 1025.33 | 152622.69 | 108.32 | 16124.10 |
| 917.10 | 554582.34 | 154.43 | 93385.03 |
| 787.89 | 1026198.98 | 204.51 | 266367.13 |
| 655.30 | 1310742.03 | 256.72 | 513492.69 |
| 530.32 | 1603455.04 | 309.09 | 934540.15 |
| 419.05 | 1902508.01 | 359.57 | 1632431.17 |
| 324.16 | 1830540.57 | 406.13 | 2293464.61 |
| 245.95 | 1658872.74 | 446.86 | 3014031.69 |
| 183.31 | 1338753.30 | 480.06 | 3505878.59 |
| 134.39 | 998962.55 | 504.33 | 3748866.37 |
| 97.01 | 721989.29 | 518.73 | 3860729.22 |
| 69.01 | 513590.04 | 522.77 | 3890806.69 |
| 48.41 | 360309.80 | 516.49 | 3844054.86 |
| 33.52 | 249455.00 | 500.43 | 3724546.41 |
| 22.91 | 170534.93 | 475.62 | 3539839.40 |
| 15.48 | 115175.32 | 443.44 | 3300386.47 |
| 10.33 | 76882.40 | 405.60 | 3018731.50 |
| 6.82 | 50744.93 | 363.93 | 2708572.68 |
| 4.45 | 33129.64 | 320.29 | 2383785.33 |
| 2.88 | 21401.54 | 276.45 | 2057499.90 |
| 1.84 | 13854.98 | 233.97 | 1763086.53 |
| 1.16 | 8662.39 | 194.12 | 1444744.48 |
| 0.73 | 5430.48 | 157.85 | 1174828.65 |
| | 14718398.97 | | 52730193.64 |

546052.6018

12649973.45

ANEJO 3

FLUJO DE CAJA DEL PARQUE EÓLICO EN COSTA DE ADRA (ALMERÍA)

| Año | Antes-impuestos (€) | Acumulado (€) |
|------------|----------------------------|----------------------|
| | | - |
| 0 | -261202080.000 | 261202080.000 |
| | | - |
| 1 | 35148500.920 | 226053579.080 |
| | | - |
| 2 | 35116539.920 | 190937039.160 |
| | | - |
| 3 | 35083588.130 | 155853451.040 |
| | | - |
| 4 | 35049614.830 | 120803836.210 |
| 5 | 35014588.360 | -85789247.840 |
| 6 | 34978476.070 | -50810771.770 |
| 7 | 34941244.300 | -15869527.470 |
| 8 | 34902858.350 | 19033330.880 |
| 9 | 34863282.430 | 53896613.310 |
| 10 | 34822479.650 | 88719092.960 |
| 11 | 34780412.000 | 123499504.950 |
| 12 | 34737040.240 | 158236545.190 |
| 13 | 34692323.960 | 192928869.150 |
| 14 | 34646221.470 | 227575090.620 |
| 15 | 34598689.810 | 262173780.430 |
| 16 | 101466381.470 | 363640161.900 |
| 17 | 101415857.170 | 465056019.070 |
| 18 | 101363766.610 | 566419785.670 |
| 19 | 101310061.240 | 667729846.920 |
| 20 | 101254691.010 | 768984537.930 |

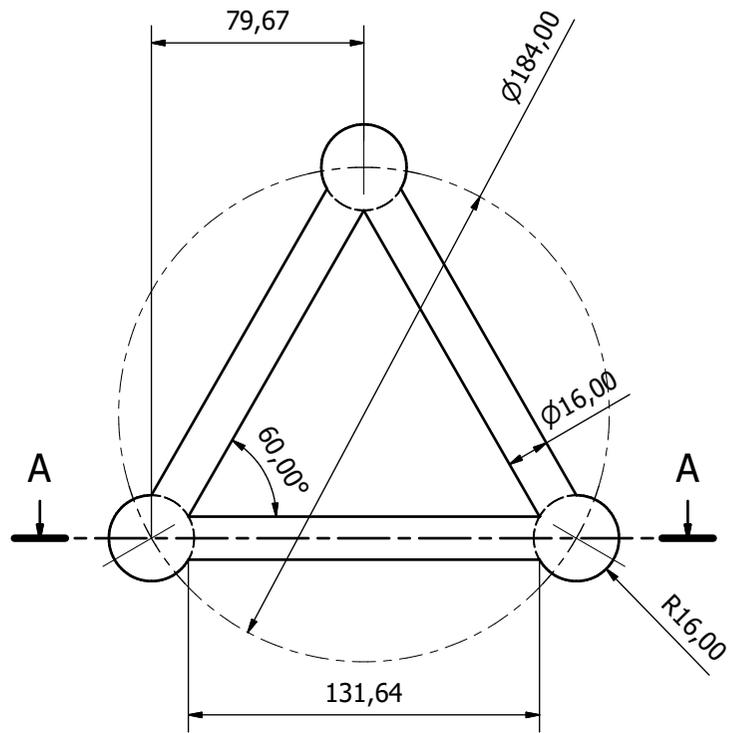
FLUJO DE CAJA DEL PARQUE EÓLICO EN COSTA DE PALAMÓS (GIRONA)

| Año | Antes-impuestos (€) | Acumulado (€) |
|------------|----------------------------|----------------------|
| | | - |
| 0 | -261202080.000 | 261202080.000 |
| | | - |
| 1 | 30948304.790 | 230253775.210 |
| | | - |
| 2 | 30916343.790 | 199337431.410 |
| | | - |
| 3 | 30883392.000 | 168454039.410 |
| | | - |
| 4 | 30849418.710 | 137604620.710 |
| | | - |
| 5 | 30814392.240 | 106790228.470 |
| 6 | 30778279.950 | -76011948.520 |
| 7 | 30741048.180 | -45270900.350 |
| 8 | 30702662.220 | -14568238.120 |
| 9 | 30663086.300 | 16094848.180 |
| 10 | 30622283.530 | 46717131.710 |
| 11 | 30580215.870 | 77297347.580 |
| 12 | 30536844.110 | 107834191.690 |
| 13 | 30492127.830 | 138326319.520 |
| 14 | 30446025.350 | 168772344.870 |
| 15 | 30398493.680 | 199170838.550 |
| 16 | 97266185.340 | 296437023.900 |
| 17 | 97215661.040 | 393652684.940 |
| 18 | 97163570.480 | 490816255.420 |
| 19 | 97109865.120 | 587926120.540 |
| 20 | 97054494.890 | 684980615.420 |

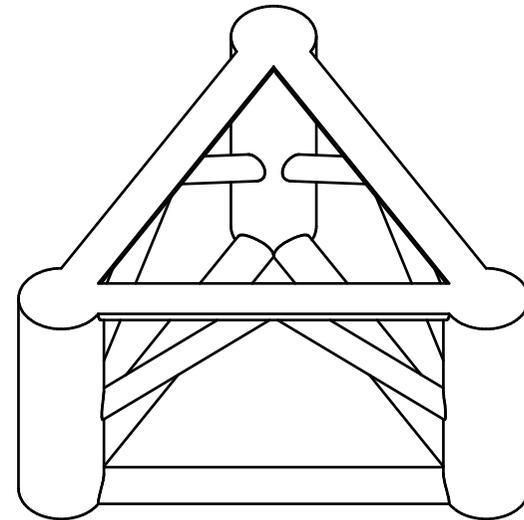
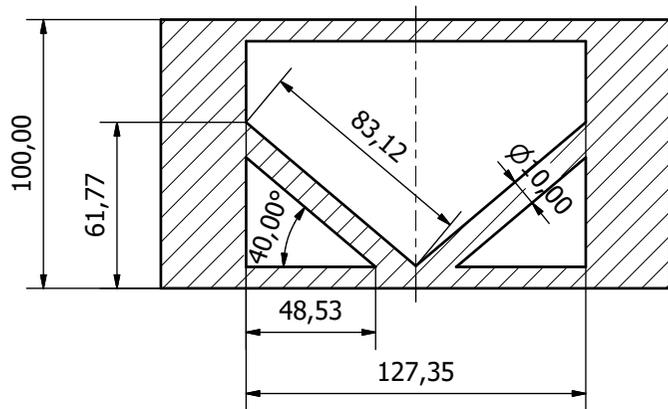
IV.- PLANOS

Estudio comparativo de la viabilidad económica de la instalación de un parque eólico marino flotante en diferentes localizaciones de la costa mediterránea.

PLANO 1



A-A (1 : 2)



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA

Autor: Antoni Sanchis Marín

Plataforma flotante semiumergible

Fecha: 29/08/22

Escala 2:265

Proyecto: ESTUDIO COMPARATIVO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO MARINO FLOTANTE EN DIFERENTES LOCALIZACIONES DE LA COSTA MEDITERRÁNEA