

ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO MARINO

Document:

Memòria

Autor:

Guillem Cassà Villalaín

Director /Co-director:

Gustavo Raush

Titulació:

Màster Universitari en Enginyeria Industrial

Convocatòria:

Primavera

TREBALL FINAL D'ESTUDIS

ESTUDIO DE VIABILIDAD
TÉCNICO ECONÓMICA
DE UN PARQUE EÓLICO OFFSHORE

Autor: Guillem Cassà Villalaín

Director: Gustavo Raush Alviach

MUEI

2021

A los que buscan, a los que se preguntan
a los que tienen dudas

RESUM

En aquest treball es realitza un estudi de viabilitat d'un parc eòlic marí a les costes de la Bretanya francesa. Per començar, es fa un estudi del recurs eòlic de tres períodes diferents mitjançant dades preses per boies marines. L'objectiu és calcular els factors d'escala i forma de Weibull per diversos mètodes i mitjançant unes proves d'avaluació de la bondat d'ajust escollir el més adequat a la vegada que es comprova com varien aquests depenent de la mida de la mostra. A continuació, es calcula la densitat d'energia amb el mètode que presenta millor ajust. A l'anàlisi tècnic s'analitzen els sistemes més importants que conformen un parc eòlic marí flotant. Es descriuen cadascun d'ells i s'escull el més adient en base als resultats obtinguts a les fonts consultades i la seva idoneïtat per la zona d'implantació escollida. Per últim, es realitza una estimació del cost total del projecte tenint en compte els costos materials, d'instal·lació, operació, manteniment, desmantellament i gestió de projectes.

RESUMEN

En este trabajo se realiza un estudio de viabilidad de un parque eólico marino en las costas de la Bretaña francesa. Para empezar, se hace un estudio del recurso eólico de tres períodos diferentes mediante datos tomados por boyas marinas. Los objetivos son calcular los factores de escala y forma de Weibull por varios métodos y mediante unas pruebas de evaluación de la bondad de ajuste escoger el más adecuado a la vez que comprobar cómo varían estos dependiendo del tamaño de la muestra. A continuación, se calcula la densidad de energía con el método que presenta mejor ajuste. En el análisis técnico se analizan los sistemas más importantes que conforman un parque eólico marino flotante. Se describen cada uno de ellos y se escoge el más adecuado en base a los resultados obtenidos en las fuentes consultadas y su idoneidad para la zona de implantación elegida. Por último, se realiza una estimación del coste total del proyecto teniendo en cuenta los costes materiales, de instalación, operación, mantenimiento, desmantelamiento y gestión de proyectos.

ABSTRACT

This work is a feasibility study of an offshore wind farm off the coast of French Brittany. To begin with, a study of the wind resource from three different periods is made using data taken from marine buoys. The aim is to calculate the Weibull scale and shape factors by various methods and by means of some tests of evaluation of the goodness of fit choose the most suitable at the same time as it checks how they vary depending on the size of the sample. The energy density is then calculated using the best fit method. The technical analysis analyses the most important systems that make up a floating offshore wind farm. Each of them is described and the most appropriate is chosen based on the results obtained from the sources consulted and their suitability for the chosen area of implementation. Finally, an estimate is made of the total cost of the project taking into account the material, installation, operation, maintenance, dismantling and project management costs.

Índice

1) Objeto	13
2) Justificación y motivación	13
3) Alcance	13
4) Estudio del recurso eólico	15
4.1) Localización	15
4.2) Análisis estadístico del viento	16
4.2.1) Datos del recurso eólico	16
4.2.2) La distribución de Weibull	18
4.2.2.1) Método Gráfico.....	19
4.2.2.2) Maximum Likelihood Method (MLM)	20
4.2.2.3) Moment Method (MM)	21
4.2.2.4) Power Density Method (PDM).....	22
4.2.2.5) Método Empírico de Justus	22
4.2.2.6) Método Empírico de Lysen	23
4.3) Pruebas estadísticas	23
4.3.1.1) Coeficiente de correlación R^2	23
4.3.1.2) Coeficiente χ^2	24
4.3.1.3) Root Mean Square Error (RMSE)	24
4.3.1.4) Mean Absolute Percentage Error (MAPE).....	24
4.4) Variación del viento con la altura.....	25
4.5) Resultados del análisis estadístico del recurso eólico.....	25
4.5.1) Resultados del análisis del recurso eólico mensuales del 2020	26
4.5.2) Resultados análisis recurso eólico período anual 2020	39
4.5.3) Resultados del análisis del recurso eólico para el período 2016-2020	40
5) Análisis técnico	42
5.1) Localización y diseño	43
5.2) Distribución del recurso eólico.....	44
5.3) Análisis y selección de los aerogeneradores.....	45
5.3.1) Elementos de los aerogeneradores.....	45
5.3.2) Elección del aerogenerador	47
5.4) Análisis y selección de las plataformas flotantes	57
5.4.1) Plataformas flotantes tipo TLP	58
5.4.2) Plataformas flotantes tipo Semi-sumergible o Barge	59
5.4.3) Plataformas flotantes tipo SPAR	60
5.4.3.1) SPAR	60
5.4.3.2) RDS (Reduced Draft SPAR)	61

5.4.4)	Comparativa y selección de la plataforma flotante.....	62
5.5)	Análisis y selección del sistema de amarre y anclaje	63
5.5.1)	Tipos de sistemas de amarre	63
5.5.1.1)	Amarre tipo catenaria	63
5.5.1.2)	Amarre tipo tenso	65
5.5.2)	Tipos de sistemas de anclaje.....	65
5.5.2.1)	Anclas de gravedad.....	65
5.5.2.2)	Anclas de arrastre	66
5.5.2.3)	Pilotes hincados	67
5.5.2.4)	Pilotes de succión	67
5.5.3)	Anclas multilínea.....	68
5.6)	Análisis y selección del sistema de conexión y transporte eléctrico	70
6)	viabilidad económica.....	72
6.1)	Análisis de costes del proyecto.....	72
6.1.1)	CAPEX.....	73
6.1.1.1)	Coste material turbinas eólicas	73
6.1.1.2)	Coste material plataformas flotantes	74
6.1.1.3)	Coste material sistema de transmisión.....	75
6.1.1.4)	Coste material líneas de amarre.....	76
6.1.1.5)	Coste material sistema de anclaje.....	76
6.1.1.6)	Coste de instalación de turbinas	76
6.1.1.7)	Coste de instalación de plataformas flotantes.....	77
6.1.1.8)	Coste de instalación de líneas de amarre y anclaje.....	79
6.1.1.9)	Coste de instalación de sistema de transmisión.....	80
6.1.2)	Costes de Project Management	82
6.1.3)	OPEX.....	83
6.1.3.1)	Coste de operaciones	83
6.1.3.2)	Coste de mantenimiento	83
6.1.4)	DECEX.....	83
6.1.5)	Coste total del proyecto	84
6.2)	Indicadores económicos	85
6.2.1)	Flujo de caja (cash Flow).....	85
6.2.2)	Valor actualizado neto (VAN).....	85
6.2.3)	Tasa interna de retorno (TIR)	86
6.2.4)	Período de Retorno	87
6.2.5)	LCOE.....	87
6.3)	Tabla económica del proyecto.....	87

7) Implicaciones ambientales y sociales	89
8) Conclusiones.....	90
8.1) Conclusiones del trabajo	90
8.2) Trabajos futuros	90
9) Bibliografía.....	91

Índice imágenes

Figura 1. Actualidad de Parques eólicos en Francia. Fuente:[1]	15
Figura 2. Localización general del parque eólico marino. Fuente: maps.google.com	16
Figura 3. Área implantación parque eólico marino. Fuente: maps.google.com	16
Figura 4. Área de estudio para implantación parque eólico marino. Fuente: globalwindatlas.info.....	16
Figura 5. Posición boya de Gascona. Fuente: https://donneespubliques.meteofrance.f	17
Figura 6. Media del viento a 10 metros de altura en lugar estudio parque eólico. 6.69 m/s. Fuente: globalwindatlas.info	17
Figura 7. Media del viento a 10 metros en boya oceanográfica de Gascona. 6.47 m/s. Fuente: globalwindatlas.info	17
Figura 8. Media del viento a 50 metros de altura en lugar estudio parque eólico. 7.91 m/s. Fuente: globalwindatlas.com.....	18
Figura 9. Media del viento a 100 metros de altura en lugar estudio parque eólico. 8.61 m/s. Fuente: globalwindatlas.com.....	18
Figura 10. Distribución de Weibull a 10 metros. Enero 2020. Fuente: Elaboración propia.....	26
Figura 11. Distribución de Weibull a 10 metros. Febrero 2020. Fuente: Elaboración propia.....	27
Figura 12. Distribución de Weibull a 10 metros. Marzo 2020. Fuente: Elaboración propia.....	28
Figura 13. Distribución de Weibull a 10 metros. Abril 2020. Fuente: Elaboración propia.....	29
Figura 14. Distribución de Weibull a 10 metros. Mayo 2020. Fuente: Elaboración propia.....	30
Figura 15. Distribución de Weibull a 10 metros. Junio 2020. Fuente: Elaboración propia.....	31
Figura 16. Distribución de Weibull a 10 metros. Julio 2020.....	32
Figura 17. Distribución de Weibull a 10 metros. Agosto 2020. Fuente: Elaboración propia.....	33
Figura 18. Distribución de Weibull a 10 metros. Septiembre 2020. Fuente: Elaboración propia	34
Figura 19. Distribución de Weibull a 10 metros. Octubre 2020. Fuente: Elaboración propia	35
Figura 20. Distribución de Weibull a 10 metros. Noviembre 2020. Fuente: Elaboración propia	36
Figura 21. Distribución de Weibull a 10 metros. Diciembre 2020. Fuente: Elaboración propia	37
Figura 22. Distribución de Weibull a 10 metros. Anual 2020. Fuente: Elaboración propia	39
Figura 23. Distribución de Weibull a 10 metros. 2016- 2020. Fuente: Elaboración propia.....	41
Figura 24. Principales componentes de un parque eólico flotante. Fuente: [6].....	42
Figura 25. Mapa batimétrico lugar de implantación. Fuente https://data.shom.fr	43

Figura 26. Rosa de los vientos a 150 metros. Fuente: Globalwindatlas.info	45
Figura 27. Esquema de un sistema típico de generación eólico. Fuente: [8].....	46
Figura 28. Detalle interior nacelle turbina eólica convencional. Fuente: google.com.....	47
Figura 29. Gráfico curva potencia de tres aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia	49
Figura 30. Potencia de turbina vs diámetro rotor. Fuente: https://wemakeconsultores.com/	51
Figura 31. Gráfico velocidad viento-potencia del modelo V165/9500	53
Figura 32. Gráfico velocidad viento-potencia del modelo V236/15	54
Figura 33. Diferentes tipologías de plataformas flotantes. Fuente: https://questfwe.com	58
Figura 34. Plataforma flotante TLP. Fuente https://iopscience.iop.org	59
Figura 35. Plataforma Semi-sumergible y Barge. Fuente: https://www.energyfacts.eu	60
Figura 36. Plataforma flotante SPAR. Fuente: https://www.energyfacts.eu	61
Figura 37. Plataforma tipo RDS. Fuente: https://www.seaplace.es	62
Figura 38. Sistema de amarre tipo catenaria. Fuente: http://riador.com	64
Figura 39. Sistema de amarre tipo multi-catenaria con anclas de arrastre. Fuente: http://riador.com	64
Figura 40. Sistema de amarre tipo multi-catenaria con anclas de carga vertical. Fuente: http://riador.com	64
Figura 41. Sistema de amarre tipo tenso vertical. Fuente: http://riador.com	65
Figura 42. Sistema de amarre tipo tenso a 45°. Fuente: http://riador.com	65
Figura 43. Ancla de gravedad 01. Fuente: google.com	66
Figura 44. Ancla de gravedad 02. Fuente: google.com	66
Figura 45. Ancla de arrastre. Fuente: https://vryhof.com/	66
Figura 46. Pilotes hincados 01. Fuente: google.com	67
Figura 47. Pilotes hincados 02. Fuente: google.com	67
Figura 48. Cimentación tipo pilotes de succión 01. Fuente: google.com.....	68
Figura 49. Cimentación tipo pilotes de succión 02. Fuente: google.com.....	68
Figura 50. Lay-out A, ancla simple; B ancla de 3 líneas; C ancla de 6 líneas. Fuente: [8]	68
Figura 51. Número total de anclas para anclas simples, anclas de 3 líneas y anclas de 6 líneas. Fuente: [17].	69
Figura 52. Disposición de las líneas eléctricas de conexión en tierra. Fuente: Modificado de [19]	70
Figura 53. Rangos de distancias - tecnología de transmisión AC, DC. Fuente: [20]	71
Figura 54. Gráfico coste vs distancia de cable para transmisiones de energía en AC y DC. Fuente: [21].....	71
Figura 55. Capacidad de transmisión de algunos cables en HVAC. Fuente: [22].....	72

Índice de tablas

Tabla 1. Evaluación de la bondad de ajuste. Enero 2020. Fuente: Elaboración propia.....	26
Tabla 2. Evaluación de la bondad de ajuste. Febrero 2020. Fuente: Elaboración propia.....	27
Tabla 3. Evaluación bondad de ajuste. Marzo 2020. Fuente: Elaboración propia	28

Tabla 4. Evaluación bondad de ajuste. Abril2020. Fuente: Elaboración propia	29
Tabla 5. Evaluación bondad de ajuste. Mayo 2020. Fuente: Elaboración propia.....	30
Tabla 6. Evaluación bondad de ajuste. Junio 2020. Fuente: Elaboración propia	31
Tabla 7. Evaluación bondad de ajuste. Julio 2020. Fuente: Elaboración propia	32
Tabla 8. Evaluación bondad de ajuste. Agosto 2020. Fuente: Elaboración propia	33
Tabla 9. Evaluación bondad de ajuste. Septiembre 2020. Fuente: Elaboración propia.....	34
Tabla 10. Evaluación bondad de ajuste. Octubre 2020. Fuente: Elaboración propia	35
Tabla 11. Evaluación bondad de ajuste. Noviembre 2020. Fuente: Elaboración propia.....	36
Tabla 12. Evaluación bondad de ajuste. Diciembre 2020. Fuente: Elaboración propia	37
Tabla 13. Evaluación de la densidad de potencia. Mensual 2020. Fuente: Elaboración propia.....	38
Tabla 14. Evaluación bondad de ajuste. Anual 2020. Fuente: Elaboración propia	39
Tabla 15. Evaluación de la densidad de potencia. Anual 2020. Fuente: Elaboración propia.....	40
Tabla 16. Evaluación de la bondad de ajuste. 2016-2020. Fuente: Elaboración propia	40
Tabla 17. Evaluación de la densidad de potencia. 2016- 2020. Fuente: Elaboración propia	41
Tabla 18. Coordenadas zona estudio implantación parque eólico.....	44
Tabla 19. Características principales aerogeneradores segunda generación. Fuente: Elaboración propia	47
Tabla 20. Clasificación tipos de aerogeneradores. Fuente: IEC 61400-1.....	48
Tabla 21. Cálculo generación energética turbinas segunda generación. Fuente: Elaboración propia.....	50
Tabla 22. Horas de funcionamiento a velocidad nominal 1. Fuente: Elaboración propia	50
Tabla 23. Características principales turbinas eólicas state-of-the-art. Fuente: Elaboración propia.....	51
Tabla 24. Tabla velocidad de viento-potencia del modelo V165/9500. Fuente: Elaboración propia.....	52
Tabla 25. Tabla de velocidad de viento /-potencia del modelo V236/15	54
Tabla 26. Cálculo energía anual V236/15	55
Tabla 27. Horas de funcionamiento a velocidad nominal 2. Fuente: Elaboración propia	55
Tabla 28. Pérdidas del parque eólico. Fuente: Elaboración propia	56
Tabla 29. Selección de criterios. Fuente: [15].....	62
Tabla 30. Matriz comparativa diferentes tipologías plataformas flotantes. Fuente: Modificado de [15].....	63
Tabla 31. Resumen de costos del parque eólico. Fuente: Elaboración propia.....	84
Tabla 32. Interpretación del VAN. Fuente: https://capitalibre.com/2015/06/que-es-el-van	86
Tabla 33. Indicadores económicos. Fuente: Elaboración propia.....	87
Tabla 34. Tabla económica del proyecto. Fuente: Elaboración propia	88



1) OBJETO

El objeto de este trabajo es el de realizar un estudio de viabilidad de un parque eólico marino flotante de 255 MW de potencia en una zona delimitada de la costa sur de la Bretaña francesa. Para ello, se realiza primeramente un estudio del recurso eólico utilizando la distribución de Weibull y se evalúan sus términos por diferentes métodos con el fin de compararlos y escoger el que dé un mejor ajuste. A continuación, se analizan los sistemas más importantes que caracterizan un parque eólico flotante. Se describen las diferentes tecnologías existentes para dar solución a cada uno de sus desafíos y se escoge la más adecuada para el emplazamiento a estudio en base a los resultados obtenidos en diversas investigaciones. Para finalizar, se realiza una estimación del costo del proyecto para posteriormente estudiar su viabilidad económica.

2) JUSTIFICACIÓN Y MOTIVACIÓN

En el entorno actual en el cual nos ha tocado vivir, cada vez más, se hace evidente la necesidad de cambiar nuestro modelo energético hacia la descarbonización. En esta línea, nace la motivación para realizar este trabajo ya que, con él, se pretende por parte del autor profundizar en la tecnología eólica actual, los métodos de estudio del recurso eólico y analizar económicamente las soluciones propuestas con el fin de obtener una visión generalista de los procesos, las tecnologías, los desafíos que implica el desarrollo de esta fuente de generación energética.

3) ALCANCE

Este trabajo se divide en 3 fases. En la primera, se hace un análisis del recurso eólico en el emplazamiento mediante diversos métodos con el fin de estimar los parámetros de forma y de escala de Weibull. Para ello, se realizan unas pruebas de bondad para escoger el método que más se ajusta a los datos reales. Se analizan tres períodos para comparar sus resultados posteriormente. Primero se analizan los datos del año 2020 mensualmente, con ello se comprueba la variabilidad del recurso eólico dependiendo del mes que se analice. Se calcula la densidad de energía mensual y la media anual presentando mayores variabilidades entre los meses de invierno y verano. Posteriormente, se analizan los datos del año 2020 en su conjunto. Se calcula la densidad de energía anual y se compara con la obtenida mediante la media de las densidades de energía mensuales del 2020. Por último, se realiza el análisis del recurso eólico desde el año 2016 al 2020. Se calcula la densidad de energía y se compara con las obtenidas con el análisis de los expuesta anteriormente.

En la segunda fase, se realiza un análisis de los sistemas más importantes de un parque eólico marino. Se realiza una revisión del estado del arte de las diferentes tecnologías, se realizan comparaciones entre estas y se escogen las más adecuadas para el caso a estudio.

En la tercera fase, se realiza la estimación de los costos necesarios para llevar a cabo el proyecto. Se analizan el CAPEX, OPEX y DECEX en base a una metodología combinada de varios estudios y a algunas

suposiciones basadas en la bibliografía debido a la dificultad de encontrar precios reales y a que normalmente los fabricantes no los proporcionan. Una vez calculado el costo de la inversión se analiza su viabilidad en base al cálculo del cash flow, el VAN, la TIR y el LCOE. Se conforma una tabla con los costes de inversión, la financiación, los intereses, los costos de operación y mantenimiento y se calcula el período de retorno.

De esta manera el alcance de este proyecto queda resumido de la siguiente manera:

- 1) Análisis del recurso eólico en el emplazamiento por diferentes métodos, comparación estadística y estimación de la densidad de energía disponible
- 2) Análisis de las soluciones técnicas y elección de la más apropiada
- 3) Análisis económico de la inversión necesaria y período de retorno

4) ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO

4.1) Localización

Se escoge el sur de la Bretaña francesa para realizar este trabajo debido a que es una zona ya estudiada y escogida para implantar un parque eólico flotante en los próximos años en dos fases. Una primera de 250 MW y la segunda de 500 MW. Además, Francia, con su posición geográfica estratégica para esta tecnología ya está construyendo en estos momentos un parque eólico en la bahía de St. Brieuc y está pendiente de sacar a licitación hasta 3000 MW de energía eólica en los próximos años. Lo que añade más interés al estudio de esta tecnología en las costas francesas. En la figura siguiente se muestran las previsiones de instalación eólica para los próximos años en Francia.

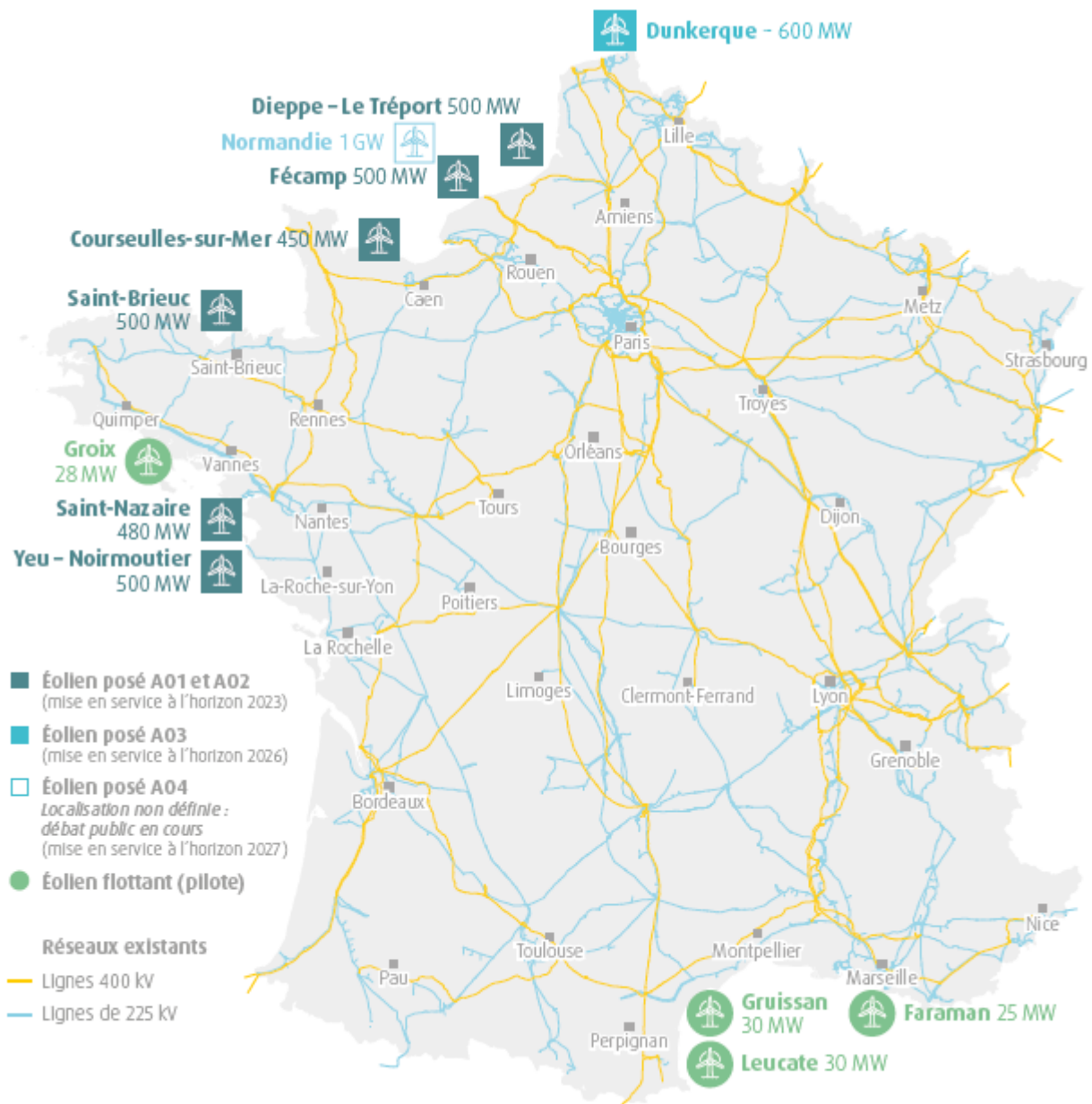


Figura 1. Actualidad de Parques eólicos en Francia. Fuente:[1]

El área de estudio para la implantación del parque eólico ocupa unos 600 km² y se sitúa a unos 10 km al sur de Île de Groix, 10 km al este de Belle-Île-en-Mer y entre 30 y 50 km de distancia del punto más cercano a las costas francesas. En la siguiente figura se indica la ubicación aproximada del futuro parque eólico.

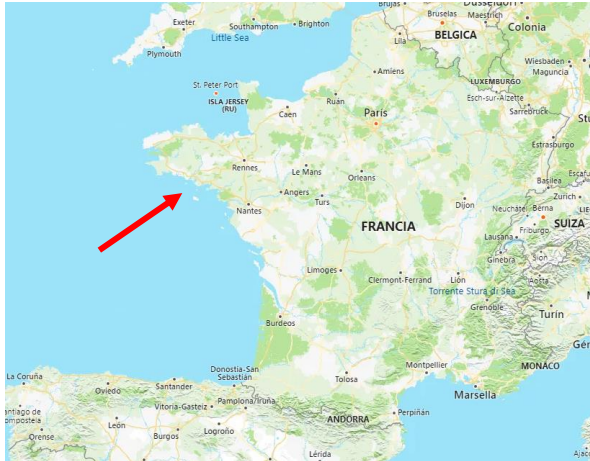


Figura 2. Localización general del parque eólico marino. Fuente: maps.google.com

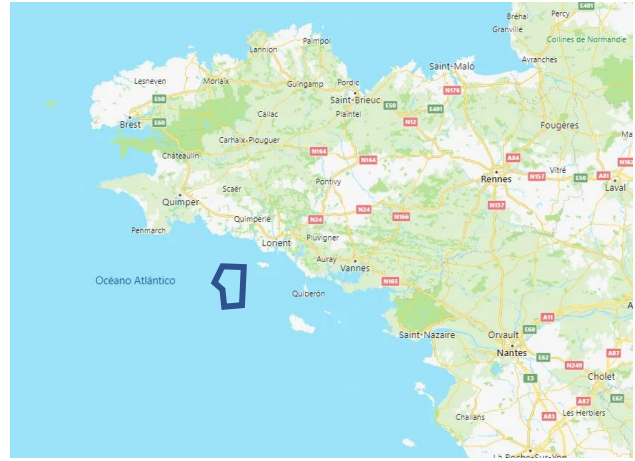


Figura 3. Área implantación parque eólico marino. Fuente: maps.google.com

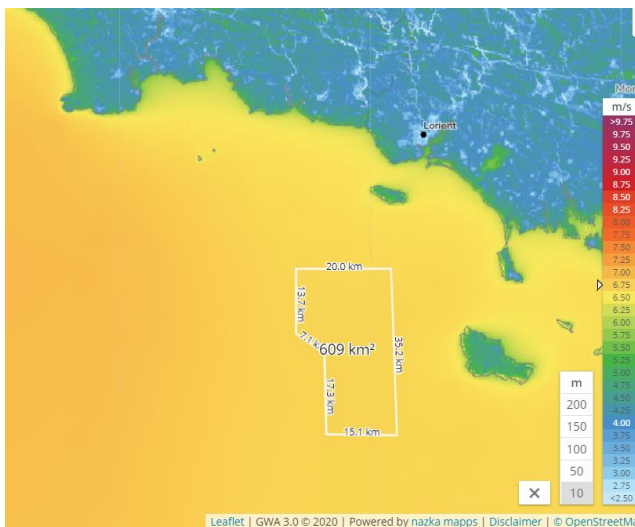


Figura 4. Área de estudio para implantación parque eólico marino. Fuente: globalwindatlas.info

4.2) Análisis estadístico del viento

4.2.1) Datos del recurso eólico

En la página meteofrance.com se encuentran los datos históricos usados para analizar el recurso eólico en la costa sur de la Bretaña francesa. Los datos se encuentran en formato .csv, en períodos de una hora, a una altura de 10 metros, realizados por la boya oceanográfica 62001 del golfo de Gascona.

Como se ve en la figura siguiente la boya de Gascona se encuentra en mitad del golfo de Vizcaya a una distancia de 300 km de la zona de implantación del parque eólico. Dado a que el lugar de implantación se

encuentra también en el mar, los datos de viento proporcionados por la boya 62001 pueden ser extrapolables para el caso estudio ya que no hay accidentes geográficos importantes que hagan variar considerablemente ni la dirección ni velocidad del viento.



Figura 5. Posición boya de Gascona. Fuente: <https://donneespubliques.meteofrance.fr>

Para verificar si los datos de la boya 62001 son extrapolables para el estudio en el lugar de implantación, se utilizan, también, los datos obtenidos en la página globalwindatlas.info. En ella, se proporcionan datos medios de viento y densidad de energía para diferentes alturas en multitud de puntos de la tierra.

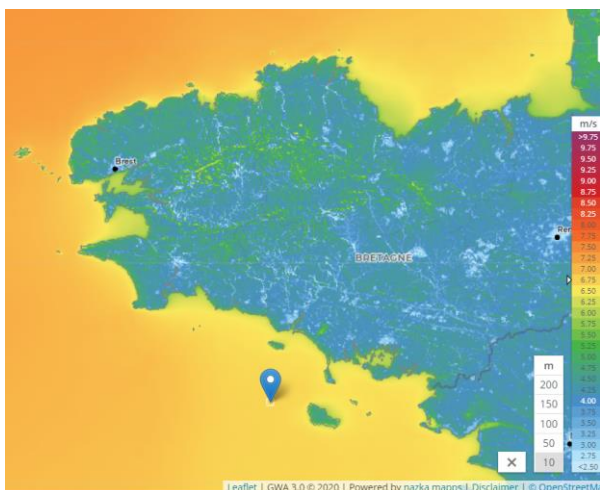


Figura 6. Media del viento a 10 metros de altura en lugar estudio parque eólico. 6.69 m/s. Fuente: globalwindatlas.info

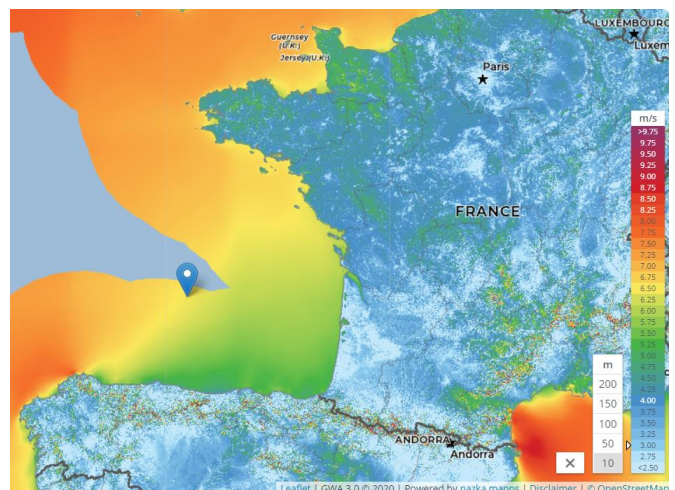


Figura 7. Media del viento a 10 metros en boya oceanográfica de Gascona. 6.47 m/s. Fuente: globalwindatlas.info

Como se comprueba en las imágenes anteriores, las velocidades de viento, según globalwindatlas.info, no varían significativamente entre el lugar de estudio del parque eólico y la ubicación de la boya 62001. Por lo que se utilizarán los datos obtenidos de la boya de Gascona para realizar el estudio del recurso eólico en

emplazamiento. Además, debido a que la boya 62001 solo proporciona datos a 10 metros, también se utilizarán las medidas medias de viento a diferentes alturas que proporciona globalwindatlas.info para calcular el coeficiente de Hellmann y así poder extrapolar los parámetros de Weibull obtenidos a 10 metros a la altura del buje del aerogenerador elegido y calcular de esta manera la de generación de energía esperada.

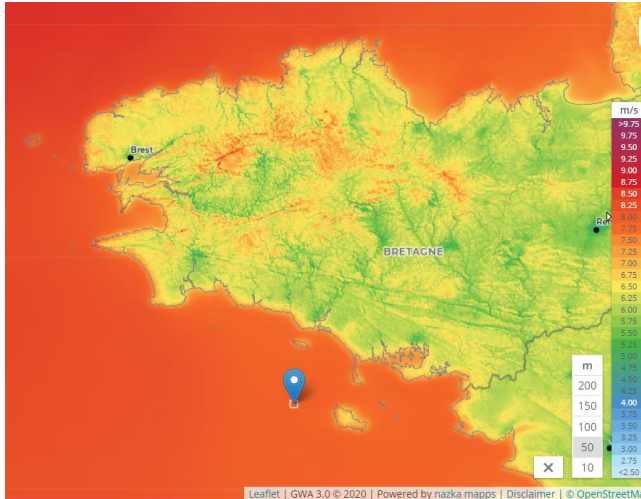


Figura 8. Media del viento a 50 metros de altura en lugar estudio parque eólico. 7.91 m/s. Fuente: globalwindatlas.com

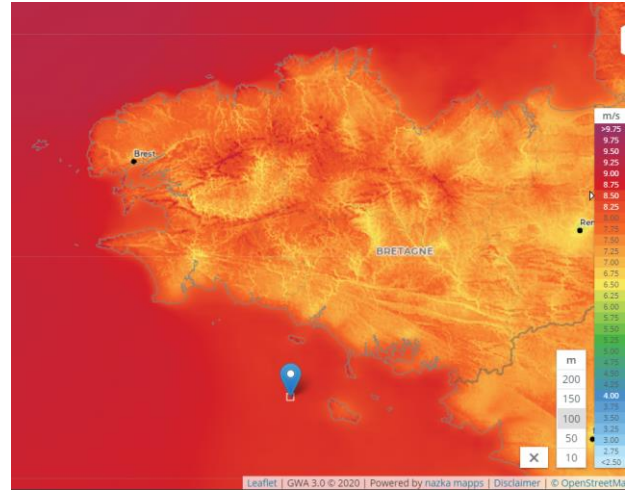


Figura 9. Media del viento a 100 metros de altura en lugar estudio parque eólico. 8.61 m/s. Fuente: globalwindatlas.com

4.2.2) La distribución de Weibull

Debido a que la velocidad del viento varía constantemente, es necesario utilizar la estadística para describirlo. Es adecuado establecer un modelo de frecuencias de las velocidades del viento que venga descrito por una función matemática continua en vez de por una tabla de valores discretos.

Es importante describir la variación de las velocidades del viento de una manera adecuada ya que de su precisión dependerán otras variables como los costes de generación, período de retorno de la inversión, optimizaciones de diseño etc. Hay varias funciones que se pueden utilizar para describir la frecuencia de la distribución de velocidades del viento. Las más utilizadas son las distribuciones de Weibull de dos parámetros y la de Rayleigh, siendo esta última un caso específico de la de Weibull de dos parámetros. En este trabajo se utiliza la función de distribución de Weibull de dos parámetros. La distribución de Weibull depende de los parámetros denominados de forma, representado por la letra k , que indica el grado de dispersión de los registros, y, de escala, representado por la letra c , que determina la velocidad promedio del viento en el lugar de estudio.

A continuación, se muestra la función de distribución de Weibull:

$$f(x) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (k > 0, v > 0, c > 1)$$

La función de densidad acumulada de Weibull se expresa mediante la siguiente expresión:

$$F(x) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right]$$

Con el fin de estudiar la variación de los parámetros de Weibull con el tamaño de la muestra, se han calculado los parámetros de Weibull para diferentes períodos. El primero, mensualmente del año 2020. El segundo, utilizando todos los datos del año 2020. Y, por último, se han utilizado todos los datos desde el año 2016 al 2020. Con ello, se ha comprobado que para análisis del recurso eólico de tiempos relativamente cortos (mensuales) los factores de forma k y de escala c varían significativamente de mes a mes y con ello la estimación de densidad de energía del lugar a estudio. Mientras que, al analizar períodos de tiempo superiores, como es de esperar, los datos reales de viento se asemejan más a la función probabilística de Weibull. Se han utilizado diferentes métodos para determinar los parámetros de Weibull y así comprobar cuál de ellos se ajusta más a los datos observados de velocidad del viento.

Los métodos utilizados son los siguientes:

- Método Gráfico
- Maximum Likelihood Method
- Power Density Method
- Moment Method
- Método Empírico de Justus
- Método Empírico de Lysen

Una vez calculados los parámetros de forma y escala por los métodos citados anteriormente, se han realizado pruebas estadísticas para cuantificar la aproximación a los datos reales de cada método. Las pruebas estadísticas realizadas son las siguientes:

- Prueba estadística R^2
- Prueba estadística χ^2
- Root Mean Square Error (RMSE)
- Mean Absolute Percentage Error (MAPE)

4.2.2.1) *Método Gráfico*

Para determinar los parámetros de Weibull mediante el método Gráfico, se realiza la conversión doble logarítmica de la función de densidad acumulada de Weibull.

$$F(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right]$$

Para ello, se aplican logaritmos a la función de densidad acumulada:

$$\ln(1 - F(v)) = \left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k \right]$$

Se reescribe la ecuación anterior teniendo en cuenta las propiedades de los logaritmos:

$$\ln\left(\frac{1}{1 - F(v)}\right) = \left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k \right]$$

Se vuelven a aplicar logaritmos:

$$\ln\left(\ln\left(\frac{1}{1 - F(v)}\right)\right) = \ln\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right]$$

Se reescribe la ecuación anterior:

$$\ln\left(\ln\left(\frac{1}{1 - F(v)}\right)\right) = k \cdot \ln(v) - k \cdot \ln(c)$$

Por lo que finalmente se obtiene la expresión siguiente:

$$\ln(-\ln(1 - F(v))) = k \cdot \ln(v) - k \cdot \ln(c)$$

Esta ecuación se asemeja a la ecuación de una recta:

$$y = mx + b$$

Donde:

$$y = \ln(-\ln(1 - F(v)))$$

$$m = k$$

$$c = e^{-\frac{b}{k}}$$

A continuación, se gráfica la función lineal $\ln(v)$ en abscisas y la función $\ln(-\ln(1 - F(v)))$. Una vez graficada, se obtiene la ecuación de la recta y directamente aplicando las ecuaciones anteriores los parámetros de forma y de escala.[2]

4.2.2.2) **Maximum Likelihood Method (MLM)**

El Maximum Likelihood Method o método de la Máxima Verosimilitud es muy utilizado en la práctica debido a que proporciona estimadores consistentes, asintóticamente eficientes, insesgados y normalmente

distribuidos. No es posible calcular analíticamente las estimaciones de los parámetros por lo que se debe recurrir a métodos numéricos para calcular dichas estimaciones. La función de verosimilitud para muestras completas con distribución de Weibull(k,c) es:

$$L(k, c) = (kc)^n \prod_{i=1}^n (cv_i)^{k-1} \exp[-(cv_i)]$$

Y la función de log verosimilitud es:

$$l(k, c) = n \log(k) + cn \log(c) + (k - 1) \sum_{i=1}^n \log(v_i) - \sum_{i=1}^n \log(cv_i)$$

Los estimadores de máxima verosimilitud se obtienen resolviendo las ecuaciones resultantes de igualar las dos derivadas parciales de $l(k, c)$ a cero. Como resultado, el estimador de máxima verosimilitud de c , se obtiene resolviendo la ecuación:

$$\frac{\sum_{i=1}^n v_i^c \log(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^c} - \frac{1}{c} - \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i = 0$$

Para obtener la solución de la ecuación anterior, se deben utilizar métodos numéricos como el de Newton-Raphson. En este trabajo se ha utilizado la herramienta Solver de Excel para solucionar este tipo de ecuaciones. Una vez estimado el parámetro de forma se obtiene la estimación para el parámetro de escala con la siguiente ecuación:[2]

$$c = \left(\frac{n}{\sum_{i=1}^n v_i^c} \right)^{\frac{1}{k}}$$

4.2.2.3) **Moment Method (MM)**

El Moment Method o Método de los Momentos fue introducido por Justus y Mikhail (1976), los mismos que desarrollaron el método gráfico. El método de los momentos para estimar los parámetros de Weibull se centra en la velocidad media del viento (\bar{v}) y en la desviación estándar (σ). Sabiendo que éstos se pueden expresar en función de los parámetros k , c y Gamma de la siguiente manera:

$$\bar{v} = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right)$$

$$\sigma = c \left[\Gamma \left(1 + \frac{2}{k} \right) - \Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right]^{0.5}$$

Y conociendo, además, que también pueden expresarse como:

$$\bar{v} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i$$

$$\sigma = \left[\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (v_i - \bar{v})^2 \right]^{0.5}$$

Se pueden resolver las ecuaciones anteriores y estimar los parámetros de Weibull por métodos numéricos. En este trabajo se han obtenido mediante la herramienta Solver de Excel.

4.2.2.4) *Power Density Method (PDM)*

El Power Density Method o método de la densidad de potencia implica menos computación que los mencionados anteriormente. Para obtener los parámetros k y c de Weibull lo primero que se debe calcular es el Energy Pattern Factor (E_{pf}) que es la ratio entre la media del cubo de las velocidades y el cubo de la media de las velocidades[3].

$$E_{pf} = \frac{\overline{v_i^3}}{(\bar{v})^3} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)^3}$$

Una vez calculado el Energy Pattern Factor, los parámetros de forma y escala se obtienen aplicando las siguientes ecuaciones.

$$k = 1 + \frac{3.69}{E_{pf}^2}$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

La superioridad del Power Density Method en relación con otros métodos es que éste requiere de simple formulación, no requiere agrupar y resolver problemas lineales de mínimos cuadrados o procesos iterativos complejos.[3]

4.2.2.5) *Método Empírico de Justus*

Justus introdujo el método empírico en 1977. Para calcular los parámetros de Weibull k y c se utilizan las siguientes expresiones:

$$k = \left(\frac{\bar{v}}{\sigma}\right)^{-1.086}$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

4.2.2.6) *Método Empírico de Lysen*

El método empírico de Lysen es igual que el de Justus en el cálculo del parámetro k ya que utiliza la misma ecuación para estimar el valor de este parámetro. Mientras que, para estimar el valor del parámetro de escala utiliza la siguiente expresión:

$$c = \bar{v} \left(0.568 + \frac{0.433}{k} \right)^{\frac{-1}{k}}$$

4.3) Pruebas estadísticas

Una vez calculados los parámetros de Weibull por los diferentes métodos expuestos anteriormente, se realizan una serie de pruebas estadísticas para evaluar la eficiencia de cada uno y elegir el método más adecuado. Las pruebas estadísticas o de bondad de ajuste comparan los resultados de una muestra aleatoria con aquellos que se espera observar. La comparación se hace mediante la clasificación de los datos que se observan en cierto número de categorías y entonces comparando las frecuencias observadas con las esperadas para cada categoría. Se han realizado cuatro indicadores estadísticos según los observado en los estudios [3] [4] [5]; el coeficiente de correlación R^2 , el test de χ^2 , el Root Mean Square Error (RMSE) y el Mean Absolute Percentage Error (MAPE).

4.3.1.1) *Coficiente de correlación R^2*

El coeficiente de correlación R^2 determina la relación lineal entre los valores calculados de la distribución de Weibull y los valores calculados de los datos medidos reales. El coeficiente R^2 más elevado será el que indicará una mayor aproximación a los datos observados. Para el cálculo del coeficiente R^2 se utiliza la siguiente ecuación:

$$R^2 = 1 - \frac{(n - 1) \sum_{i=1}^n (O_i - E_i)^2}{(DF - 1) \sum_{i=1}^n (O_i - \bar{O}_i)^2}$$

Donde:

- DF: Degree of Freedom (grados de libertad)= $n - np$:
- n : número de puntos de datos
- np : número de parámetros utilizados en las correspondientes leyes de distribución de probabilidades utilizadas.
- O_i : frecuencias reales observadas.
- E_i : frecuencias esperadas calculadas
- \bar{O}_i : media de los valores de los datos

4.3.1.2) *Coeficiente Chi²*

El contraste de ajuste Chi² compara las frecuencias observadas en un histograma con las especificadas por el modelo teórico que se contrasta. Chi² devuelve el cuadrado de la media de las desviaciones entre los valores experimentales y los calculados por las distribuciones. Se calcula la discrepancia entre las frecuencias observadas y esperadas mediante siguiente ecuación:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^n \frac{(O_i - E_i)^2}{E_i}$$

Donde:

- O_i : frecuencias reales observadas.
- E_i : frecuencias esperadas calculadas

4.3.1.3) *Root Mean Square Error (RMSE)*

La raíz del error cuadrático medio (RMSE) mide la cantidad de error que hay entre dos conjuntos de datos. Es una medida de uso frecuente de las diferencias entre los valores predichos por un modelo y los valores observados. El RMSE representa la media cuadrática de las diferencias entre los valores previstos y los valores observados. Es una medida de precisión, para comparar errores de predicción de diferentes modelos para un conjunto de datos en particular y no entre conjuntos de datos, ya que depende de la escala. El efecto de cada error es proporcional al tamaño del error al cuadrado, por lo tanto, los errores mayores tienen un efecto desproporcionadamente grande. Este método es sensible a los valores atípicos. Los valores más bajos de RMSE indican un mejor ajuste.

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (O_i - E_i)^2}{n}}$$

Donde:

- E_i : frecuencias esperadas calculadas
- O_i : frecuencias reales observadas.
- n : número total de puntos muestra

4.3.1.4) *Mean Absolute Percentage Error (MAPE)*

El Error Porcentual Absoluto Medio (MAPE) es un indicador del desempeño del pronóstico de demanda que mide el tamaño del error en términos porcentuales.

$$MAPE = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{|O_i - E_i|}{|O_i|}}{n}$$

Donde:

- O_i : frecuencias reales observadas.
- E_i : frecuencias esperadas calculadas
- n : número total de puntos muestra

4.4) Variación del viento con la altura

Debido a que el perfil de viento varía con la altura y a que los datos utilizados para obtener los parámetros de forma y escala han sido obtenidos a 10 metros, se deben extrapolar los resultados a la altura del buje del aerogenerador que se implantará para obtener una estimación más real de la generación de energía que se generará. Justus propuso una metodología consistente para ajustar los parámetros de Weibull c y k conocidos a una determinada altura a otra deseada. Para ello formuló las siguientes expresiones:

$$c_z = c_{10} \left(\frac{z}{z_{10}} \right)^n$$

$$k_z = \frac{k_{10}}{1 - 0.00881 \ln \left(\frac{z}{10} \right)}$$

Donde z y z_{10} están en metros y el exponente n se obtiene de:

$$n = 0.37 - 0.088 \ln (c_{10})$$

4.5) Resultados del análisis estadístico del recurso eólico

Como se ha introducido anteriormente, se han analizado los datos de viento en diferentes períodos para analizar la variación de los parámetros de Weibull y , a su vez, la variación de densidad de energía y como esto afecta a la previsión de generación energética. Se han diferenciado 3 períodos a estudio;

- **Datos mensuales del año 2020:** con ello se pretende analizar la variación mensual de los parámetros de forma y escala y ver la influencia en la predicción de generación energética. Además, conocer los meses donde se generará menos electricidad permite planificar los trabajos de mantenimiento en este tipo de fechas y de esta manera afectar menos a la productividad.
- **Datos anuales 2020:** con el análisis de los datos anuales del 2020 en conjunto se pretende estudiar las diferencias en los coeficientes de forma y escala con respecto al análisis mes a mes explicado en el punto anterior. De esta manera se verá la influencia que tiene el tamaño de la muestra en los resultados de las pruebas de bondad de ajuste
- **Datos anuales del 2016 al 2020:** con este análisis se pretende analizar si al aumentar el tamaño de la muestra la distribución del recurso eólico cada vez se asemeja más a la distribución de Weibull y la estimación de parámetros de ésta es más fiable obteniendo resultados de las pruebas estadísticas más ajustados.

4.5.1) Resultados del análisis del recurso eólico mensuales del 2020

Enero 2020

Métodos		Parámetros de Weibull		Análisis estadístico								
		Factor de Forma k	Factor de escala c	R^2	Rank	RMSE	Rank	χ^2	Rank	MAPE (%)	Rank	Ranking general
1	Método Gráfico	1,98680	9,51260	0,532306	6	0,021607	6	5,045564	6	0,274059	6	6
2	MLM	2,47694	9,94454	0,831289	4	0,012977	5	1,890758	5	0,165537	3	5
3	PDM	2,47748	9,95223	0,831360	3	0,012972	4	1,887810	4	0,165578	5	4
4	MM	2,47682	9,95229	0,831202	5	0,012966	3	1,887184	3	0,165547	4	3
5	Justus	2,49127	9,95092	0,834528	1	0,012844	1	1,876004	2	0,164884	1	1
6	Lysen	2,49127	9,95278	0,834513	2	0,012844	2	1,875258	1	0,164893	2	2

Tabla 1. Evaluación de la bondad de ajuste. Enero 2020. Fuente: Elaboración propia

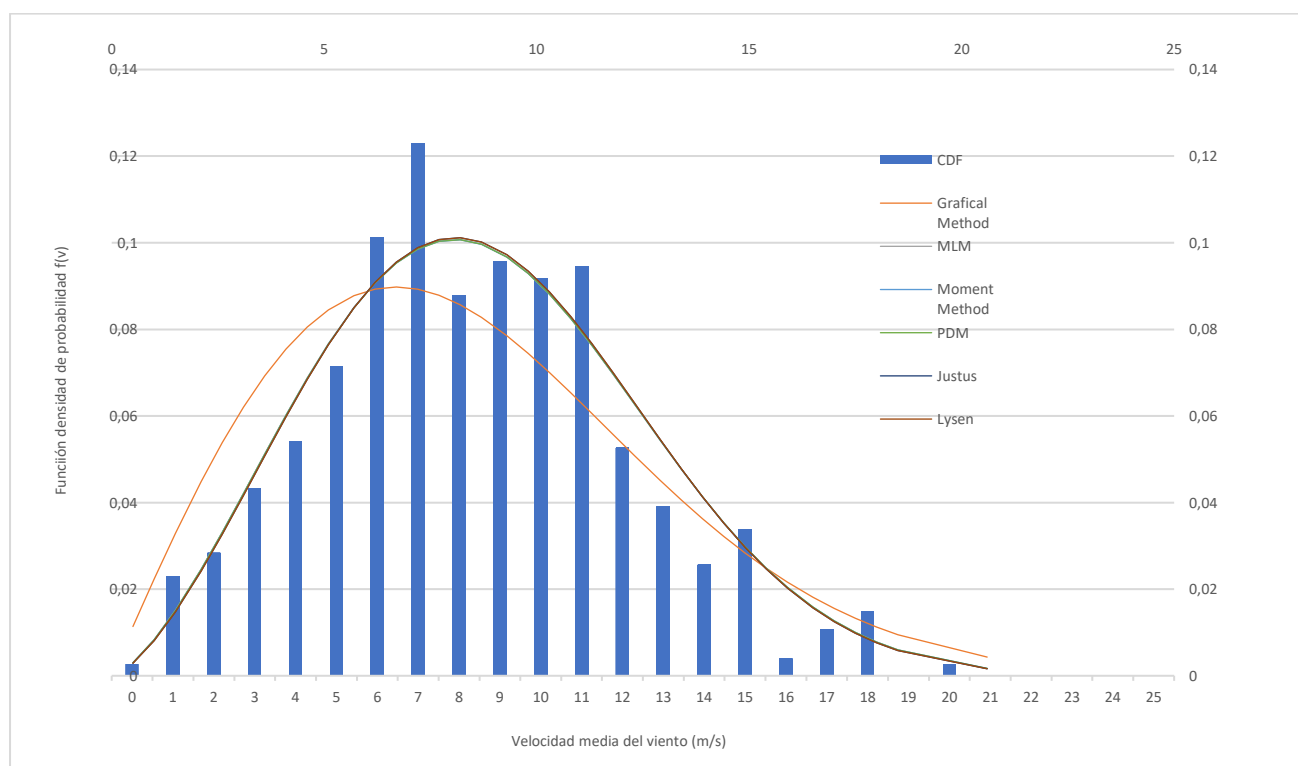


Figura 10. Distribución de Weibull a 10 metros. Enero 2020. Fuente: Elaboración propia

Febrero 2020

Métodos		Parámetros de Weibull		Análisis estadístico								
		Factor de Forma k	Factor de escala c	R ²	Rank	RMSE	Rank	χ ²	Rank	MAPE (%)	Rank	Ranking general
1	Método Gráfico	2,34120	9,23189	0,772412	1	0,013051	1	2,055009	6	18,59%	6	3
2	MLM	2,50556	9,81158	0,752937	6	0,013598	6	1,728403	5	17,00%	5	6
3	PDM	2,46922	9,79959	0,762023	2	0,013346	2	1,679155	1	16,93%	1	1
4	MM	2,48768	9,79789	0,758464	3	0,013455	3	1,698747	2	16,96%	2	2
5	Justus	2,50190	9,79654	0,755311	4	0,013543	5	1,716912	3	16,98%	3	4
6	Lysen	2,50190	9,79830	0,755143	5	0,013537	4	1,717596	4	16,98%	3	5

Tabla 2. Evaluación de la bondad de ajuste. Febrero 2020. Fuente: Elaboración propia

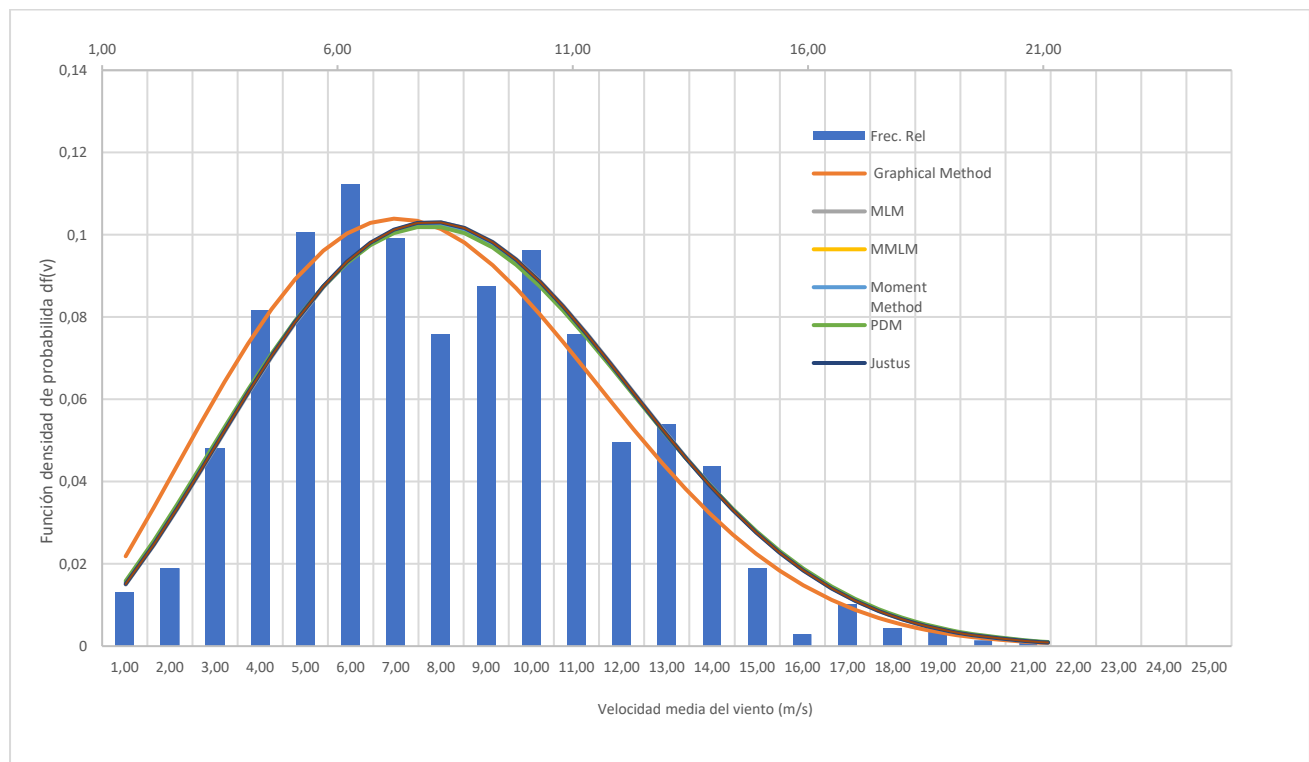


Figura 11. Distribución de Weibull a 10 metros. Febrero 2020. Fuente: Elaboración propia

Marzo 2020

		Parámetros de Weibull		Análisis estadístico								
Métodos		Factor de Forma k	Factor de escala c	R ²	Rank	RMSE	Rank	χ^2	Rank	MAPE (%)	Rank	Ranking general
1	Método Gráfico	2,19530	8,85576	0,6192281	1	0,0267682	1	6,8715089	1	29,43%	6	1
2	MLM	2,22054	9,56150	0,5064116	6	0,0306831	6	8,1458156	6	28,04%	5	6
3	PDM	2,17111	9,52755	0,5111351	5	0,0305359	5	8,0773338	5	27,59%	1	5
4	MM	2,18793	9,52746	0,5121320	4	0,0305253	4	8,0549286	4	27,74%	2	4
5	Justus	2,20807	9,52720	0,5129904	2	0,0304984	2	8,0359643	2	27,91%	3	1
6	Lysen	2,20807	9,53104	0,5122309	3	0,0305017	3	8,0487757	3	27,91%	3	3

Tabla 3. Evaluación bondad de ajuste. Marzo 2020. Fuente: Elaboración propia

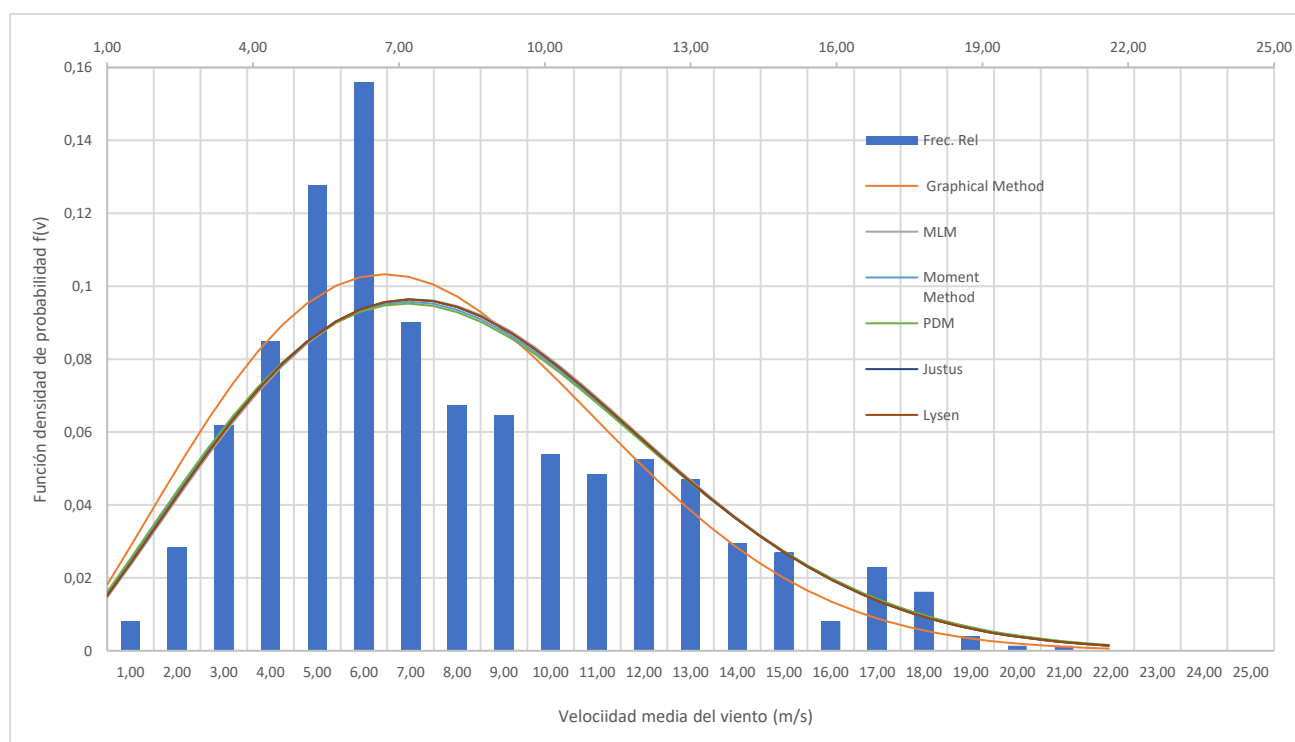


Figura 12. Distribución de Weibull a 10 metros. Marzo 2020. Fuente: Elaboración propia

Abril 2020

		Parámetros de Weibull		Análisis estadístico								
Métodos		Factor de Forma k	Factor de escala c	R ²	Rank	RMSE	Rank	χ^2	Rank	MAPE (%)	Rank	Ranking general
1	Método Gráfico	1,65580	5,95345	0,722016	6	0,020539	6	5,101926	6	23,70%	6	6
2	MLM	1,83279	6,63868	0,745634	5	0,019647	5	3,647576	5	22,18%	5	5
3	PDM	1,82619	6,62082	0,748352	2	0,019542	2	3,631179	2	22,12%	2	2
4	MM	1,80723	6,61768	0,748747	1	0,019540	1	3,607125	1	22,07%	1	1
5	Justus	1,83154	6,62166	0,748085	3	0,019566	3	3,640542	3	22,13%	3	3
6	Lysen	1,83154	6,62631	0,747437	4	0,019577	4	3,641635	4	22,13%	3	4

Tabla 4. Evaluación bondad de ajuste. Abril2020. Fuente: Elaboración propia

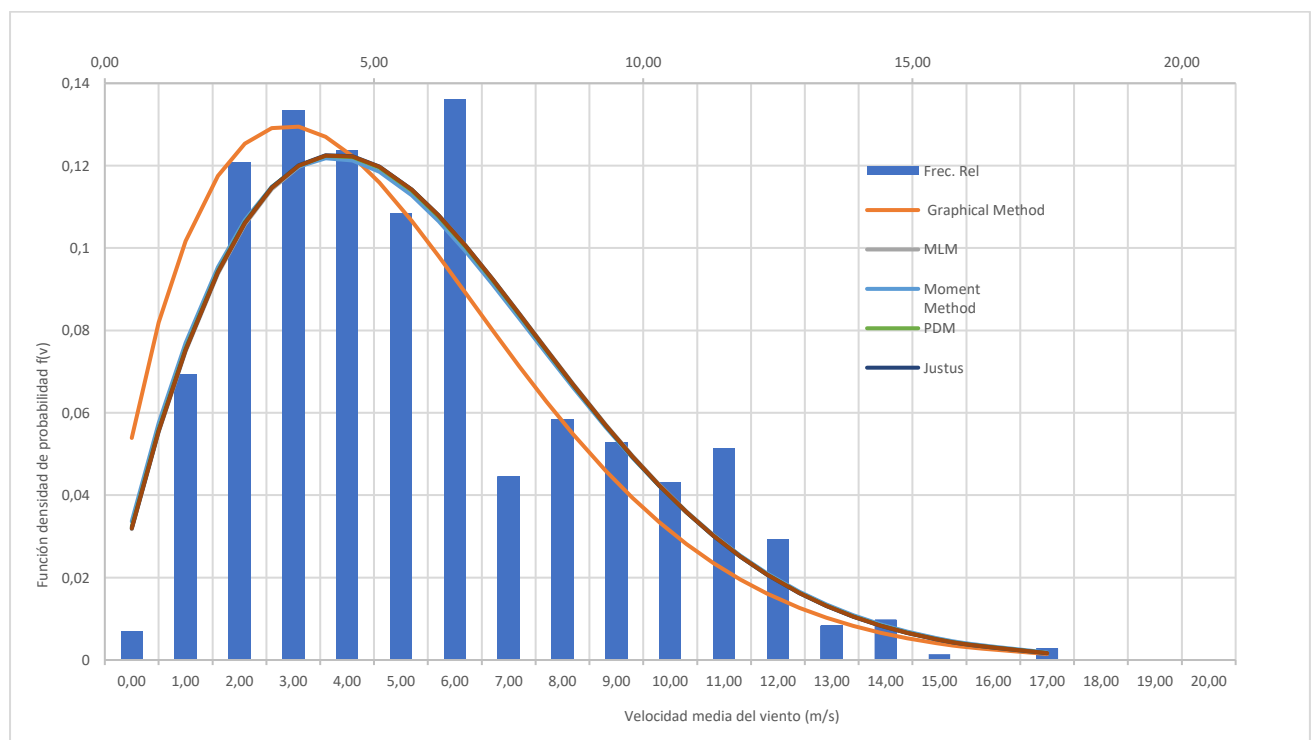


Figura 13. Distribución de Weibull a 10 metros. Abril 2020. Fuente: Elaboración propia

Mayo 2020

Métodos		Parámetros de Weibull		Análisis estadístico								
		Factor de Forma k	Factor de escala c	R ²	Rank	RMSE	Rank	χ^2	Rank	MAPE (%)	Rank	Ranking general
1	Método Gráfico	2,23080	6,64520	0,717808	6	0,018806	3	4,061563	6	21,57%	6	6
2	MLM	2,48227	7,21111	0,722484	5	0,018958	6	3,062373	5	17,87%	1	5
3	PDM	2,45779	7,20454	0,731775	1	0,018638	1	2,969076	1	17,96%	5	1
4	MM	2,46556	7,20403	0,729238	2	0,018738	2	2,996822	2	17,94%	4	2
5	Justus	2,48026	7,20304	0,724125	3	0,018914	5	3,052849	3	17,89%	2	3
6	Lysen	2,48026	7,20445	0,723971	4	0,018907	4	3,053057	4	17,89%	2	4

Tabla 5. Evaluación bondad de ajuste. Mayo 2020. Fuente: Elaboración propia

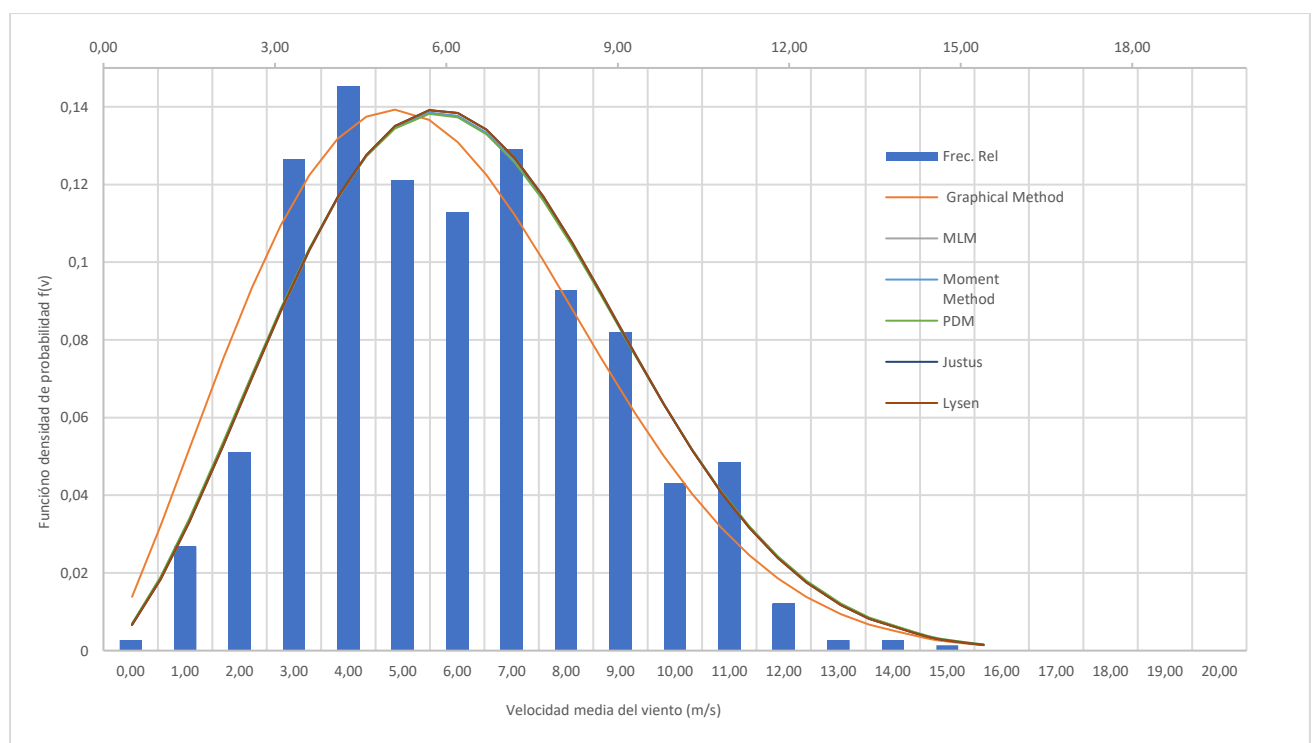


Figura 14. Distribución de Weibull a 10 metros. Mayo 2020. Fuente: Elaboración propia

Junio 2020

Métodos		Parametros de Weibull		Análisis estadístico								
		Factor de Forma k	Factor de escala c	R ²	Rank	RMSE	Rank	χ^2	Rank	MAPE (%)	Rank	Ranking general
1	Método Gráfico	2,43380	7,17868	0,811006	6	0,016660	6	2,895179	6	16,19%	6	6
2	MLM	2,67310	7,73641	0,835385	5	0,015549	4	1,862320	3	14,53%	4	5
3	PDM	2,61246	7,73573	0,836774	1	0,015483	1	1,856539	1	14,54%	5	2
4	MM	2,67698	7,72974	0,836172	2	0,015522	2	1,856889	2	14,48%	1	1
5	Justus	2,68678	7,72880	0,835561	3	0,015551	5	1,862916	4	14,49%	2	3
6	Lysen	2,68678	7,72923	0,835494	4	0,015544	3	1,863403	5	14,49%	2	3

Tabla 6. Evaluación bondad de ajuste. Junio 2020. Fuente: Elaboración propia

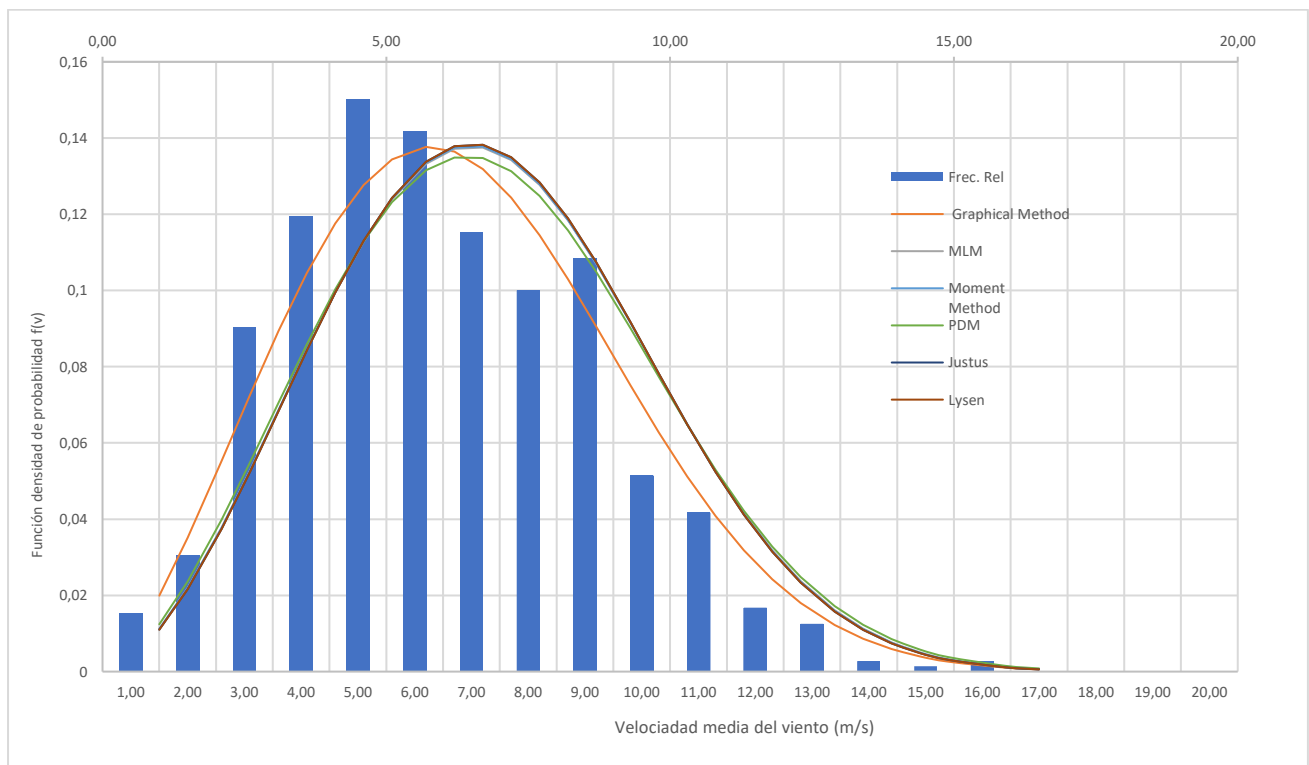


Figura 15. Distribución de Weibull a 10 metros. Junio 2020. Fuente: Elaboración propia

Julio 2020

Métodos		Parámetros de Weibull		Análisis estadístico								
		Factor de Forma k	Factor de escala c	R ²	Rank	RMSE	Rank	χ^2	Rank	MAPE (%)	Rank	Ranking general
1	Método Gráfico	3,20440	6,24449	0,727194	6	0,028768	6	6,700630	6	23,26%	6	6
2	MLM	3,66682	6,67872	0,913911	4	0,016161	4	2,160293	4	10,98%	4	4
3	PDM	3,26764	6,72707	0,861889	5	0,020469	5	2,527073	5	14,83%	5	5
4	MM	3,62042	6,69119	0,915227	3	0,016047	3	2,050769	3	10,83%	1	3
5	Justus	3,60598	6,69264	0,915239	2	0,016046	2	2,030773	1	10,89%	2	1
6	Lysen	3,60598	6,69018	0,915273	1	0,016032	1	2,036135	2	10,91%	3	1

Tabla 7. Evaluación bondad de ajuste. Julio 2020. Fuente: Elaboración propia

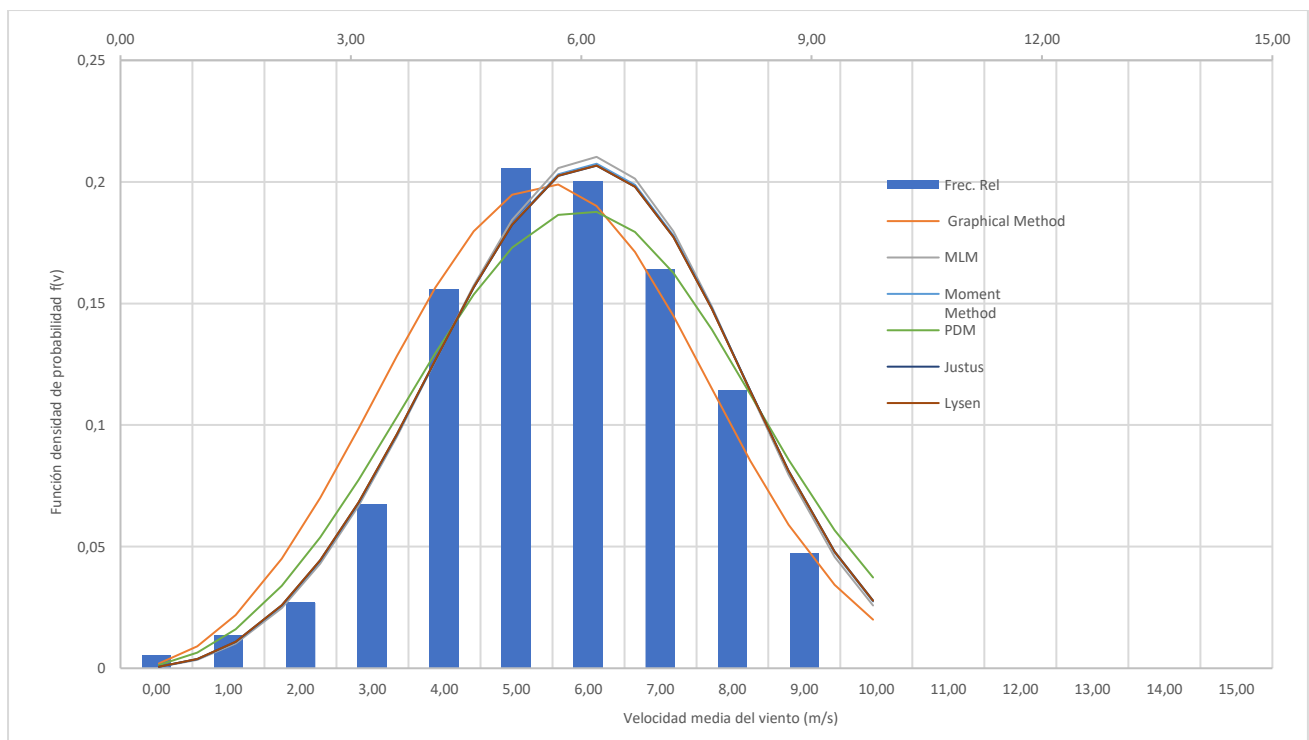


Figura 16. Distribución de Weibull a 10 metros. Julio 2020

Agosto 2020

Métodos		Parámetros de Weibull		Análisis estadístico								
		Factor de Forma k	Factor de escala c	R ²	Rank	RMSE	Rank	χ^2	Rank	MAPE (%)	Rank	Ranking general
1	Método Gráfico	1,61570	5,32659	0,749413	5	0,018885	5	3,756141	6	23,18%	6	5
2	MLM	1,93484	5,89120	0,753010	2	0,018749	2	2,948037	2	18,91%	2	2
4	PDM	1,95553	5,88176	0,742113	6	0,019158	6	3,106306	5	19,27%	5	5
5	MM	1,91603	5,87854	0,764753	1	0,018310	1	2,811553	1	18,53%	1	1
6	Justus	1,93968	5,88056	0,751727	3	0,018810	3	2,980363	3	18,97%	3	3
7	Lysen	1,93968	5,88421	0,751233	4	0,018816	4	2,981586	4	18,97%	3	4

Tabla 8. Evaluación bondad de ajuste. Agosto 2020. Fuente: Elaboración propia

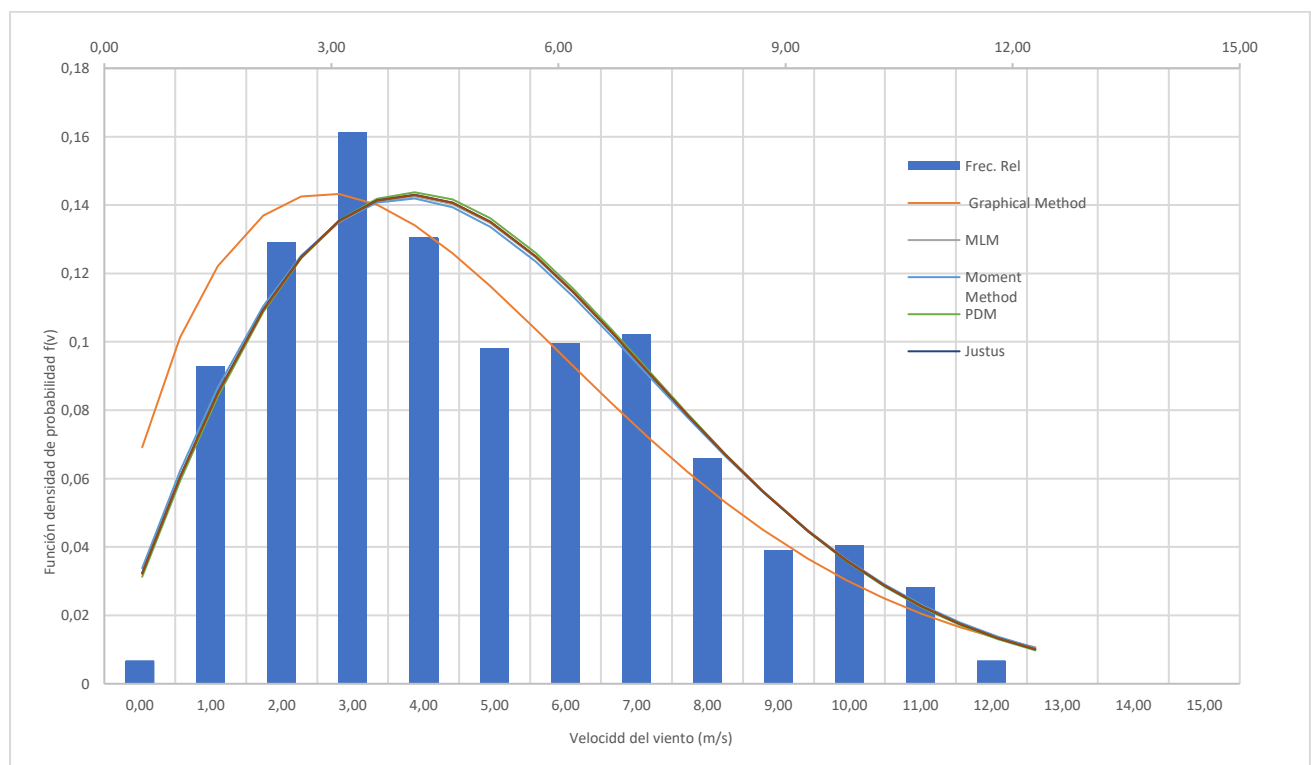


Figura 17. Distribución de Weibull a 10 metros. Agosto 2020. Fuente: Elaboración propia

Septiembre 2020

Métodos		Parámetros de Weibull		Análisis estadístico								
		Factor de Forma k	Factor de escala c	R ²	Rank	RMSE	Rank	χ^2	Rank	MAPE (%)	Rank	Rank general
1	Método Gráfico	2,16420	6,57688	0,735604	1	0,028018	1	6,948270	1	29,68%	1	1
2	MLM	2,19132	7,23433	0,647580	5	0,032347	5	7,302162	5	33,13%	5	5
3	PDM	2,08697	7,21592	0,588746	6	0,034943	6	8,413284	6	34,41%	6	6
4	MM	2,18739	7,21692	0,649630	4	0,032253	4	7,267730	4	33,05%	4	4
5	Justus	2,20754	7,21673	0,660558	2	0,031746	2	7,088472	2	32,79%	2	2
6	Lysen	2,20754	7,21964	0,659849	3	0,031779	3	7,099908	3	32,79%	2	3

Tabla 9. Evaluación bondad de ajuste. Septiembre 2020. Fuente: Elaboración propia

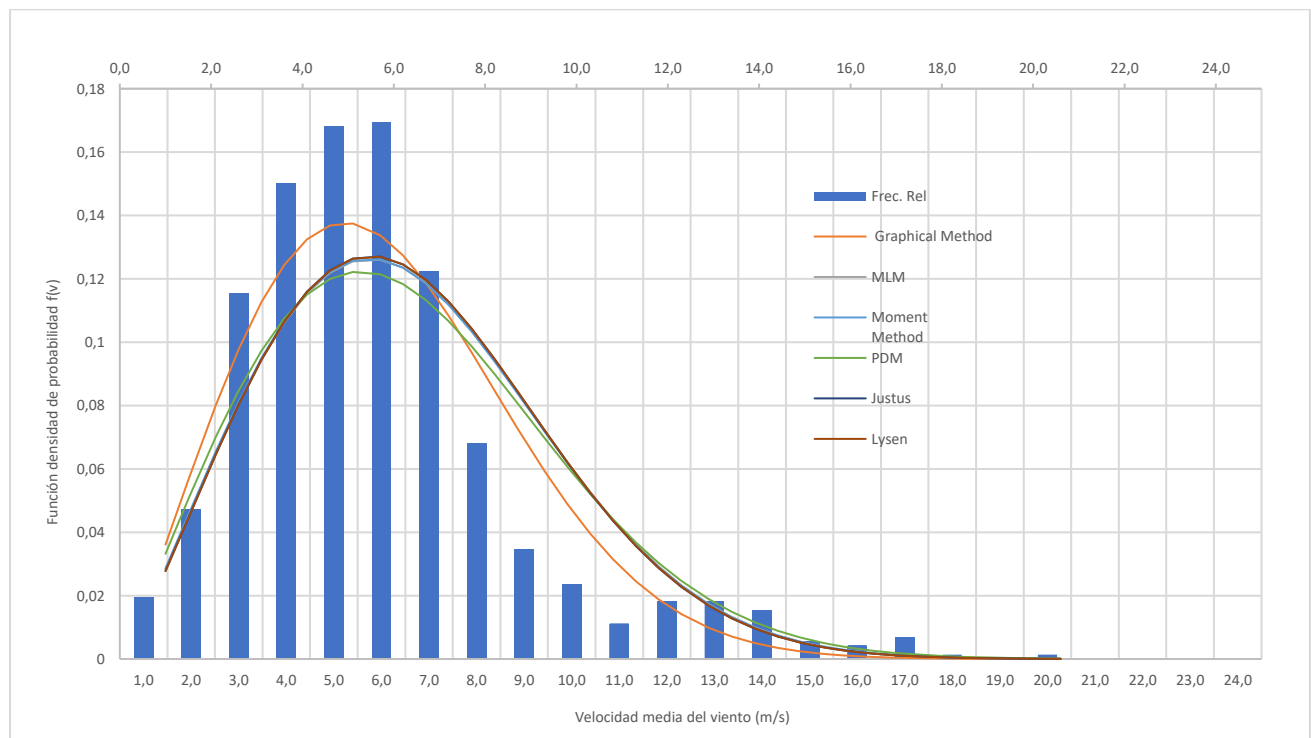


Figura 18. Distribución de Weibull a 10 metros. Septiembre 2020. Fuente: Elaboración propia

Octubre 2020

Métodos		Parámetros de Weibull		Análisis estadístico								
		Factor de Forma k	Factor de escala c	R ²	Rank	RMSE	Rank	χ^2	Rank	MAPE (%)	Rank	Ranking general
1	Método Gráfico	2,19770	9,15014	0,809323	6	0,013285	6	1,649894	6	16,77%	6	6
2	MLM	2,38929	9,70531	0,875489	3	0,010736	3	1,123186	4	13,52%	3	3
4	PDM	2,37271	9,69974	0,872601	5	0,010859	5	1,130669	5	13,57%	5	5
5	MM	2,38320	9,69901	0,874759	4	0,010767	4	1,122771	3	13,53%	4	4
6	Justus	2,39965	9,69781	0,877826	1	0,010634	1	1,114075	1	13,45%	1	1
7	Lysen	2,39965	9,70028	0,877663	2	0,010642	2	1,115579	2	13,45%	1	2

Tabla 10. Evaluación bondad de ajuste. Octubre 2020. Fuente: Elaboración propia

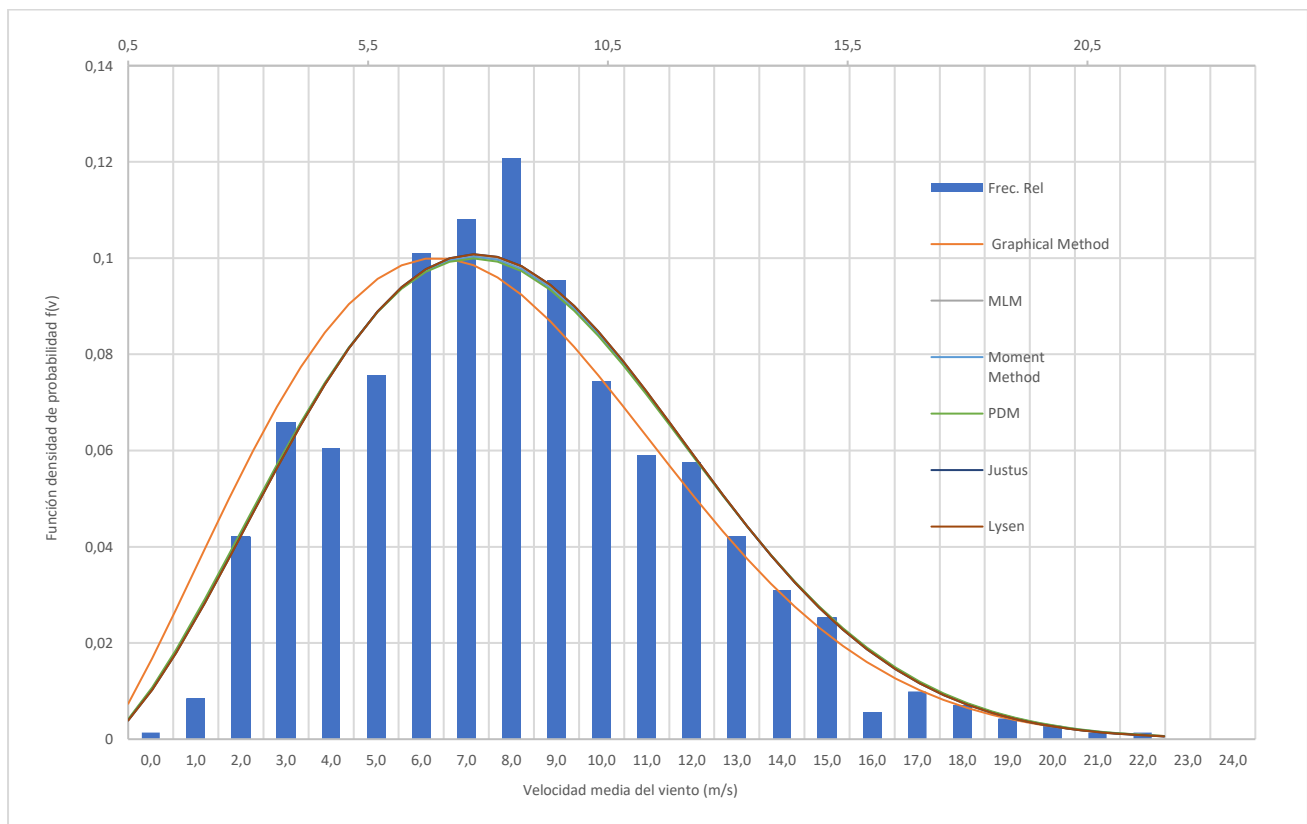


Figura 19. Distribución de Weibull a 10 metros. Octubre 2020. Fuente: Elaboración propia

Noviembre 2020

Métodos		Parámetros de Weibull		Análisis estadístico								
		Factor de Forma k	Factor de escala c	R ²	Rank	RMSE	Rank	χ^2	Rank	MAPE (%)	Rank	Ranking general
1	Método Gráfico	2,33540	7,50641	0,781864	6	0,019575	6	3,389541	6	22,10%	6	6
2	MLM	2,55569	8,03603	0,876714	4	0,014716	4	1,828886	4	15,39%	4	4
3	PDM	2,54485	8,05980	0,871116	5	0,014367	3	1,784892	3	15,17%	3	3
4	MM	2,58536	8,05623	0,882501	3	0,015047	5	1,862090	5	15,62%	5	5
5	Justus	2,59734	8,05514	0,885514	1	0,014181	1	1,768617	1	15,07%	1	1
6	Lysen	2,59734	8,05606	0,885414	2	0,014188	2	1,768961	2	15,08%	2	2

Tabla 11. Evaluación bondad de ajuste. Noviembre 2020. Fuente: Elaboración propia

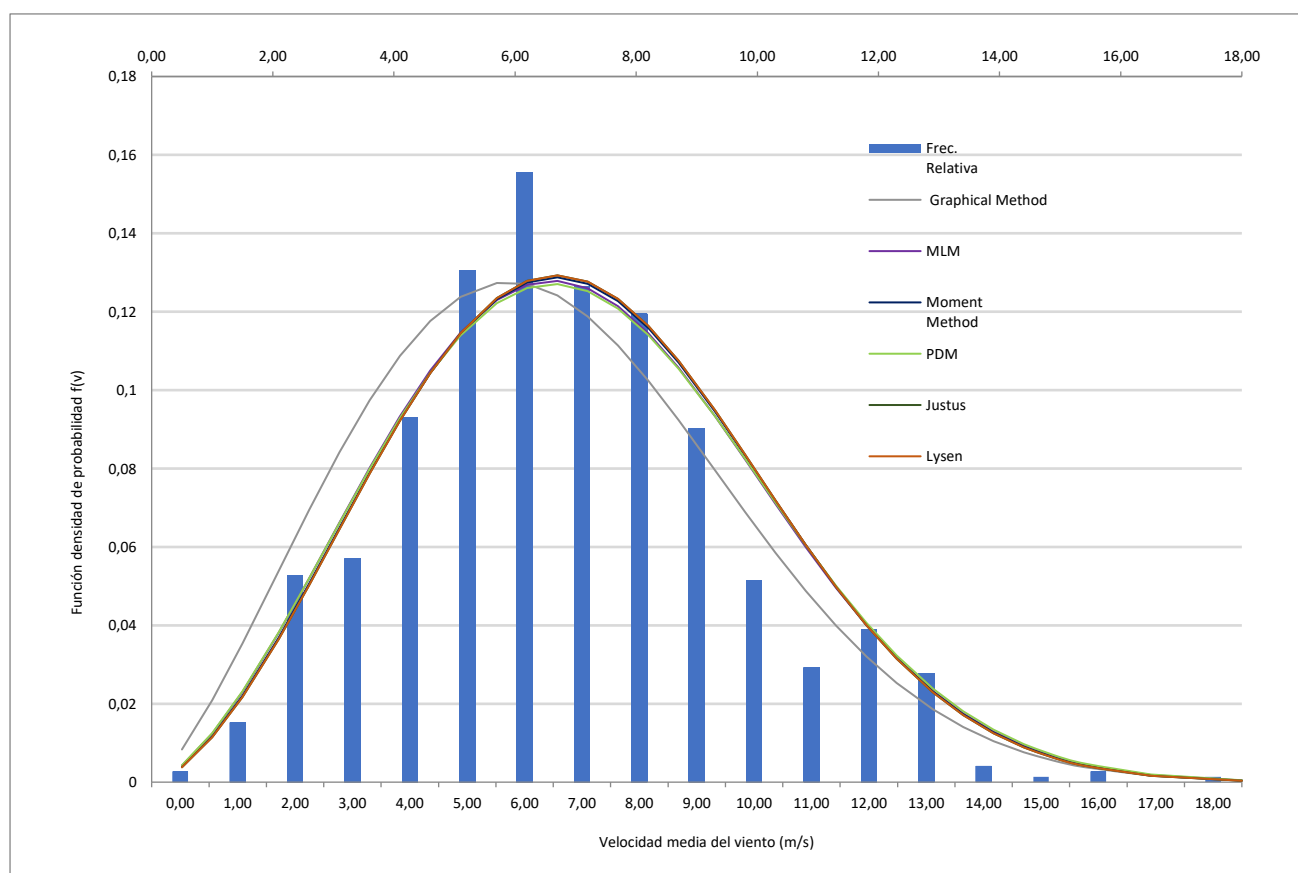


Figura 20. Distribución de Weibull a 10 metros. Noviembre 2020. Fuente: Elaboración propia

Diciembre 2020

Métodos		Parámetros de Weibull		Análisis estadístico								
		Factor de Forma k	Factor de escala c	R ²	Rank	RMSE	Rank	χ^2	Rank	MAPE (%)	Rank	Ranking general
1	Método Gráfico	3,22140	11,10195	0,795062	1	0,018458	1	4,698759	1	23,44%	1	1
2	MLM	2,98681	11,71306	0,628570	5	0,024850	5	4,854506	5	27,34%	5	5
3	PDM	2,89462	11,77612	0,593271	6	0,024328	3	4,807009	3	26,58%	3	3
4	MM	3,13953	11,73381	0,644004	3	0,026004	6	5,280927	6	28,45%	6	6
5	Justus	3,13756	11,73416	0,643735	4	0,024337	4	4,807539	4	26,59%	4	4
6	Lysen	3,13756	11,73196	0,644334	2	0,024317	2	4,800672	2	26,58%	2	2

Tabla 12. Evaluación bondad de ajuste. Diciembre 2020. Fuente: Elaboración propia

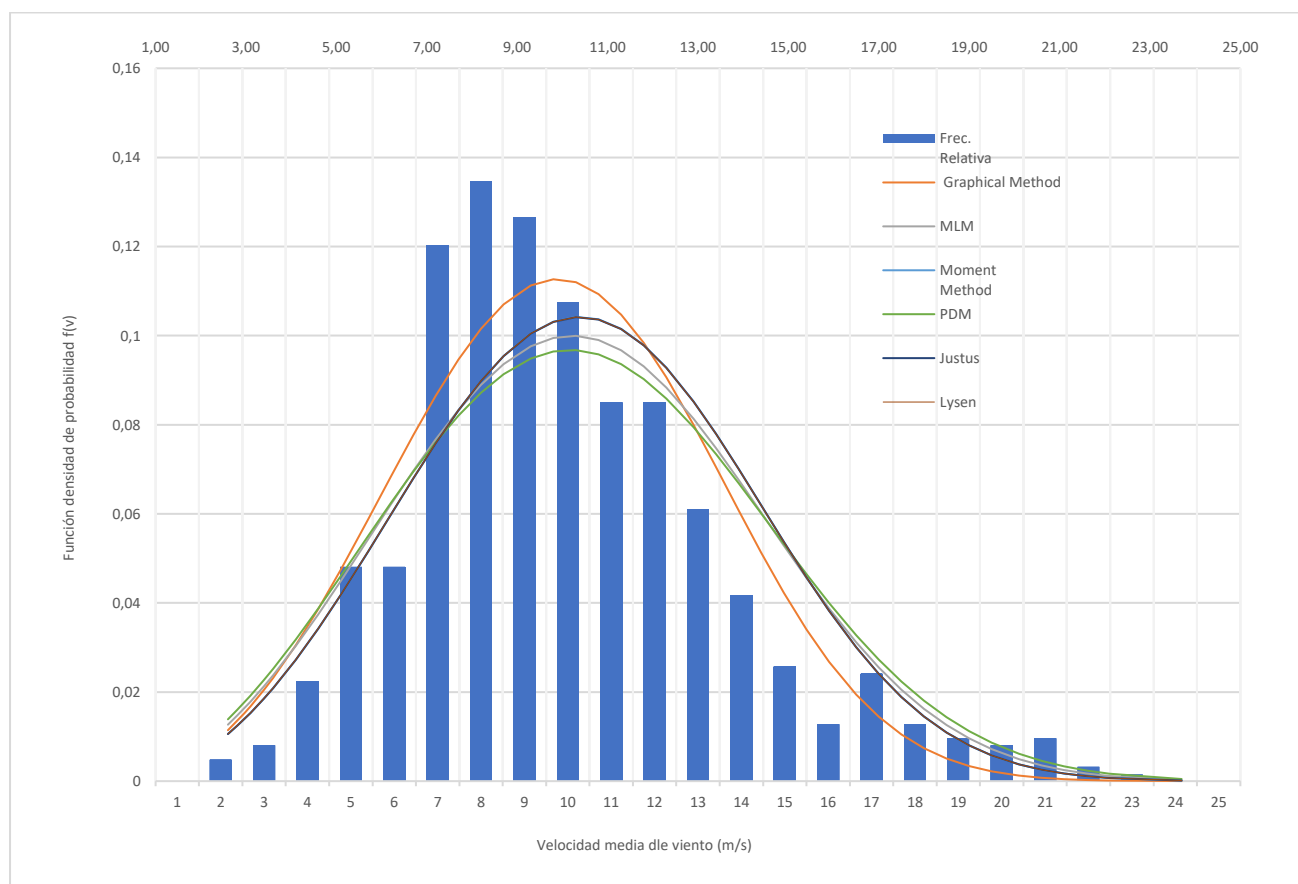


Figura 21. Distribución de Weibull a 10 metros. Diciembre 2020. Fuente: Elaboración propia

Después de realizar el análisis mensual de los parámetros de Weibull para el año 2020, se observa como éstos varían considerablemente dependiendo del mes que se analice. Esto es debido básicamente a las estaciones que hacen que la diferencia de velocidad de viento entre los meses de invierno y los de verano sea notable. Siendo julio el mes donde se registra una menor velocidad del viento y por ende una menor densidad de energía y enero el que registra las máximas velocidades de viento y mayor densidad de energía. En julio los métodos que mejor se ajustan a la distribución del viento son los de Justus y Lysen con una densidad de energía de 175.26 y 175.56 W/m² respectivamente. Mientras que, en diciembre los métodos que se ajustan mejor son el método Gráfico y el de Lysen con una densidad de energía de 828.67 y 987.33 W/m² respectivamente. Estos valores nos dan una idea de la variabilidad de generación energética que se produciría entre estos dos meses. Siendo obvio que, para el diseño de un parque eólico se debe trabajar con un mayor número de datos.

En la siguiente tabla se muestran las densidades de energía para todos los meses, métodos y su calificación después de realizar las pruebas de bondad. La última fila, además, hace el promedio de la densidad de energía de todos los meses y de su calificación. Como se puede observar, el método de Justus es el que obtiene una puntuación media superior y por ello se elige como método más idóneo para este caso. La densidad de energía promedio anual resulta en 451.13 W/m².

Mes	Densidad de Potencia [W/m ²]											
	GM	Rank	MLM	Rank	PDM	Rank	MM	Rank	Lysen	Rank	Justus	Rank
1	717,33	6	678,65	5	677,36	4	680,26	3	677,74	2	677,36	1
2	565,14	3	646,88	6	644,52	1	647,20	2	644,87	5	644,52	4
3	525,57	1	655,05	6	651,14	5	656,39	4	651,93	3	651,14	1
4	222,42	6	267,76	5	265,94	2	270,03	1	266,50	4	265,94	3
5	219,04	6	258,39	5	257,66	1	258,80	2	257,81	4	257,66	3
6	258,35	6	304,96	5	303,20	2	303,93	1	303,25	3	303,20	3
7	147,74	6	173,64	4	175,46	5	175,16	3	175,26	1	175,46	1
8	165,54	5	223,96	2	173,98	5	176,24	1	174,30	4	173,98	3
9	218,01	1	286,97	5	283,07	6	285,35	4	283,41	3	283,07	2
10	579,20	6	646,83	3	643,32	5	646,76	4	643,81	2	643,32	1
11	304,37	6	350,96	4	350,01	3	351,13	5	350,13	2	350,01	1
12	828,67	1	1002,20	5	987,89	3	987,57	6	987,33	1	987,89	4
Media	395,95	5	458,02	6	451,13	4	453,23	3	451,36	2	451,13	1

Tabla 13. Evaluación de la densidad de potencia. Mensual 2020. Fuente: Elaboración propia

4.5.2) Resultados análisis recurso eólico período anual 2020

A continuación, se muestran los resultados obtenidos después de realizar el análisis de los datos correspondientes al año conjunto de 2020.

Métodos		Parámetros de Weibull		Análisis estadístico								
		Factor de Forma k	Factor de escala c	R ²	Rank	RMSE	Rank	χ^2	Rank	MAPE (%)	Rank	Ranking general
1	Método Gráfico	2,02820	7,74568	0,893451	6	0,039690	6	14,318483	6	14,66%	6	6
2	MLM	2,16833	8,33133	0,913119	3	0,035840	3	10,254121	3	11,30%	3	3
3	PDM	2,14023	8,32096	0,907563	5	0,036969	5	10,819123	5	11,62%	5	5
4	MM	2,16060	8,32108	0,912735	4	0,035920	4	10,279770	4	11,35%	4	4
5	Justus	2,18119	8,32104	0,917269	1	0,034974	1	9,837385	1	11,13%	1	1
6	Lysen	2,18119	8,32458	0,916786	2	0,035076	2	9,889531	2	11,13%	1	2

Tabla 14. Evaluación bondad de ajuste. Anual 2020. Fuente: Elaboración propia

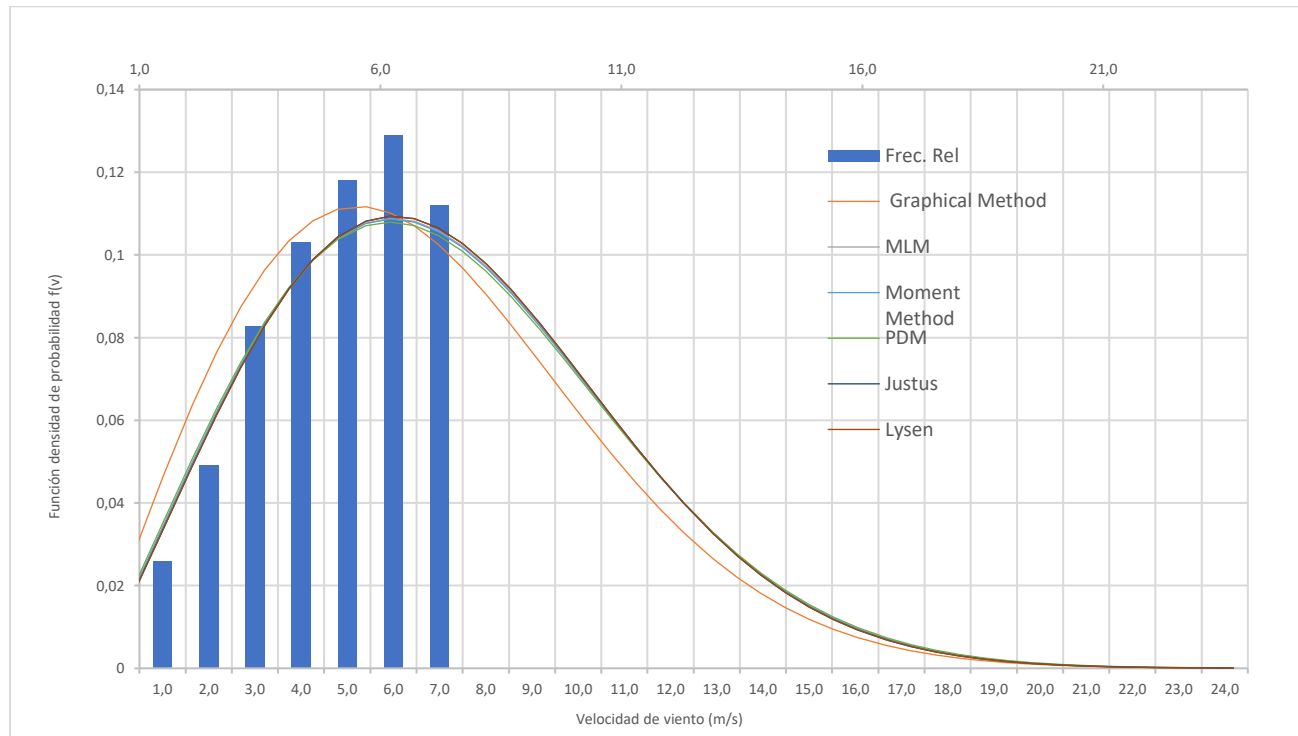


Figura 22. Distribución de Weibull a 10 metros. Anual 2020. Fuente: Elaboración propia

En este caso, el método que proporciona el mejor ajuste es el método de Justus. Si se comparan los valores de los parámetros de forma y escala con los mensuales de 2020 se observa que éstos últimos se asemejan

más a los obtenidos en los meses de marzo y septiembre. Después de calcular la densidad de energía utilizando todos los métodos, se obtiene que, para el método de Justus, la densidad de energía es de 438.47 W/m², 12.66 W/m² menos que la densidad media obtenida con el promedio de las densidades de energía mensuales para 2020 y el método de Justus.

Período	Densidad de Potencia [W/m ²]											
	GM	Rank	MLM	Rank	PDM	Rank	MM	Rank	Lysen	Rank	Justus	Rank
Anual 2020	378,99	6	442,41	3	445,98	5	442,19	4	439,03	2	438,47	1

Tabla 15. Evaluación de la densidad de potencia. Anual 2020. Fuente: Elaboración propia

4.5.3) Resultados del análisis del recurso eólico para el período 2016-2020

A continuación, se muestran los resultados del análisis de los datos de viento para un período de cinco años, del 2016 al 2020. Se comprueba en la tabla siguiente que de forma general todos los métodos proporcionan un mejor ajuste a los datos reales tras realizar las diferentes pruebas de bondad.

Métodos	Parámetros de Weibull		Análisis estadístico								
	Factor de Forma k	Factor de escala c	R ²	Ranking	RMSE	Ranking	χ^2	Ranking	MAPE (%)	Ranking	Ranking general
1 Método Gráfico	1,93350	7,77323	0,896536	6	0,005708	6	20,06740	6	13,11%	6	6
2 MLM	2,10698	8,04425	0,941746	5	0,003512	3	8,581376	2	9,95%	3	3
3 PDM	2,08758	8,03428	0,988441	4	0,003560	5	8,660939	5	10,13%	5	5
4 MM	2,09693	8,03454	0,988610	3	0,003533	4	8,597217	4	10,02%	4	4
5 Justus	2,11849	8,03503	0,988871	1	0,003490	1	8,575597	1	9,79%	1	1
6 Lysen	2,11849	8,03885	0,988856	2	0,003492	2	8,586932	3	9,81%	2	2

Tabla 16. Evaluación de la bondad de ajuste. 2016-2020. Fuente: Elaboración propia

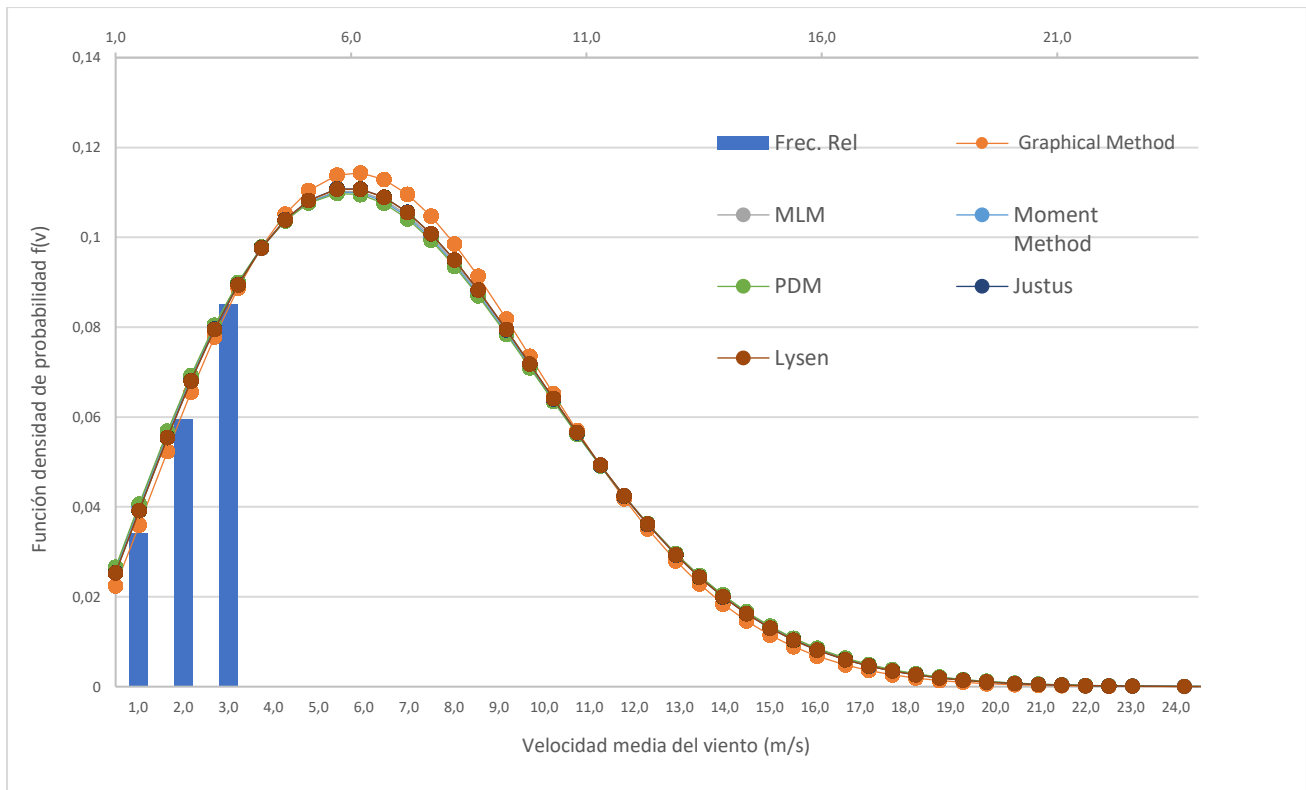


Figura 23. Distribución de Weibull a 10 metros. 2016- 2020. Fuente: Elaboración propia

El método que obtiene mejor calificación es el de Justus seguido por el de Lysen. En tercera posición aparece el Maximum Likelihood Method. La densidad de energía calculada con el método empírico de Justus es de 405.96 W/m^2 , 35.51 W/m^2 menos que la densidad calculada con los datos anuales de 2020 y el método Justus, y 45.17 W/m^2 menos que la densidad calculada con el promedio de densidades energéticas mensuales para el 2020 con el método empírico de Justus.

Período	Densidad de Potencia [W/m^2]											
	GM	Rank	MLM	Rank	PDM	Rank	MM	Rank	Lysen	Rank	Justus	Rank
2016-2020	387,60	6	408,88	3	410,97	5	411,02	4	405,96	2	405,39	1

Tabla 17. Evaluación de la densidad de potencia. 2016- 2020. Fuente: Elaboración propia

Los resultados obtenidos concuerdan con los proporcionados en globalwindatlas, donde se ve que para una altura de 10 metros en el emplazamiento de la boya 62001 la densidad de energía es de aproximadamente 410 W/m^2 un valor en la línea de los obtenidos con el análisis anterior. Tras realizar el análisis del recurso eólico presentado en los puntos anteriores se escoge el resultado de la densidad de energía obtenido con el método Empírico de Justus, para los datos de 2016 al 2020. Este valor será el que se utilice para el cálculo de la generación de electricidad en el emplazamiento.

5) ANÁLISIS TÉCNICO

En este capítulo se definirán los principales elementos que conformarán el parque eólico. Se hará un análisis técnico comparativo de diferentes soluciones y se escogerá la más idónea.

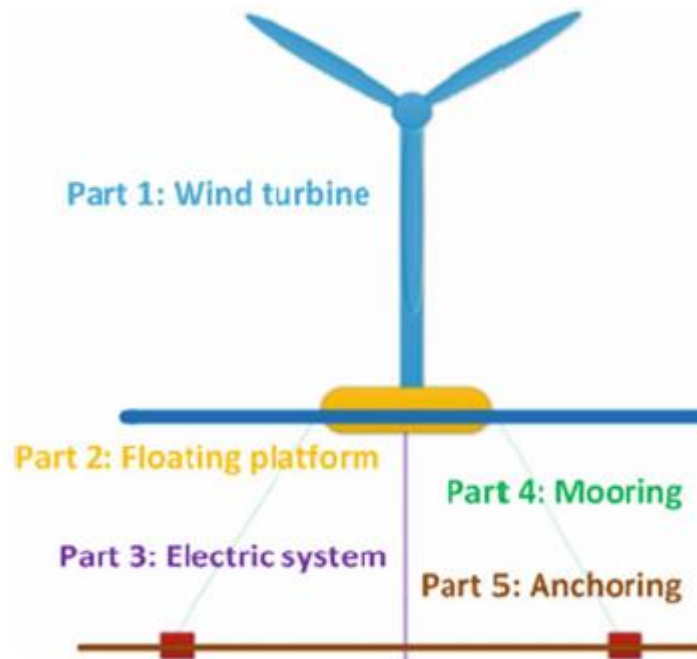


Figura 24. Principales componentes de un parque eólico flotante. Fuente: [6]

Los principales sistemas que conforman un parque eólico marino se muestran en la figura anterior. En ella se distinguen cinco principales sistemas.

1. La turbina eólica: se entiende por turbina eólica todos los elementos necesarios para transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica. Este sistema engloba multitud de subsistemas como las palas, necesarias para recoger la energía del viento y convertirla en energía cinética de rotación. La caja de transmisión (si la hay) que es necesaria en algunos sistemas para elevar la velocidad de giro del buje hasta la velocidad necesaria en el generador eléctrico. El generador eléctrico es el encargado de convertir la energía mecánica en eléctrica o el transformador que eleva la tensión de la electricidad que se produce para reducir las pérdidas durante el transporte. Dentro del sistema turbina eólica también se incluyen todos los elementos de control, la torre metálica etc.

2. La plataforma flotante: las turbinas eólicas marinas flotantes se instalan encima de unas plataformas flotantes. Estas plataformas pueden tener tipologías diferentes algunas de las cuales se detallarán en los próximos apartados. El diseño de este tipo de plataformas es complejo y se requiere de programas altamente especializados y con gran capacidad de cálculo para analizar los movimientos y esfuerzos que tanto la hidráulica de las olas y la aerodinámica ejercen sobre el sistema.

3. El sistema eléctrico: los sistemas eléctricos son de vital importancia para el buen funcionamiento del parque eólico. Se podría decir que son como las arterias y venas del parque. Existen diversos subsistemas los cuales se dividen en el sistema de interconexión de las turbinas, el sistema de evacuación offshore y el sistema de evacuación onshore.

4. El sistema de amarre: es de vital importancia para fijar las estructuras en la posición adecuada prevista en proyecto. Su cálculo y diseño debe ser preciso y ajustado además de ser concebido para resistir elevadas fuerzas ya que su falla podría provocar que una turbina fuera a la deriva pudiendo impactar con otras del parque o navegantes.

5. El sistema de anclaje: los sistemas de anclaje son el punto de unión entre los sistemas anteriores y el lecho marino. Es de vital importancia realizar un estudio del lecho marino para comprobar la resistencia de este y poder evaluar de una manera adecuada la solución a adoptar.

5.1) Localización y diseño

Como ya se introdujo en el capítulo 1, el parque eólico se proyecta en el sur de la Bretaña francesa. La zona de estudio es de unos 600 km² aproximadamente donde se muestra en las imágenes 1, 2 y 3. En la siguiente figura se muestra un mapa batimétrico de la zona de estudio para la implantación.

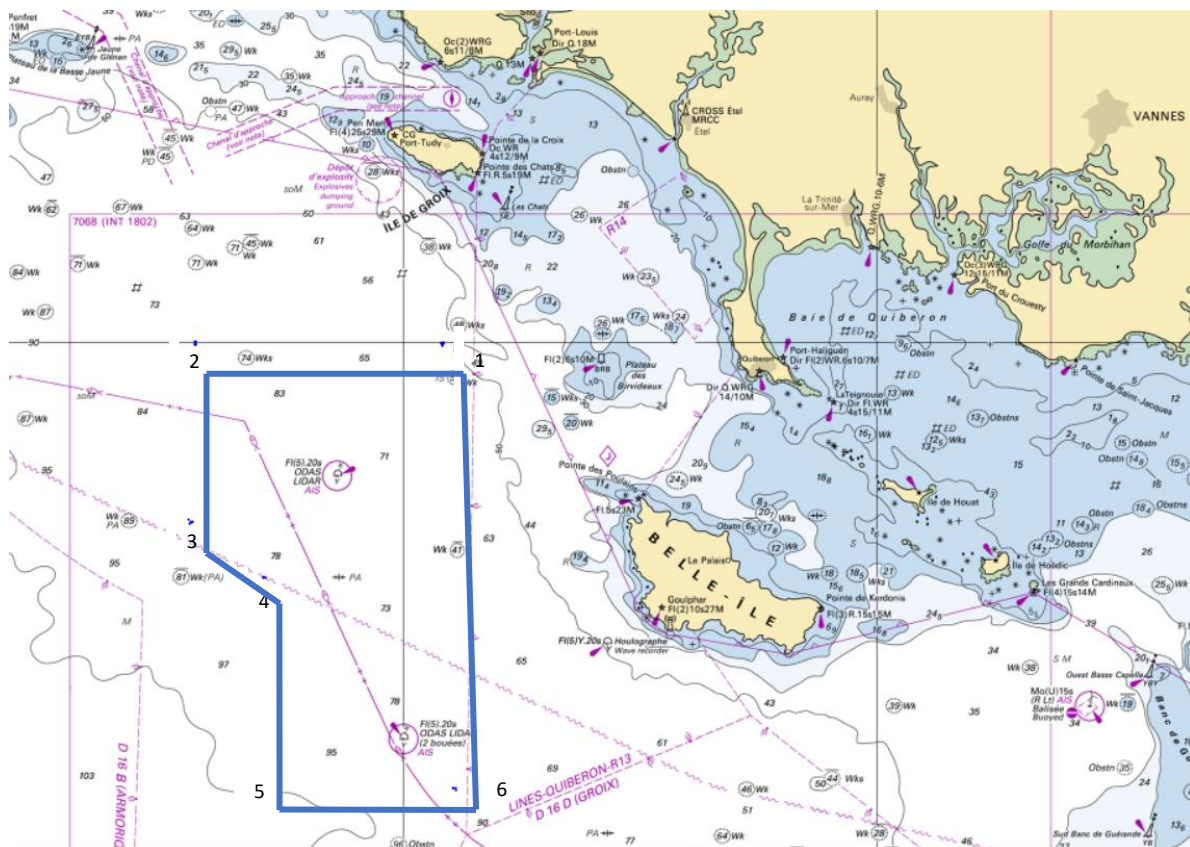


Figura 25. Mapa batimétrico lugar de implantación. Fuente <https://data.shom.fr>

Las profundidades de la zona de estudio varían dependiendo del punto que se analice entre alrededor de 70 metros y los 97 metros. Como norma general, para profundidades mayores de 50 metros los costos de realizar parques eólicos offshore con cimentaciones fijas aumentan de tal manera que dejan de ser rentables y entran en juego las plataformas flotantes. Para la elección de una zona, primero se han de realizar multitud de estudios para evaluar su idoneidad y la interferencia del parque con los usos actuales de la zona. Se deberán realizar ruedas de contactos con los habitantes de la zona, los pescadores, las asociaciones de navegantes, los gobiernos locales además de realizar estudios ambientales para evaluar el impacto a la fauna local. Será de vital importancia contar con el consenso de todos los implicados mencionados anteriormente para asegurar que el proyecto se materialice ya que movimientos en contra del parque podrían hacer que se paralizaran, por parte de las autoridades pertinentes, los procesos de obtención de permisos e incluso se anularan. Estos estudios quedan fuera del alcance del presente trabajo, pero es importante tener en cuenta que forman parte del ciclo de vida del proyecto.

Las coordenadas de la zona de estudio se presentan en la siguiente tabla.

Geográfico WGS84 (decimal)		
Puntos	Latitud	Longitud
1	47.49698° N	3,45493° W
2	47,49698° N	3,72272° W
3	47,37343° N	3,72227° W
4	47,33901° N	3,64581° W
5	47,18150° N	3,64032° W
6	47,17870° N	3,43982° W

Tabla 18. Coordenadas zona estudio implantación parque eólico

5.2) Distribución del recurso eólico

Es importante conocer cómo se distribuye la dirección del viento en el emplazamiento a estudio para realizar una distribución eficiente de los aerogeneradores en el espacio. Distancias cortas entre turbinas propiciarán un aumento de las pérdidas por efecto estela. Mientras que, cuanto más distanciadas entre ellas estén, habrá menos pérdidas, pero se incrementarán los costes materiales de, por ejemplo, cableados de interconexión entre turbinas o de las líneas de amarre. Encontrar la distancia óptima entre aerogeneradores que minimice el efecto estela a la vez que se tienen en cuenta los aumentos en los otros tipos de costes es el quid de la cuestión.

Como norma general, son mejores emplazamientos en los que haya una dirección del viento predominante. De esta manera la disposición de los aerogeneradores en la dirección del viento predominante aumentará en relación a la del viento cruzado. En el lugar de implantación existe una dirección claramente predominante del viento como se muestra en la figura siguiente. En ella se puede comprobar que el viento

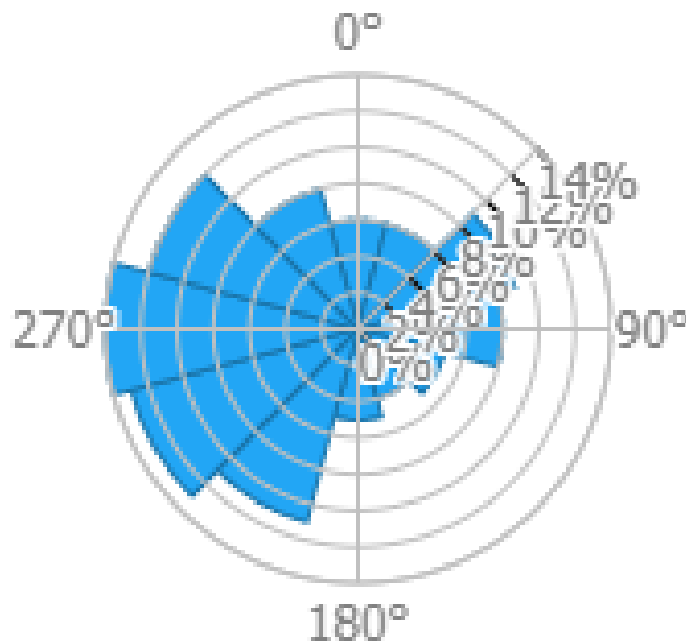


Figura 26. Rosa de los vientos a 150 metros. Fuente: Globalwindatlas.info

viene con mayor probabilidad con dirección O, seguido de NO y SO. De esta manera, y en base a lo expuesto en [7] la distancia entre aerogeneradores será de entre 5 y 12 diámetros de rotor en la dirección predominante del viento y de entre 1.5 y 4 diámetros de rotor en la dirección cruzada del viento.

5.3) Análisis y selección de los aerogeneradores

5.3.1) Elementos de los aerogeneradores

En este apartado se listan los principales componentes de una turbina eólica y los diferentes tipos de sistemas de transmisión y generación. Se finaliza por realizar la elección del aerogenerador. Para ello se analizan 2 grupos de aerogeneradores. Un primer grupo de aerogeneradores ya instalados en la actualidad, de segunda generación, en varios parques eólicos operando en un rango de potencia entre los 8 y los 9,5 MW. Seguidamente, se listan los aerogeneradores más potentes, los llamados state-of-the-art, de los principales fabricantes operando en rangos entre los 13 y los 15 MW. Se calculará la potencia generada por el mayor de ellos y se comparará con la obtenida en el caso de los aerogeneradores de segunda generación.

Las turbinas eólicas presentan diferentes tipologías, arquitecturas y características de diseño. El sistema esquemático de un sistema de generación de energía eólico se muestra en la siguiente figura. Algunas de las opciones tipológicas de las turbinas eólicas se nombran a continuación [8]:

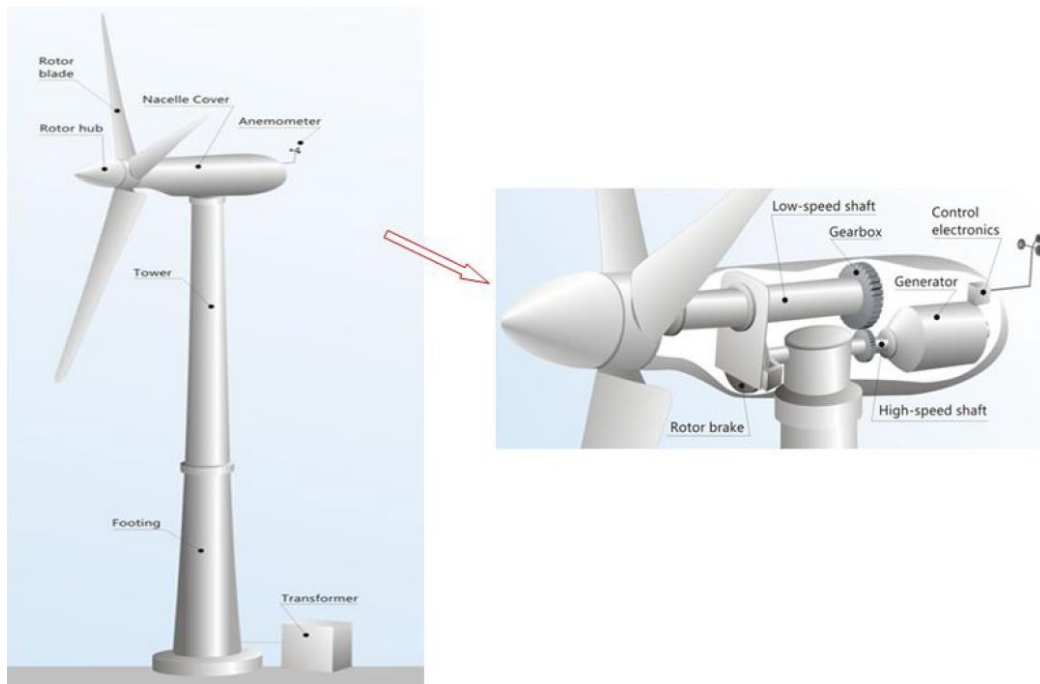


Figura 27. Esquema de un sistema típico de generación eólico. Fuente: [8]

- Orientación del rotor: horizontal o vertical
- Posición del rotor: cara al viento o contraviento
- Velocidad del rotor: fija o variable
- Buje: palas rígidas, oscilantes, articuladas o con bisagras
- Rigidez: inmóvil o flexible
- Número de palas: una, dos, tres o más
- Yaw control: activo o libre

En la literatura se hace una clasificación dependiendo del sistema de transmisión que puede ser dividido en tres tipos. Las transmisiones de tipo convencional que son las que incluyen cajas de engranajes y generadores de alta velocidad con pocos pares de polos. Existen las Direct Drive que son del tipo transmisiones sin cajas de engranajes y generadores de baja velocidad con multitud de polos en las que el generador se conecta directamente al buje de la turbina. La principal ventaja de esta configuración es que se elimina la necesidad de instalar una transmisión mecánica de engranajes, que es uno de los elementos que provocan más fallos y de esta manera se incrementa la eficiencia global a la vez que se reducen las tareas de mantenimiento tanto preventivo como correctivo. Por último, un caso específico son las transmisiones híbridas en las que se utilizan transmisiones con cajas de engranajes y generadores entre los dos tipos descritos anteriormente [8] [9] [10].

Dentro de los sistemas generadores existen tres tipos principales utilizados en las turbinas eólicas. Los generadores de corriente continua (DC), los de corriente alterna (AC) síncronos y los de AC asíncronos. Todos ellos pueden funcionar a velocidad fija o variable lo que reduce los esfuerzos en las palas y las transmisiones y

aumenta la eficiencia aerodinámica. En la figura siguiente se ve una distribución típica de los elementos que conforman una turbina eólica con caja de transmisión de engranajes y generador de alta velocidad.

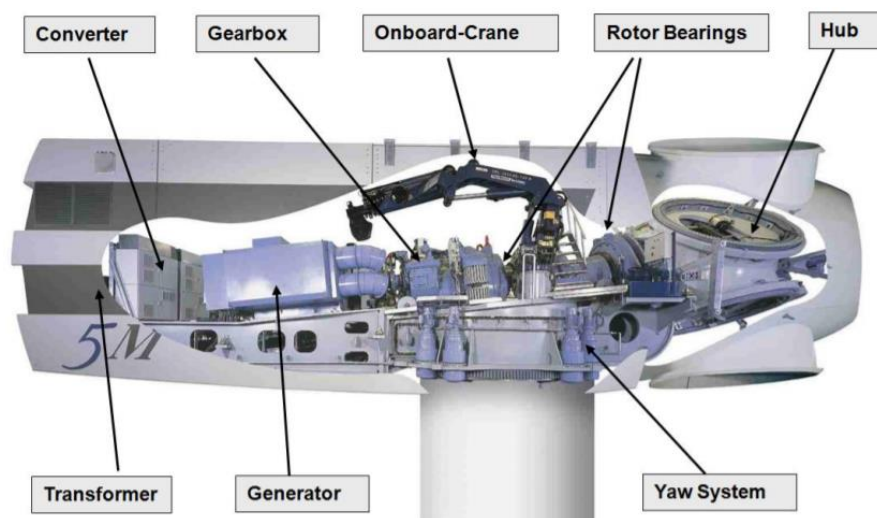


Figura 28. Detalle interior nacelle turbina eólica convencional. Fuente: google.com

5.3.2) Elección del aerogenerador

Una vez realizado el análisis del recurso eólico y evaluada la densidad de energía del emplazamiento se procede a escoger el aerogenerador. Para ello, se realiza una comparativa entre 4 modelos de turbinas. Por una parte, un grupo de 3 turbinas ya instaladas en diversos parques eólicos en la actualidad de los fabricantes Siemens Gamesa y Vestas ofreciendo un rango de potencia de entre 8 y 9.5 MW. Por otro lado, se describen las principales características de las turbinas más potentes existentes en la actualidad (las llamadas state-of-the-art) de los fabricantes Siemens Gamesa, Vestas y General Electric ofreciendo rangos de potencia entre los 13 y los 15 MW. Debido a que los fabricantes no proporcionan muchos datos de esta serie de turbinas se escoge la de mayor potencia y se hace una estimación de su curva de potencia siguiendo el procedimiento que se explicará más adelante. En la tabla siguiente se listan las características principales del primer grupo de aerogeneradores estudiado.

Modelo	SG 8.0 – 167 DD	V164 / 8000	V164 / 9500
Potencia	8 MW	8 MW	9.5 MW
Fabricante	Siemens Gamesa	MHI VESTAS	MHI VESTAS
Diámetro	167 m	164 m	164 m
Clase de viento	IEC S/IB	IEC S	IEC S
Área de barrido	21904 m ²	21125 m ²	21125 m ²
Densidad de potencia	2.74 m ² /kW	2.65 m ² /kW	2.23 m ² /kW
Velocidad mín.	3 m/s	3.5 m/s	3.5 m/s
Velocidad nominal	12 m/s	13 m/s	14 m/s
Velocidad máx.	25 m/s	25 m/s	25 m/s
Altura góndola	100 m	100 m	100 m

Tabla 19. Características principales aerogeneradores segunda generación. Fuente: Elaboración propia

Según marca la IEC 61400 – 1 para la elección del aerogenerador existen varios factores a los cuales prestar atención. Primero, será asegurar que la turbina que se escoja sea idónea para la clase del viento del lugar de implantación según marca la norma en la tabla siguiente:

Wind turbine class		I	II	III	S
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	Values specified by the designer
A	I_{ref} (-)	0,16			
B	I_{ref} (-)	0,14			
C	I_{ref} (-)	0,12			

Tabla 20. Clasificación tipos de aerogeneradores. Fuente: IEC 61400-1

Donde:

- V_{ref} : Referencia de la media de la velocidad del viento durante 10 minutos
- A: Designa la categoría para características de alta turbulencia
- B: Designa la categoría para características de media turbulencia
- C: Designa la categoría para características de baja turbulencia
- I_{ref} : Valor esperado de la intensidad de la turbulencia a 15 m/s

Para emplazamientos offshore se escogen turbinas que garanticen la clase S como las que se han seleccionado para la comparativa. Se han seleccionado dos turbinas de 8MW y una de 9.5MW. Como norma general, se intentan seleccionar siempre las turbinas de mayor potencia ya que con un menor número de estas se consigue la misma generación de energía objetivo y de esta manera se reducen los costos. De todas maneras, hay que tener en cuenta que un fallo en una turbina de mayor tamaño tendrá una repercusión mayor en los costos ya que su costo de reparación será mayor que el de una turbina de menor tamaño. Además, su impacto en la reducción de la generación eléctrica también será más elevado aumentando probablemente el período de retorno de la inversión.

Otro factor importante a tener en cuenta a la hora de escoger el aerogenerador es la velocidad nominal de trabajo de éste. Como normal general se espera que las turbinas trabajen como mínimo un 30 % a la velocidad nominal en períodos anuales. En el gráfico siguiente se muestra una comparativa de las curvas de potencia de los tres aerogeneradores.

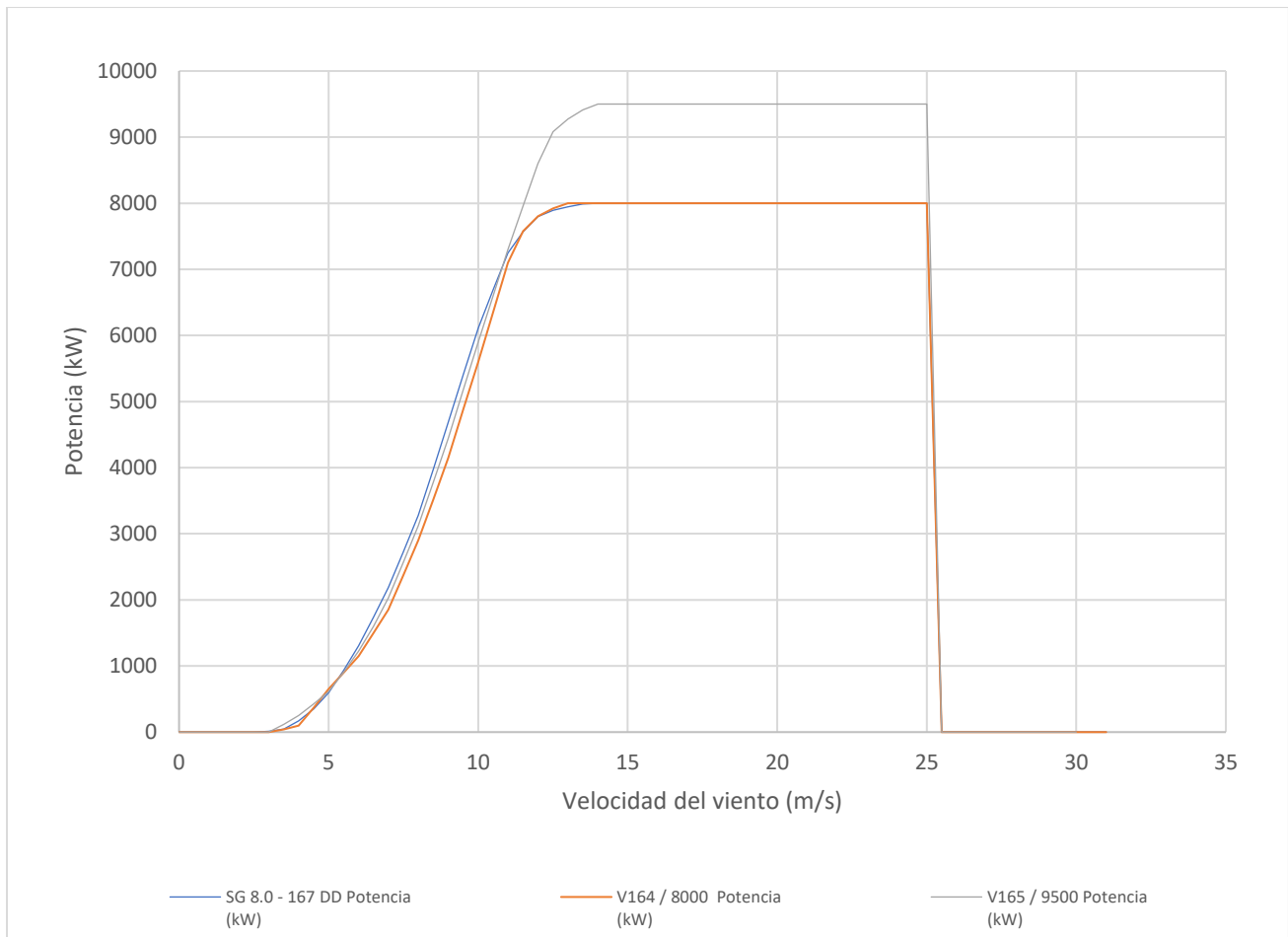


Figura 29. Gráfico curva potencia de tres aerogeneradores. Fuente: Elaboración propia

Se comprueba como la V165/9500 alcanza los 9500 kW de potencia alrededor de los 14 m/s mientras que las otras dos lo hacen a velocidades de 12 y 13 m/s. La SG8.0-167DD tiene una velocidad mínima de 3 m/s mientras que las demás empiezan a generar a 3.5 m/s. Como se puede comprobar la longitud de las palas en este modelo es mayor por lo que puede aprovechar más rangos de velocidades. En la tabla siguiente se muestra la comparación de la estimación de generación de energía obtenida para las tres turbinas. Como es de esperar la de 9.5 MW es la que proporciona una mayor producción anual con 41.117 MWh/a. Seguido del modelo SG8.0-167DD con 38.158 MWh/a y en último lugar la V164/8000 con 36.753 MWh/a.

vi (m/s)	Energía bruta SG 8.0 - 167 DD (kWh/a)	Energía bruta V164 / 8000 (kWh/a)	Energía bruta V165 / 9500 (kWh/a)
1	0	0	0
2	0	0	0
3	6646	0	0
4	244786	258773	300737
6	781531	752119	756321
7	2015356	1705585	1871534

8	3084415	2728738	2938568
9	4874432	4400529	4666817
11	5479170	5200707	5405459
12	5500000	5503528	6068698
13	4598710	4629380	5365451
14	3620796	3620796	4299695
16	2704020	2704020	3211024
17	1929786	1929786	2291621
18	1316917	1316917	1563839
19	859674	859674	1020862
21	536973	536973	637655
22	320987	320987	381173
23	183646	183646	218080
24	100566	100566	119422
26	0	0	0
27	0	0	0
28	0	0	0
29	0	0	0
31	0	0	0
32	0	0	0
33	0	0	0
MWh/a	38158	36753	41117

Tabla 21. Cálculo generación energética turbinas segunda generación. Fuente: Elaboración propia

Para calcular la energía producida se utilizan los parámetros de forma y escala calculados a una altura de 10 metros con el método de Justus para el período del 2016 al 2020. Se extrapolan los coeficientes a una altura de 100 metros utilizando la metodología propuesta por Justus explicada en el punto 4.4. Con ello se calcula la probabilidad anual para cada velocidad y se traduce a horas anuales. Con este dato y la curva de potencia velocidad del viento del aerogenerador se calcula la potencia anual que dará cada velocidad, la suma de las cuales da la energía generada anual.

A continuación, se calcula el número total de horas de funcionamiento de cada aerogenerador a la velocidad nominal o superior.

Aerogenerador	v_i (m/s)	Horas anuales	% horas/an
SG 8.0 - 167 DD	12	2737	31,25%
V164 / 8000	13	2031	23,20%
V165 / 9500	14	1453	16,59%

Tabla 22. Horas de funcionamiento a velocidad nominal I. Fuente: Elaboración propia

Según los cálculos presentados en la tabla anterior la V165/9500 y la V164/8000 sólo trabajarían a la velocidad nominal un 16.59% y un 23.20% del tiempo respectivamente, mientras que la Gamesa lo haría un 31.25%. Se descartan la V165 y la V164 ya que como se ha comentado no trabajarían de manera correcta en el emplazamiento. Como dato particular, se observa que, aunque la SG8 y la V164 ofrecen la misma potencia nominal, la SG8 produce más energía ya que es capaz de aprovechar mejor el recurso eólica dado a que tiene un área de barrido mayor. Se escoge el aerogenerador del fabricante Siemens Gamesa SG8.0-167 DD.

Como se ha comentado anteriormente, en la actualidad existen diversos modelos de aerogeneradores que ya sobrepasan los 10 MW. La eólica offshore tiene la particularidad de que permite instalar turbinas de

Fabricante	Modelo	Potencia	Diámetro	Altura rotor	Tecnología	Peso Nacelle	Energía bruta anual
VESTAS	V236-15.0	15 MW	236 m	≈ 150 m	Multiplicadora Generador PMG		80 GWh
SIEMENS GAMESA	SG14-222	14 MW	222 m	≈ 150 m	Direct-Drive	500 t	
GENERAL ELECTRIC	HALIADEX-14	14 MW	220 m	≈ 150 m	Direct-Drive Generador PMG	685 t	74 GWh

Tabla 23. Características principales turbinas eólicas state-of-the-art. Fuente: Elaboración propia

mayor potencia y tamaño que en tierra, ya que en el mar los vientos son más fuertes y constantes y además no existen tantos problemas de espacio. Los principales fabricantes a nivel mundial son Vestas, Siemens Gamesa y General Electric. Entre ellos se reparten las turbinas de mayor potencia existentes a día de hoy en el mundo. En la siguiente tabla se muestran los modelos de turbinas de última generación que ofrece cada fabricante, su potencia y algunas características específicas de cada uno de ellos.

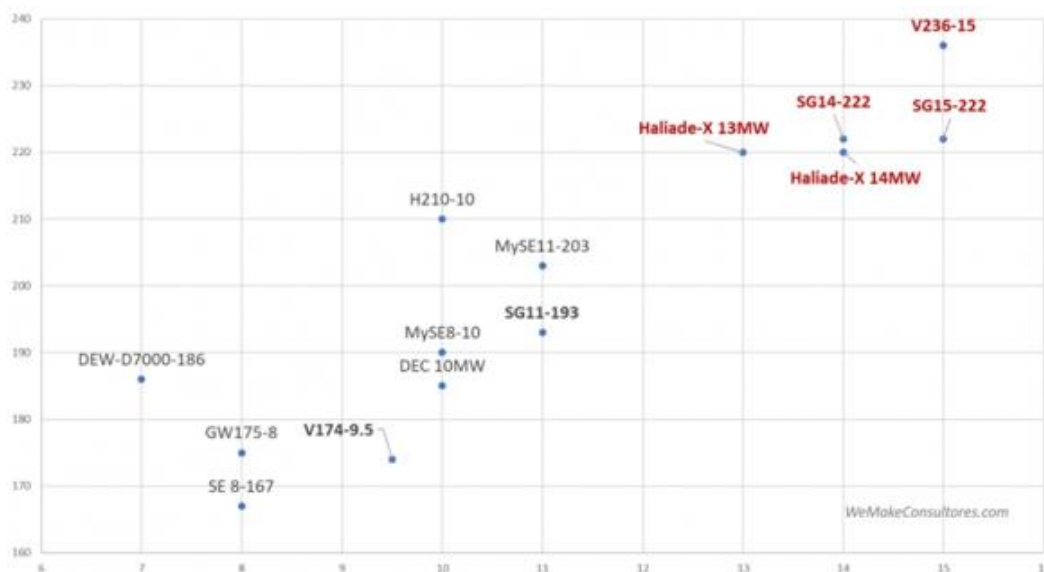


Figura 30. Potencia de turbina vs diámetro rotor. Fuente: <https://wemakeconsultores.com/>

Como se puede comprobar en el gráfico anterior la V236-15 es la turbina que mayor potencia proporciona. Aunque Siemens Gamesa ha anunciado que su SG14-222 podría proporcionar hasta 15 MW con la opción Power Boost [11] . De esta manera, para un parque de 250 MW se necesitarían o 17 turbinas del fabricante Vestas o 18 de General Electric o 18 de Siemens Gamesa. Se han comparado estos resultados con el número de turbinas que se necesitarían utilizando turbinas de la generación anterior. Si se utilizan las SG8.0-167 DD de Siemens Gamesa, se deberían instalar 32 turbinas, lo que se traduce en casi el doble número de turbinas que utilizando la V236-15 de Vestas. Esto implica un sobrecosto ya no sólo en términos del número de turbinas, sino también en el número de estructuras flotantes, amarres, tiempo de instalación etc. Bajo este concepto queda justificada el criterio de utilizar siempre las turbinas de mayor potencia. Se escoge la V236-15 para realizar el cálculo de generación de energía bruta.

V165 / 9500					
Velocidad viento (m/s)	Potencia (kW)	Velocidad viento (m/s)	Potencia (kW)	Velocidad viento (m/s)	Potencia (kW)
0	0	10,5	9500	21	9500
0,5	0	11	9500	21,5	9500
1	0	11,5	9500	22	9500
1,5	0	12	9500	22,5	9500
2	0	12,5	9500	23	9500
2,5	0	13	9500	23,5	9500
3	0	13,5	9500	24	9500
3,5	115	14	9500	24,5	9500
4	249	14,5	9500	25	9500
4,5	430	15	9500	25,5	0
5	613	15,5	9500	26	0
5,5	900	16	9500	26,5	0
6	1226	16,5	9500	27	0
6,5	1600	17	9500	27,5	0
7	2030	17,5	9500	28	0
7,5	2570	18	9500	28,5	0
8	3123	18,5	9500	29	0
8,5	3784	19	9500	29,5	0
9	4444	19,5	9500	30	0
9,5	5170	20	9500		
10	5900	20,5	9500		

Tabla 24. Tabla velocidad de viento-potencia del modelo V165/9500. Fuente: Elaboración propia

Dado a que los fabricantes no proporcionan las curvas de potencia de estos aerogeneradores se ha realizado una estimación de la curva de potencia de la V236-15 haciendo una extrapolación de los datos que proporciona el fabricante para su modelo V174-9.5 y sabiendo que Vestas dice que su V236-15 puede proporcionar hasta un 65% [12] más de energía que su hermana “pequeña” la V174-9.5. A continuación, se muestra la tabla velocidad de viento-potencia y la curva que proporciona el fabricante para el modelo V165/9.5.

Power curve

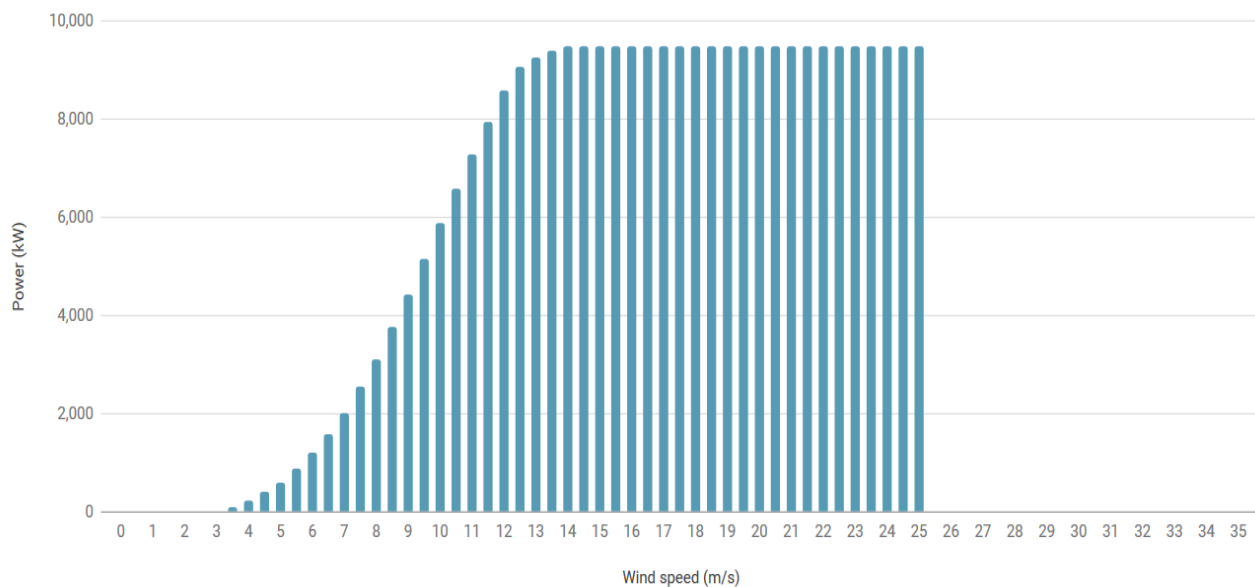


Figura 31. Gráfico velocidad viento-potencia del modelo V165/9500

Para realizar la extrapolación se han aumentado los valores de potencia del modelo V165/9500 un 65% para cada rango de velocidad. Además, en el rango de 25 a 30 m/s se ha disminuido la potencia que proporciona la V236/15 ya que así lo hacen este tipo de turbinas para que el cut-off no sea tan brusco. Con ello, se obtienen los valores de la siguiente tabla y curva de potencia.

V236 / 15000					
Velocidad viento (m/s)	Potencia (kW)	Velocidad viento (m/s)	Potencia (kW)	Velocidad viento (m/s)	Potencia (kW)
0	0	10,5	10890	21	15000
0,5	0	11	12043	21,5	15000
1	0	11,5	13134	22	15000
1,5	0	12	14192	22,5	15000
2	0	12,5	14982	23	15000
2,5	0	13	15000	23,5	15000
3	0	13,5	15000	24	15000
3,5	190	14	15000	24,5	15000
4	411	14,5	15000	25	15000
4,5	710	15	15000	25,5	14800
5	1011	15,5	15000	26	14800
5,5	1485	16	15000	26,5	14500
6	2023	16,5	15000	27	14500
6,5	2640	17	15000	27,5	14300
7	3350	17,5	15000	28	14300
7,5	4241	18	15000	28,5	14200
8	5153	18,5	15000	29	14200
8,5	6244	19	15000	29,5	14200
9	7333	19,5	15000	30	14000
9,5	8531	20	15000		
10	9735	20,5	15000		

Tabla 25. Tabla de velocidad de viento /-potencia del modelo V236/15

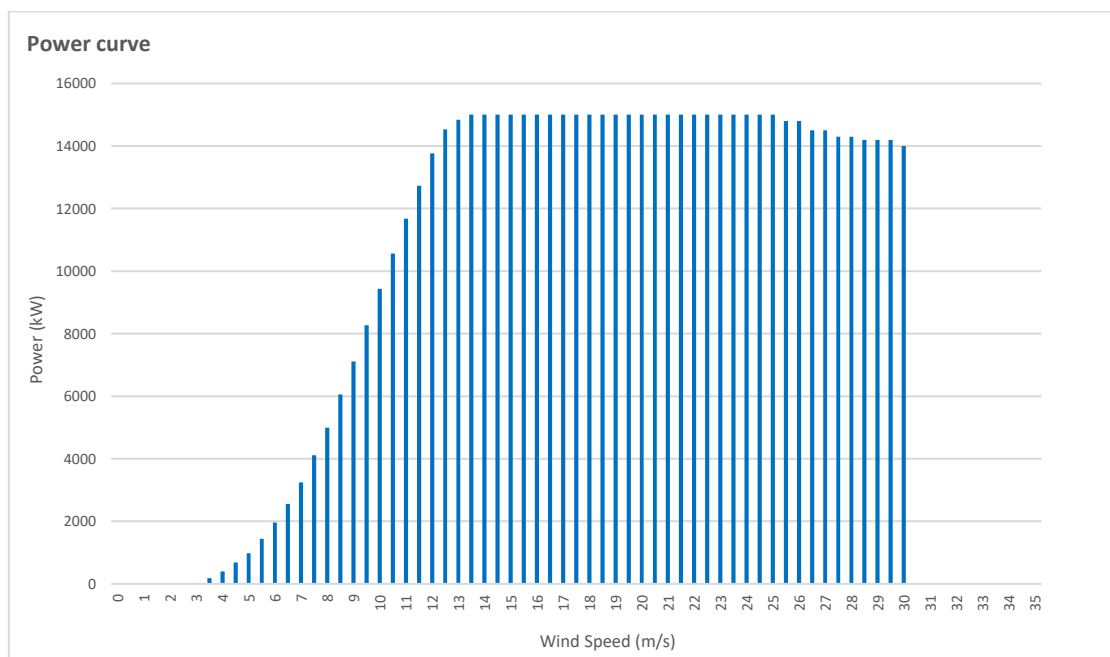


Figura 32. Gráfico velocidad viento-potencia del modelo V236/15

Los resultados obtenidos después de realizar el cálculo de potencia para el aerogenerador V236/15000 se muestran en la tabla siguiente:

v_i (m/s)	Potencia (kW)
0	0
1	0
3	0
4	453403
5	1154934
6	2902141
8	4640061
9	7525317
10	8927671
11	10297115
13	9198337
14	7436906
15	5759273
16	4275799
18	3045154
19	2081276
20	1365543
21	860238
23	520378
24	302293
25	166388
26	87328
28	44302
29	21728
30	0
31	0
33	0
34	0
35	0
MWh/a	71066

Tabla 26. Cálculo energía anual V236/15

A continuación, se calcula el número total de horas de funcionamiento de cada aerogenerador a la velocidad nominal o superior. Dado a que el fabricante no proporciona la velocidad nominal del aerogenerador, se utiliza la que se proporciona en [13] donde se dan referencias para una turbina de 15 MW tipo.

Aerogenerador	v_i (m/s)	Horas anuales	% horas/an
V236/15	11	3880	44,29%

Tabla 27. Horas de funcionamiento a velocidad nominal 2. Fuente: Elaboración propia

La V236/15000 genera 71.06 GWh/a brutos lo que se traduce en unos 10 GWh/a menos que los que el fabricante marca como máxima producción. Se comprueba también que genera alrededor del 65% más energía que la V165/9500. Si se compara con la SG8.0-167 DD, que produce 38.16 GWh/a, la V236 produce un casi el doble de energía. Estos resultados son los esperados según especificaciones del fabricante. Además, gracias a su gran área de barrido, es capaz de aprovechar mejor el recurso eólico y funcionar más del 44% del tiempo a velocidad nominal. De esta manera se elige la turbina V236/15000 para realizar el estudio de viabilidad.

El siguiente paso es calcular la energía neta que producirá el parque eólico. Para ello, se deben tener en cuenta una serie de factores que harán que la potencia estimada anteriormente se reduzca. Se nombran a continuación algunos de los factores a considerar como pérdidas en la producción energética:

- Pérdidas por efecto estela [7]
- Factor de disponibilidad: labores anuales de mantenimiento, incidencias etc hacen que se estime un factor de disponibilidad por encima del 90%. En este caso se estima del 95%.
- Pérdidas eléctricas:
- Disponibilidad turbinas:
- Pérdidas curva de potencia:

A modo de resumen se establecen los siguientes valores de pérdidas:

Pérdidas parque eólico		
Tipo de pérdidas	Porcentaje	Referencia
Pérdidas por efecto estela	12 %	[7]
Pérdidas eléctricas	1 %	[14]
Disponibilidad turbinas	3 %	
Pérdidas curva de potencia	1 %	
Pérdidas totales	17%	

Tabla 28. Pérdidas del parque eólico. Fuente: Elaboración propia

De esta manera, se establecen unas pérdidas del 17% por lo que la energía neta producida será igual a la bruta de 71.07 GWh/a menos el 17%. La energía neta producida por una turbina será de 58.98 GWh/a. Si se multiplica este valor por las 17 turbinas se obtiene 1.026.898 MWh/a que será la producción media neta anual del parque.

Ahora se procede a calcular el factor de capacidad que es el cociente entre la producción generada por el parque y la que se obtendría si hubiera trabajado a pleno rendimiento

$$FC = \frac{P_G}{P_{PR}}$$

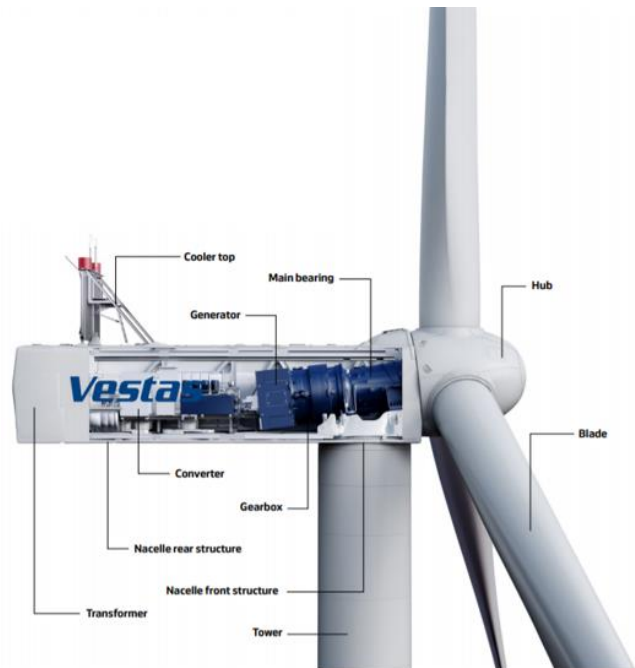
Donde:

- P_G : potencia generada anual por el parque eólico

- P_{PR} : potencia generada anual a pleno rendimiento

El resultado del factor de capacidad después de aplicar la ecuación anterior es de 0.46 un valor acorde a los de diseño en los parques eólicos de la actualidad.

Hay que tener en cuenta que cuando hablamos de aerogeneradores, éstos están formados por una multitud de elementos. En la figura de al lado se identifican algunas de las partes más importantes de los aerogeneradores como las palas, la caja multiplicadora o el generador eléctrico. Cada uno de estos elementos es de vital importancia para el funcionamiento correcto del conjunto y su funcionamiento, características técnicas específicas, fabricación o selección darían para otro trabajo y quedan fuera del alcance de este proyecto.



5.4) Análisis y selección de las plataformas flotantes

En la actualidad existen multitud de FOWT (Floating Offshore Wind Turbines) que están siendo investigadas. Este hecho hace que esté llevando más tiempo conseguir un nivel elevado de TRL (Technology Readiness Level) de dicha tecnología de lo que se tardaría si hubiera menos diversidad ya que permitiría más investigación focalizada, desarrollo de las infraestructuras necesarias, una más rápida adaptación de los proveedores y fabricantes así como acelerar la producción en cadena [15].

Las plataformas flotantes se pueden categorizar basándose en su mecanismo para satisfacer los requerimientos de estabilidad estática necesarios para poder soportar los esfuerzos a los que es sometida una vez en operación. De esta manera, existen tres principales mecanismos estabilizadores[6]:

- Estabilizados mediante balastro: este tipo de soluciones están fuertemente lastradas en sus partes más profundas para desplazar el centro de gravedad por debajo del centro de flotabilidad y de esta manera se creen momentos recuperadores sobre la estructura.
- Estabilizados por flotabilidad: el área de flotación es el principal agente que contribuye a ejercer el momento recuperador en este tipo de sistemas.
- Estabilizados mediante amarre: en este tipo de soluciones el momento recuperador es generado mediante las líneas de amarre altamente tensionadas.

Las plataformas flotantes más usadas en la eólica offshore utilizan básicamente los sistemas estabilizadores mencionados anteriormente. Estas son las Tension Leg Platform (TLP), las Semisumergibles (SSP) o barge y las SPAR. A continuación, se detallan las características principales de cada una para posteriormente realizar el análisis comparativo y elección de la solución más apropiada.

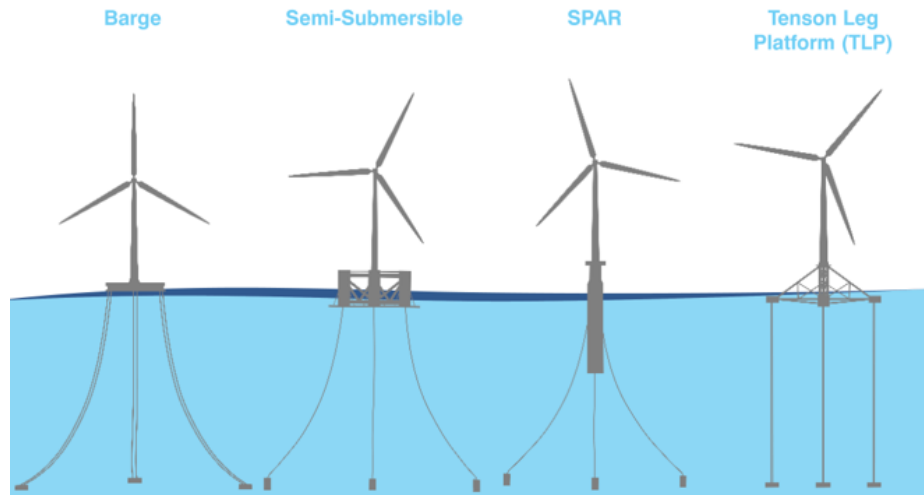


Figura 33. Diferentes tipologías de plataformas flotantes. Fuente: <https://questfwe.com>

5.4.1) Plataformas flotantes tipo TLP

Las plataformas TLP poseen una flotabilidad muy elevada, están formadas por una columna central y unos pontones conectados a unos tubos de acero colocados verticalmente que se denominan tendones. Los tendones son los que ayudan a mantener la estabilidad de la plataforma colocándola por debajo de su línea de flotación. Los tendones se unen a las anclas de gravedad o de succión las cuáles se fijan al lecho marino. Este tipo de cimentaciones se empiezan a usar cuando las profundidades sobrepasan los 50 metros.

Ventajas:

- Tendencia baja a movimientos inducidos por oleaje
- Masa baja
- Posibilidad montaje en tierra o dique seco.
- Turbina completa se puede instalar desde la costa.
- Pocas partes móviles (no necesidad de sistema de balastro activo)

Inconvenientes:

- Más difícil de mantenerse estable durante el transporte y la instalación.
- Sistema de amarre y anclaje complejo y costoso
- No adecuado para aguas someras
- Instalación compleja

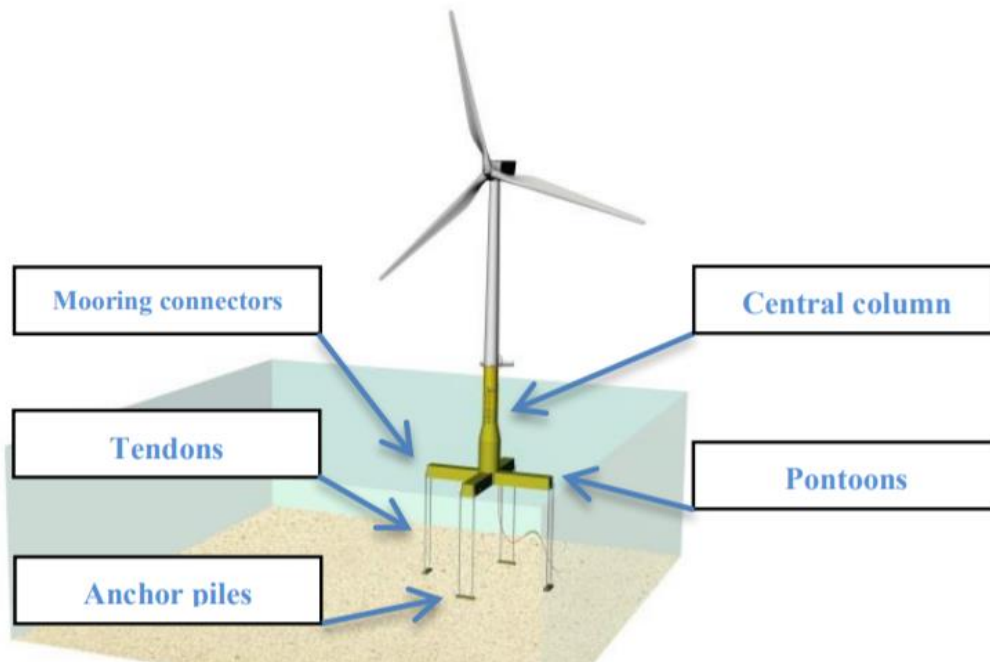


Figura 34. Plataforma flotante TLP. Fuente <https://iopscience.iop.org>

5.4.2) Plataformas flotantes tipo Semi-sumergible o Barge

Las plataformas Semi-sumergibles se caracterizan por contener una serie de grandes columnas unidas mediante arriostramientos de conexión y pontones sumergidos. Las columnas proporcionan estabilidad hidrostática y los pontones flotabilidad adicional. La plataforma se mantiene en su posición mediante catenarias o líneas de amarre extendidas y anclas de arrastre, pilotes hincados o de succión. Las tipo Barge son, en general, cuadradas y poseen una estructura de largos pontones que adquiere estabilidad a través de su distribución de flotabilidad. Este tipo de estructuras son, normalmente, lastradas con agua de mar para alcanzar un razonable calado y así minimizar el embate de las olas. Este tipo de cimentaciones empiezan a ser adecuadas a partir de profundidades superiores a los 50 metros.

Ventajas:

- Se construyen en tierra en dique seco.
- La turbina completa se puede instalar desde la costa con la plataforma en el muelle.
- Transporte al sitio utilizando remolcadores convencionales.
- Menor costo de amarre instalado.

Inconvenientes:

- Tendencia a movimientos inducidos por ondas críticas más altas.
- Utilizan más material y estructuras más grandes en comparación con otros conceptos.
- Fabricación compleja en comparación con otros conceptos.

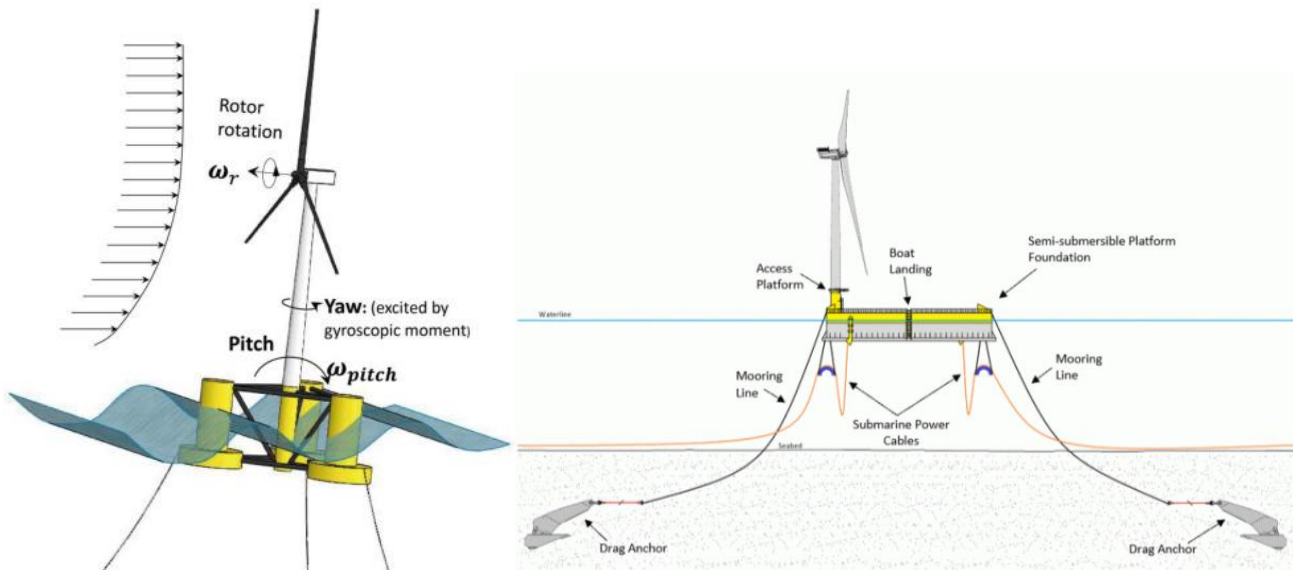


Figura 35. Plataforma Semi-sumergible y Barge. Fuente: <https://www.energyfacts.eu>

5.4.3) Plataformas flotantes tipo SPAR

5.4.3.1) SPAR

Las plataformas SPAR consisten en un cilindro, lastrado para mantener el centro de gravedad por debajo del centro de flotabilidad. La plataforma se mantiene en posición mediante catenaria o líneas de amarre extendidas tensas con anclajes de arrastre o cajones de succión.

Ventajas:

- Tendencia baja a movimientos inducidos por el oleaje.
- Diseño simple.
- Estructura simple, fácil fabricación y mantenimiento
- Estabilidad inherente de la estructura

Inconvenientes:

- Las operaciones de instalación de turbinas requieren de un buque de carga pesada.
- Necesita profundidades de agua más profunda que otros conceptos (>100m)
- Mayores costos de amarre
- Estructura alargada y pesada (> costos)

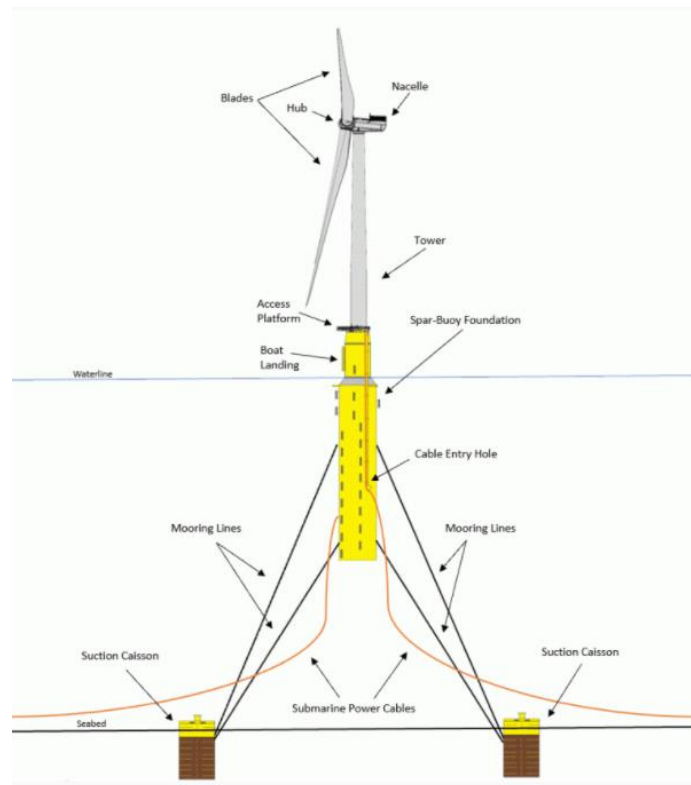


Figura 36. Plataforma flotante SPAR. Fuente: <https://www.energyfacts.eu>

5.4.3.2) **RDS (Reduced Draft SPAR)**

Dentro de las plataformas SPAR existen las plataformas RDS (Reduced Draft Spar) o SPAR de reducido calado. Estas plataformas combinan los beneficios de las SPAR convencionales con un calado reducido lo que les permite operar en profundidades a partir de los 60 metros donde las otras están limitadas. Su diseño se asemeja a las GBS (Gravity Base Structures) o cimentaciones de gravedad. El material principal es el hormigón, material que tiene la particularidad de tener un coste más estable que el acero. Este factor hace que el costo de las plataformas no presente tanta incertidumbre debido a las variaciones del precio de los materiales como las Semi-sub o las SPAR convencionales. Además, este tipo de plataformas permiten que se ensamblen todos los componentes en ella en el mismo muelle para posteriormente ser trasladada a la zona de implantación. Esto reduce considerablemente los costos de implantación operación y desmantelamiento ya que no se necesitan pesados buques de carga ni para su instalación ni para su desmantelamiento.

Ventajas:

- Diseño simple.
- Menores costos de amarre.
- Posibilidad de montaje en muelle.
- Pueden operar a menores profundidades que las SPAR convencionales.

Inconvenientes:

- TRL 5

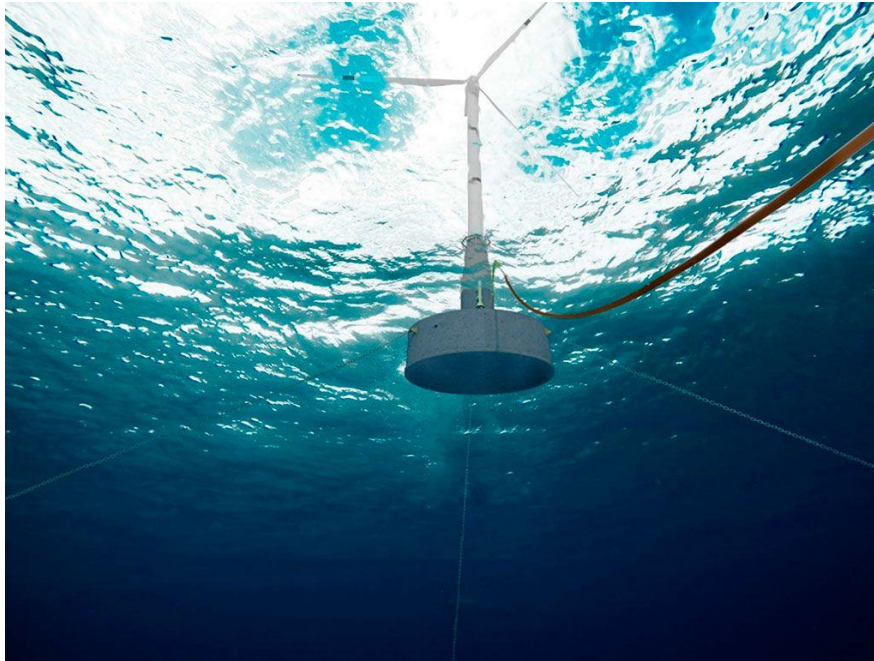


Figura 37. Plataforma tipo RDS. Fuente: <https://www.seaplace.es>

5.4.4) Comparativa y selección de la plataforma flotante

Las plataformas flotantes pueden ser evaluadas en base a distintos criterios. En este apartado se exponen los resultados obtenidos en base al estudio[15] en el que se realiza una comparativa de las diferentes tipologías de plataformas flotantes para obtener la más adecuada para el desarrollo de un parque eólico flotante. Se establecen los siguientes diez criterios indicando con un (+) o (-) si una puntuación mayor corresponde respectivamente a un positivo o negativo aspecto de la plataforma.

Criterio	Aspectos incluidos	Tipo
1. LCOE	Levelised Cost of Energy (LCOE), período de retorno, densidad de potencia, mayor dimensión, huella de amarres, espacio entre turbinas	(-)
2. Volumen de producción	Facilidad de fabricación, estructura modular, tiempo de fabricación, fabricación onshore	(+)
3. Facilidad de manejo	Dimensión mayor, peso total, ensamblaje, transporte, instalación, desmantelamiento, equipamiento requerido, buques	(+)
4. Durabilidad	Resistencia a corrosión, resistencia a fatiga, redundancia, envejecimiento	(+)
5. Flexibilidad	Lugares offshore, profundidad de instalación, condiciones de suelo, carga ambiental	(+)
6. Certificación	Tiempo para obtener, facilidad de obtención, TRL	(+)
7. Funcionamiento	Deflexiones, desplazamientos, aceleraciones en nacelle, respuesta dinámica, resistencia al vuelco, resistencia a torsión	(+)
8. Mantenimiento	Frecuencia, componentes redundantes, costos, tiempos de inactividad	(-)
9. Eficiencia-tiempo	Ensamblaje, transporte, instalación, mantenimiento, desmantelamiento	(+)
10. Amarre	Número de líneas de amarre, necesidad de flexibilidad en los cables, largo de las líneas, coste del sistema de anclaje	(-)

Tabla 29. Selección de criterios. Fuente: [15]

Se asignan puntuaciones a cada criterio para cada tipo de plataforma siendo 1 la menor y 5 la mayor en base a la aplicabilidad de cada uno. Además, se asigna un peso a cada uno de los criterios que después se multiplica por la puntuación asignada. De esta manera se obtiene la puntuación final y se establece el ranking de tecnologías. Como se muestra en la tabla siguiente la estructura flotante que obtiene mejor puntuación es la tipo RDS seguida de la SPAR convencional. En tercera y cuarta posición quedan respectivamente las Semi-sumergibles y las TLP.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	Puntuación	Rank
SPAR	3.20	4.00	3.00	3.00	3.20	3.40	3.00	3.40	3.20	3.40	0.651	2
RDS	3.17	4.33	3.17	3.33	3.33	3.17	3.17	3.50	3.17	2.83	0.763	1
Semi-sub	3.50	3.17	3.67	3.50	3.50	2.83	3.17	3.33	2.83	2.83	0.600	3
TLP	3.33	3.00	2.17	3.50	3.00	2.50	3.33	3.50	3.33	4.00	0.335	4

Tabla 30. Matriz comparativa diferentes tipologías plataformas flotantes. Fuente: Modificado de [15]

Debido a que el nivel de madurez de la tecnología de la plataforma RDS aún es prematuro no se escoge este tipo de solución para el estudio de viabilidad. Como segunda candidata tenemos la plataforma SPAR pero como la profundidad del lugar de implantación del parque eólico marino es menor a 100 metros también queda descartada. De esta manera, se escoge la plataforma Semi-sumergible para el desarrollo del proyecto.

5.5) Análisis y selección del sistema de amarre y anclaje

En los parques eólicos flotantes los sistemas de amarre y anclaje son de vital importancia ya que son los elementos que aseguran que las plataformas se mantengan en su posición de diseño. La configuración que se elija tendrá un impacto directo y significativo en el costo del proyecto. Seleccionar el mejor sistema dependerá de diversos factores, incluyendo el tipo de estructura flotante, los requerimientos del sistema de amarre (tenso, semi-tenso, catenaria), datos geotécnicos específicos del lugar, inestabilidad y costo.

Los métodos de amarre más comunes son los sistemas de amarre tensos los cuales se emplean en las plataformas TLP y los sistemas de amarre tipo catenaria empleados en las plataformas SPAR y SSP. Por la parte de los sistemas de anclaje, existe una gran variedad de tipologías diferentes. En este capítulo se explicarán los principales tipos de sistemas de anclaje empleados en la eólica flotante como las anclas de arrastre, los pilotes hincados, los de succión y las anclas de gravedad. A continuación, se detallan los principales sistemas de amarre y anclaje utilizados en las plataformas flotantes.

5.5.1) Tipos de sistemas de amarre

5.5.1.1) Amarre tipo catenaria

Este sistema de amarre está formado por varias líneas que cuelgan libremente como una catenaria clásica desde la plataforma hasta el fondo marino. Las líneas llegan al fondo de manera horizontal por lo que el sistema

de anclaje sólo recibe cargas horizontales. Las fuerzas restauradoras en la plataforma son debidas principalmente al peso de la catenaria y a la ratio distancia-profundidad del sistema de fondeo.

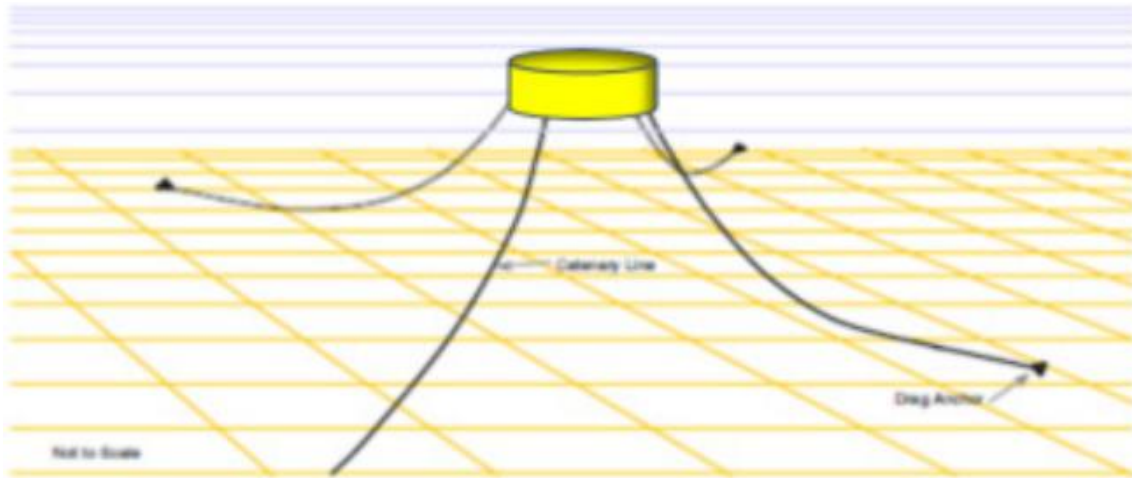


Figura 38. Sistema de amarre tipo catenaria. Fuente: <http://riador.com>

Dentro de los amarres tipo catenaria, existen los llamados multi-catenaria. Estos sistemas de amarre están formados por varias líneas que incorporan boyas y/o pesos para realizar formas complejas. En este tipo de sistemas el anclaje puede recibir cargas verticales.

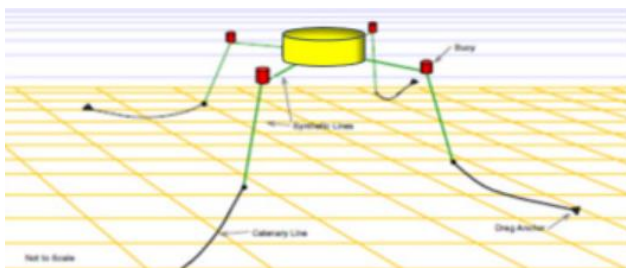


Figura 39. Sistema de amarre tipo multi-catenaria con anclas de arrastre. Fuente: <http://riador.com>

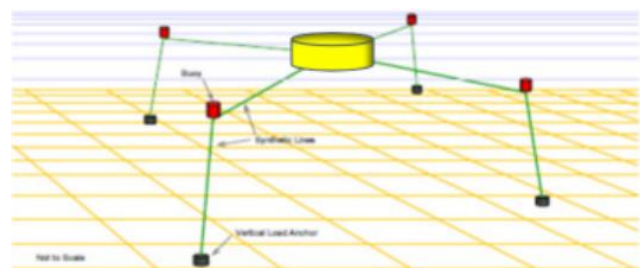


Figura 40. Sistema de amarre tipo multi-catenaria con anclas de carga vertical. Fuente: <http://riador.com>

Las características principales de estos tipos de amarre son las siguientes:

- Dejan una gran huella en el lecho marino ya que la parte baja de las líneas de amarre descansan en el fondo marino.
- Fuerzas horizontales en el punto de anclaje
- Las largas líneas de amarre descansan en el fondo marino lo que reduce las cargas en las anclas.
- Existe cierto grado de desplazamiento horizontal
- El peso de las líneas de amarre limita los movimientos de la plataforma.
- Permite mayores movimientos de la plataforma flotadora que los amarres tipo tensos
- Más facilidad de instalación que los sistemas tipo tensos

5.5.1.2) *Amarre tipo tenso*

Este sistema de amarre está formado por líneas que llegan rectas al fondo marino con un ángulo específico de unos (45° aproximadamente) lo que significa que son capaces de resistir fuerzas horizontales y verticales. Las fuerzas de compensación se generan principalmente por la elasticidad de las líneas de amarre. Un caso particular son los TLP (Taut Leg Platform) donde las líneas de amarre son ortogonales al fondo marino. En este caso específico, las fuerzas de recuperación son principalmente generadas por el cambio en la línea de flotación de la estructura. Los sistemas de amarre tensos empiezan a ser ventajosos con respecto a los sistemas de catenaria a medida que la profundidad de agua aumenta, ya que dejan menos huella en el fondo marino y la longitud de las líneas de amarre es menor.

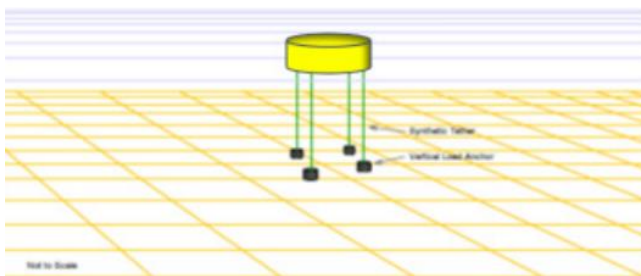


Figura 41. Sistema de amarre tipo tenso vertical. Fuente: <http://riador.com>

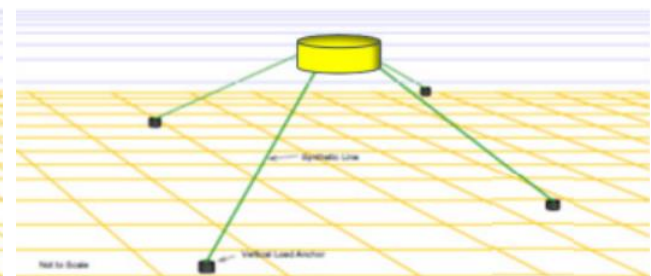


Figura 42. Sistema de amarre tipo tenso a 45° . Fuente: <http://riador.com>

Las características principales de estos tipos de amarre son las siguientes:

- Menor huella en el fondo marino que los sistemas tipo catenaria
- El sistema de anclaje está sometido a cargas verticales
- El sistema de anclaje está sometido a grandes cargas verticales lo que hace que éste deba ser capaz de resistirlas
- Fuerzas horizontales limitadas
- La alta tensión de los amarres limita el movimiento de la plataforma y mantiene una excelente estabilidad
- Difícil proceso de instalación

La elección del tipo de anclaje dependerá de las fuerzas que actúen en el ancla, así como del tipo de tierra que se encuentre en el fondo marino. Principalmente los sistemas de anclaje se pueden dividir en dos tipos, anclajes de gravedad y anclajes empotrados. Dentro de los sistemas de anclaje empotrados se encuentran principalmente los pilotes de succión, los pilotes hincados y las anclas de arrastre.

5.5.2) Tipos de sistemas de anclaje

5.5.2.1) *Anclas de gravedad*

Las anclas de gravedad consisten en elementos de geometría simple fabricados principalmente en hormigón o acero. Este tipo de soluciones están preparadas para soportar tanto fuerzas horizontales como

verticales. Las fuerzas verticales a las cuales son sometidas son compensadas básicamente con su peso mientras que las fuerzas horizontales lo son mediante las fuerzas de fricción que aparecen entre el ancla y el lecho marino. Tienen la ventaja de que son de fácil diseño, que son adecuadas para trabajar tanto en aguas poco profundas (<70 m) como de mayor profundidad o que son adecuadas para trabajar en cualquier tipo de fondo marino entre otras. Su vida útil está usualmente limitada por las soldaduras que presenta la estructura y la corrosión.

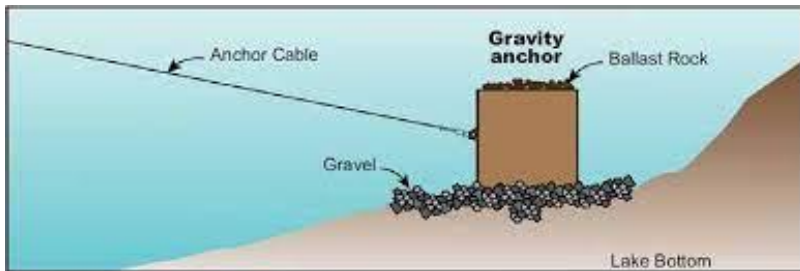


Figura 43. Ancla de gravedad 01. Fuente: google.com



Figura 44. Ancla de gravedad 02. Fuente: google.com

5.5.2.2) Anclas de arrastre

Las anclas de arrastre son elementos con una geometría triangular o similar las cuales generan su capacidad de retención al ser enterradas dentro del lecho marino cuando se les aplica una fuerza horizontal. Su capacidad de retención está directamente ligada a la profundidad a la que son embebidas en el fondo marino. Este tipo de anclas son instaladas mediante su arrastre usando las líneas de amarre de cadena o cable. Este tipo de instalación es relativamente sencilla haciendo que las anclas de arrastre sean una solución efectiva en términos de costo para el anclaje de las estructuras flotantes offshore. Son los sistemas que presentan una mayor ratio capacidad de retención/peso, pudiendo llegar a ser de hasta 50 veces mayor que su peso. Esta eficiencia confiere una ventaja de este tipo de anclajes frente a los pilotes ya que la masa de las anclas de arrastre se concentra más profunda en el lecho marino donde la resistencia de la tierra y su capacidad de retención son mayores.



Figura 45. Ancla de arrastre. Fuente: <https://vryhof.com/>

Debido a que este tipo de anclas solo pueden soportar cargas horizontales, el sistema de amarre idóneo para ellas será el de tipo catenaria ya que, como se ha explicado con anterioridad, este tipo de sistemas de amarre se caracterizan porque sus líneas de amarre forman una catenaria, acostándose sus últimos tramos en el lecho marino y llegando al sistema de anclaje de manera horizontal. Si por alguna razón durante la vida útil de la plataforma se aplican fuerzas verticales el sistema de anclaje fallará. La ventaja que tienen este tipo de anclas es que a la hora del desmantelamiento se pueden recuperar aplicando fuerzas verticales lo que contribuye a la reducción del costo de estos sistemas.

5.5.2.3) *Pilotes hincados*

Los pilotes hincados son largos elementos de geometría cilíndrico tubular que son capaces de resistir tanto cargas horizontales como verticales mediante las fuerzas de compensación que aparecen debido a la fricción y a la resistencia lateral entre el pilar y el material del fondo marino. Son introducidos en el lecho marino mediante martillos o vibradores. Sus principales dimensiones son la longitud, el diámetro y el espesor. Este tipo de anclajes son capaces de soportar tanto cargas verticales como horizontales. Su principal ventaja frente a otros sistemas como el de anclas de arrastre es su precisión de posicionamiento durante la instalación y las elevadas cargas que pueden soportar. Su mayor desventaja es que no pueden desmontarse para proceder a su recuperación.



Figura 46. Pilotes hincados 01. Fuente: google.com



Figura 47. Pilotes hincados 02. Fuente: google.com

5.5.2.4) *Pilotes de succión*

Los pilotes de succión son una clase de pilares hincados que básicamente se conforman por unos cilindros huecos en forma de tubería. Por uno de sus extremos son abiertos mientras que por el otro se monta una bomba que será la encargada de crear el vacío dentro del pilote. Debido a la depresión que se ejerce en el interior, éste empieza a introducirse en el lecho marino. Como en el caso de los pilotes hincados, son resistentes a cargas verticales y horizontales gracias a las fuerzas de reacción que se generan entre las paredes del pilote y el material que lo envuelve y a la fricción. Algunas de las ventajas de este tipo de sistemas son la facilidad y rapidez de instalación, el posicionamiento preciso durante la instalación, la posibilidad de recuperación durante el desmantelamiento y la reducción de costos debido a la optimización del material.



Figura 48. Cimentación tipo pilotes de succió 01. Fuente: google.com



Figura 49. Cimentación tipo pilotes de succió 02. Fuente: google.com

5.5.3) Anclas multilínea

En los apartados anteriores se han descrito los sistemas de amarre y anclaje más usados para garantizar la estabilidad estática de las plataformas flotantes en la eólica offshore. Un punto importante en el diseño de un parque eólico flotante es la configuración y disposición de estos elementos. Existen en la actualidad propuestas de sistemas de anclaje múltiples que se basan básicamente en compartir puntos de anclaje con el fin de reducir el número de anclas utilizadas y con ello los costes. Este tipo de soluciones ayudan a reducir no sólo los costes de material al reducir el número de anclas, sino que también los de instalación y desmantelamiento ya que un menor número de sistemas a instalar forzosamente implicará un menor tiempo de instalación y desmantelamiento.

En la práctica, una plataforma flotante se estabiliza utilizando entre 3 y 6 anclas. En los estudios [16][17] se lleva a cabo el análisis del concepto de anclaje compartido con el fin de reducir el número total de anclas y su instalación. Se estudian 2 tipos de geometrías de anclaje, una en la que un ancla acogerá 3 líneas de anclaje y otra en la que se le unirán 6. Estas tipologías se comparan a las de anclaje simple en las que cada ancla sirve para amarrar solo una línea de fondeo. En la siguiente figura se muestran las diferentes disposiciones para anclas simple, anclas de tres líneas y anclas de seis líneas.

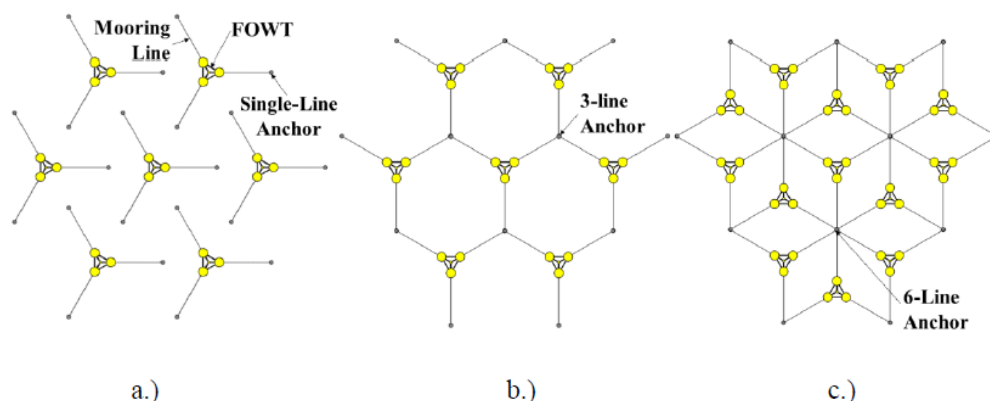


Figura 50. Lay-out A, ancla simple; B ancla de 3 líneas; C ancla de 6 líneas. Fuente: [8]

Según los resultados de [16] la implementación de sistemas de anclas multilínea comportaría reducciones en el número total de anclas del orden del 60% para los sistemas de anclas de 3 líneas y del 79% en el caso de anclas de 6 líneas con respecto a los sistemas convencionales para un parque eólico flotante comercial de unas 100 turbinas. Sin embargo, también se debe tener en cuenta que la reducción del número de anclas influye directamente en las cargas que recibe cada una de éstas. Estar sometidas a las tensiones producidas por un número más elevado de líneas de amarre afecta a la vida útil de estos elementos y hace que hayan de ser diseñados para soportar cargas más elevadas lo que implica uso de más material. El promedio de la máxima fuerza por ancla difiere significativamente para el caso de anclas multilínea en comparación al de anclas simples. Para el caso de cargas de diseño de anclas con 3 líneas de amarre las fuerzas decrecen un 16% mientras que en el caso de anclas con 6 líneas de amarre aumentan un 20%.

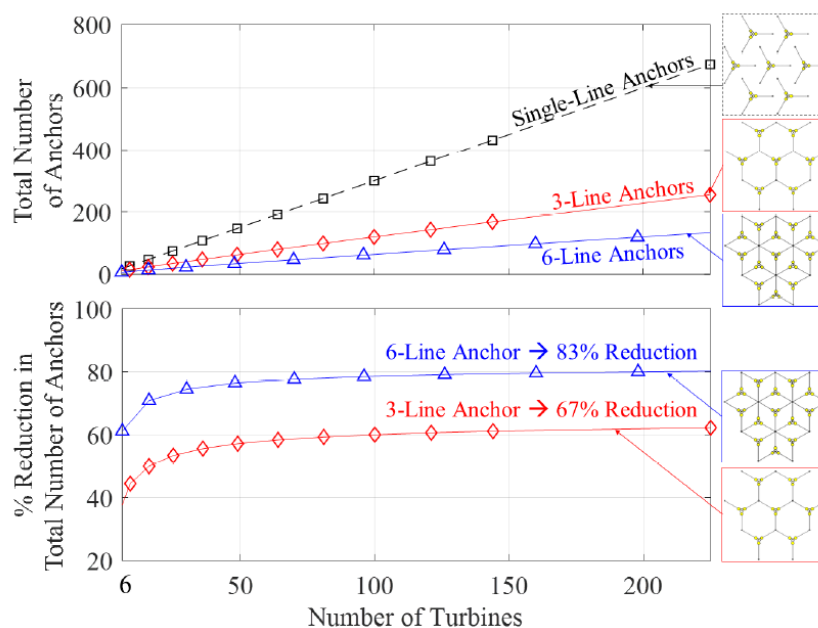


Figura 51. Número total de anclas para anclas simples, anclas de 3 líneas y anclas de 6 líneas. Fuente: [17]

Para el caso de fuerzas máximas críticas en anclas con 3 líneas de amarre las fuerzas decrecen un 11% mientras que en el caso de anclas con 6 líneas de amarre aumentan un 10%. Hay que mencionar que en las configuraciones de anclas multilínea, la utilización de anclas de arrastre no es adecuada ya que en estos sistemas las anclas están sometidas a fuerzas en varias direcciones. En [18] se realiza un estudio comparativo de las fuerzas netas resultantes en las anclas para sistemas de anclas multilínea en plataformas SPAR y Semi-sumergibles. Los resultados indican que las anclas de las plataformas SPAR están sometidas a menores fuerzas que las de las plataformas Semi-sumergibles. Esto se debe principalmente a que las SPAR tienen menos superficie que interactúa con las olas en comparación con las Semi-sumergibles por lo que éstas últimas se excitan más en presencia de oleaje.

Se supondrá una configuración de 3 líneas de amarre por ancla sin valorar en profundidad el aumento de material necesario y aplicando al precio del ancla estándar del fabricante un incremento en % para considerar el aumento de fuerzas.

5.6) Análisis y selección del sistema de conexión y transporte eléctrico

La interconexión de los cables, la potencia eléctrica de las subestaciones y la metodología de transferencia energética son una de las partes más importantes de un parque eólico offshore. Definir soluciones técnica y económicamente óptimas para este tipo de elementos puede llegar a ser complejo. La elección, el dimensionamiento, el lay-out y tipología de componentes como el cableado de potencia, transformadores y aparataje depende de múltiples factores.

En el caso del parque eólico del Sur de la Bretaña, existen dos líneas de evacuación terrestres, una de 225kV y otra de 400kV, a las que sería posible conectarse para realizar la evacuación de la energía generada. La disposición de dichas líneas se muestra en la figura siguiente:

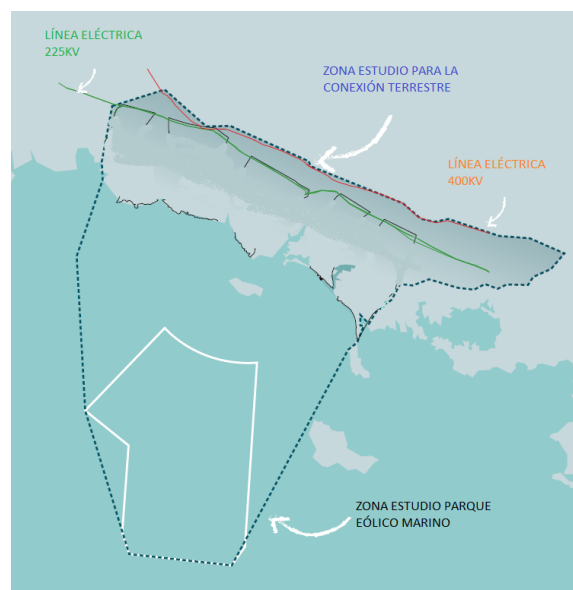


Figura 52. Disposición de las líneas eléctricas de conexión en tierra. Fuente: Modificado de [19]

La ley nº2017-1839 del 30 de diciembre establece que RTE (Réseau de Transport d'Électricité), que es el operador del sistema de transmisión eléctrica de Francia, se hará cargo de la construcción, el financiamiento, la explotación y el mantenimiento de las plataformas eólicas marinas y evacuación de tierra. De esta manera, el costo de la subestación eléctrica que elevará el voltaje producido por los aerogeneradores al de la red de conexión queda fuera del ámbito de este proyecto y no afectará a la inversión. De todas maneras, se debe elegir cual será la tecnología usada para la transmisión pudiéndose realizar ésta en corriente continua o en alterna. También se mostrará la metodología utilizada para calcular su costo el cual no se tendrá en cuenta para calcular el CAPEX.

Las diferentes opciones de conexión según [20] son las siguientes:

1. Conexión dentro del parque en corriente alterna y transporte en alterna.
 - 1.1.) Transporte a la tensión del parque
 - 1.2.) Transporte al nivel de tensión de la red de distribución de tierra.

2. Conexión dentro del parque en continua y transporte en alterna.
3. Conexión dentro del parque en alterna y transporte en continua.
4. Conexión dentro del parque en continua y transporte en continua.

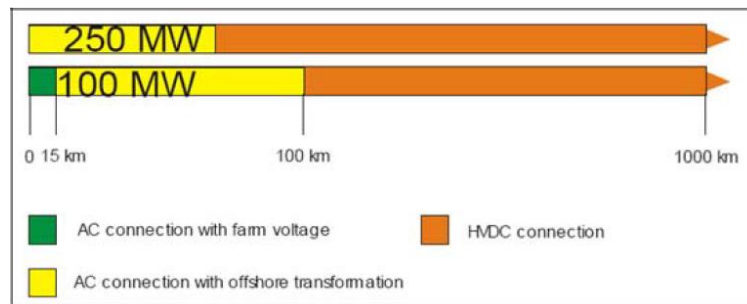


Figura 53. Rangos de distancias - tecnología de transmisión AC, DC. Fuente: [20]

Las turbinas elegidas producen 15 MW de potencia a 66 kV. Todo y que sería posible transmitir la potencia generada en el parque hasta la costa con un voltaje de 66kV, las pérdidas de potencia serían considerables por lo que se recomienda la implantación de una subestación elevadora. La subestación funcionará como sistema colector de toda la potencia generada por las turbinas del parque y elevará el voltaje para de esta manera reducir las pérdidas. Dichas turbinas producen la energía en corriente alterna por lo que, de las configuraciones posibles de evacuación enumeradas con anterioridad, se evaluarán la 1 y la 3.

Según muestra la figura 52, para distancias menores de 15 km la transmisión de energía hacia la costa es viable al mismo voltaje de producción. En este caso, y como se ha comentado con anterioridad, el parque marino se situará entre 35 y 55 km de la costa por lo que no sería viable este tipo de transmisión. De igual manera, la transmisión de la energía con tecnología HVDC (High Voltage Direct Current) es adecuada, como norma general, para distancias mayores de 80-100 km tal como se muestra en figura 52. Según lo comentado, se escoge realizar la transmisión de energía en AC.

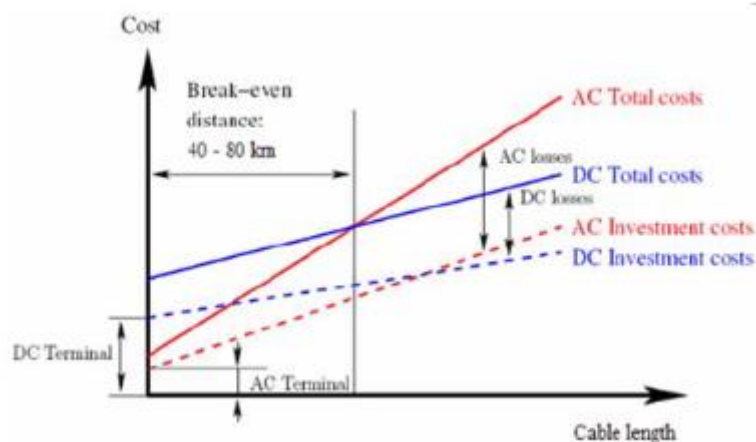


Figura 54. Gráfico coste vs distancia de cable para transmisiones de energía en AC y DC. Fuente: [21]

La figura siguiente muestra la capacidad de transmisión de potencia en función de la distancia y la tipología de cable para una transmisión AC. Se puede comprobar como los cables que soportan tensiones del orden de 400kV son los que pueden transmitir más potencia, pero a una distancia inferior que los de 220 y 132 kV. También se muestra como la instalación de un sistema de compensación de la energía reactiva aumenta la ratio de distancia transmisión de potencia. Para el caso que nos ocupa, parque eólico marino de 255 MW con una distancia a la costa de máximo 55 km se podría realizar la evacuación tanto con cables de 220 y 400 kV. Se escoge cable de 220 kV debido a que satisface las necesidades y es más económico.

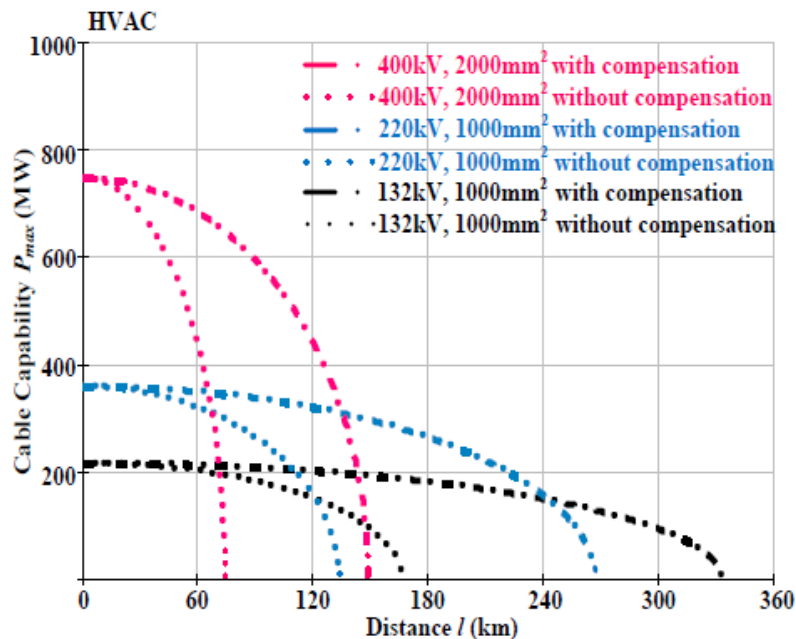


Figura 55. Capacidad de transmisión de algunos cables en HVAC. Fuente: [22]

6) VIABILIDAD ECONÓMICA

En este apartado se llevará a cabo el estudio de viabilidad económica del proyecto. Primeramente, se realizará la estimación de costes materiales, de instalación y procedimientos en base a los valores encontrados en diferentes estudios [23][24][25] y mediante un modelo de análisis de costos del ciclo de vida del proyecto. Con ello se calcularán los principales costos como el CAPEX, OPEX y DECEX. Con estos valores calculados se podrá calcular el LCOE. A continuación, se realizará el análisis financiero anual calculando para cada año los ingresos y gastos y el cash-flow. Por último, se realizará el cálculo de los indicadores VAN, TIR, Período de retorno para conocer la viabilidad del proyecto.

6.1) Análisis de costes del proyecto

Para realizar el análisis de costes del proyecto, se estudiarán los principales sistemas de éste separándolos en costes materiales, de instalación, de operación, de mantenimiento y de desmantelamiento. Para el cálculo del CAPEX se incluirán todos los gastos desde los de promoción, estudios previos, diseño básico y

de detalle, proyecto constructivo, licencias, seguros, gestión de proyecto, costes materiales y de instalación. Para el OPEX se tendrán en cuenta los gastos de operaciones y mantenimiento, tanto preventivo como correctivo. Finalmente, el DECEX serán los costes relacionados con el desmantelamiento de las instalaciones del parque, la limpieza del lugar etc. A continuación, se detallará la metodología seguida para el cálculo de los costes del proyecto.

6.1.1) CAPEX

El CAPEX o Capital Expenditures se explica, para el ámbito de proyectos, como la inversión necesaria para ejecutar el proyecto. En este apartado se detalla el procedimiento seguido para la estimación de costos referentes al CAPEX. Se describirán los siguientes puntos.

1. Coste material turbinas
2. Coste material plataformas flotantes
3. Coste material sistema de interconexión
4. Coste material sistema de transmisión evacuación offshore
5. Coste material sistema de transmisión evacuación onshore
6. Coste material líneas de amarre
7. Coste material sistema de anclaje
8. Coste de instalación turbinas
9. Coste de instalación plataformas flotantes
10. Coste de instalación líneas de amarre y sistemas de anclaje
11. Coste de instalación sistema de transmisión interconexión
12. Coste de instalación sistema de transmisión evacuación offshore
13. Coste de instalación sistema de transmisión evacuación onshore
14. Costes de Project Management

6.1.1.1) *Coste material turbinas eólicas*

El coste de las turbinas eólicas se expresa normalmente como función de su potencia. No depende del tipo de instalación. Usando un modelo de regresión lineal de los datos de precios de turbinas con rangos de potencia entre 2 a 10 MW se obtiene la siguiente expresión [23]

$$C_T = (1.6 \cdot p_T - 1.9) \cdot n_T$$

Donde:

- C_T : coste total de las turbinas (M€)
- p_T : potencia de la turbina (MW)
- n_T : número de turbinas en el parque eólico

El resultado obtenido aplicando la ecuación anterior es de 375,5 M€. Para comprobar la idoneidad de este resultado se ha dividido por los MW totales instalados. Lo que resulta en 1,47 M€/MW un valor en la línea de lo que se ve en estudios como [26].

6.1.1.2) *Coste material plataformas flotantes*

El coste de las plataformas flotantes varia ampliamente dependiendo de su tipo: Semi-sumergibles SSP, SPAR, TLP, etc. En este proyecto se instalarán plataformas SSP. Para el cálculo del coste material de la plataforma flotante se utiliza la siguiente expresión:

$$C_P = \left(\sum_{i=1}^3 C_{P,i} \right) \cdot r_P \cdot n_T$$

Donde:

- C_P : coste material de las plataformas flotantes (M€)
- $C_{P,1}$: depende de la masa de la plataforma y precio unitario material.
- $C_{P,2}$: es el coste de la mano de obra.
- $C_{P,3}$: costes de actividad (salarios de los empleados, equipos ingeniería). Se considera un 5% de la suma de $C_{P,1}$ y $C_{P,2}$
- r_P : beneficio industrial. Se supone el 6%.

$$C_{P,1} = \left(\sum_{j=1}^3 C_{P,1,j} \right)$$

Donde:

- $C_{P,1,1}$: coste del acero usado para la plataforma
- $C_{P,1,2}$: coste del material usado en la preparación de la superficie
- $C_{P,1,3}$: coste del material auxiliar

$$C_{P,2} = \left(\sum_{i=1}^3 h_{L,i} * c_L \right)$$

Donde:

- $h_{L,i}$: horas de mano de obra (h)
- c_L : coste fijo mano de obra (€/h)

El coste calculado de las plataformas flotantes asciende a un total de 74,49 M€ lo que se traduce en 0,29 M€/MW.

6.1.1.3) *Coste material sistema de transmisión*

El sistema de transmisión en un parque eólico se divide principalmente en: cables de interconexión de turbinas, cable de evacuación offshore y subestación offshore y cable de evacuación onshore y subestación onshore. Los cables de interconexión son los encargados de recoger la potencia generada por las turbinas y enviarla al sistema colector de la subestación offshore. El cable de evacuación offshore conecta el parque eólico marino con la subestación en tierra. Los costes del sistema de transmisión se calculan mediante la ecuación siguiente:

$$C_{TS} = \sum_{i=1}^3 C_{TS,i}$$

Donde:

- $C_{TS,1}$: coste total de los cables (€)
- $C_{TS,2}$: coste de la subestación offshore (M€)
- $C_{TS,3}$: coste de la subestación onshore (M€)

Para calcular el coste total de los cables se aplica la siguiente ecuación:

$$C_{TS,1} = \left(\sum_{i=1}^3 (c_i * l_i) \right) + C_{sp}$$

Donde:

- $C_{TS,1}$: coste del sistema de transmisión interconexión (€)
- c_i : coste por unidad de longitud del cable (€/m)
- l_i : longitud total del cable (m)
- C_{sp} : coste de los equipos de protección del cableado (€)
- $i = 1$: cable de Media tensión de interconexión
- $i = 2$: cable de Alta tensión de evacuación offshore
- $i = 3$: cable de Alta tensión de evacuación onshore

Según [27] el coste de una subestación offshore se calcula como la suma de un coste fijo más otro proporcional a la potencia instalada. Según [23] el coste de una subestación offshore sigue aproximadamente una relación lineal con la potencia instalada según la ecuación siguiente:

$$C_{TS,1} = 0,11 \cdot n_T \cdot p_T$$

Donde:

- n_T : número de turbinas instaladas
- p_T : potencia de una turbina (MW)

Para el cálculo del coste de la subestación onshore se aplica la siguiente ecuación:

$$C_{TS,3} = \frac{C_{TS,2}}{2}$$

6.1.1.4) *Coste material líneas de amarre*

El coste de las líneas de amarre se calcula aplicando la siguiente ecuación:

$$C_M = m_M \cdot l_M \cdot c_M \cdot n_M \cdot n_T$$

Donde:

- C_M : coste total de las líneas de amarre (€)
- m_M : masa por unidad de longitud (kg/m)
- l_M : longitud de las líneas de amarre (m)
- c_M : coste por unidad de masa (€/kg)
- n_M : número de líneas de amarre por turbina (ud)
- n_T : número de turbinas

6.1.1.5) *Coste material sistema de anclaje*

El coste de los sistemas de anclaje se calcula aplicando la siguiente ecuación:

$$C_A = m_A \cdot c_A \cdot n_A \cdot n_T$$

Donde:

- C_A : coste total de los sistemas de anclaje
- m_A : masa por ancla (kg)
- c_A : coste por unidad de masa (€/kg)
- n_A : número de sistemas de anclaje por turbina
- n_T : número de turbinas

6.1.1.6) *Coste de instalación de turbinas*

El coste de instalación de las turbinas se calcula considerando las fases de su método de instalación. Se emplea la siguiente ecuación:

$$C_{IT} = \sum_{i=1}^3 C_{IT,i}$$

Donde:

- $C_{IT,1}$: costes de procedimientos portuarios. Coste de alquiler de superficie portuaria más costes de utilización de grúas (€)
- $C_{IT,2}$: costes de transporte de la turbina (€). En el caso de las SSP, este coste está incluido en los costes de instalación de las plataformas flotantes
- $C_{IT,3}$: costes de instalación de la turbina en el mar. En el caso de las SSP, este coste está incluido en los costes de instalación de las plataformas flotantes

Los costes de los procedimientos portuarios se calculan con la siguiente ecuación

$$C_{IT,1} = A_{IT,1} \cdot t_{IT,1} \cdot c_s \cdot n_T + t_{LT} \cdot c_s \cdot n_T$$

Donde:

- $C_{IT,1}$: costes de los procedimientos portuarios
- $A_{IT,1}$: superficie portuaria necesaria para la instalación de una turbina (m²)
- $t_{IT,1}$: tiempo de alquiler de las instalaciones portuarias (días). Depende del tipo de plataforma.
- c_s : coste por m² y día de las instalaciones portuarias (€/m²·día)
- t_{LT} : tiempo necesario para cargar una turbina en la plataforma (h)
- c_s : coste horario grúa portuaria (€/h)
- n_T : número de turbinas

6.1.1.7) *Coste de instalación de plataformas flotantes*

Los costes de instalación de plataformas flotantes dependen del tipo de plataforma. Para las SSP la instalación se lleva a cabo mediante remolcadores. Se utiliza la siguiente ecuación:

$$C_{IP} = \sum_{i=1}^3 C_{IP,i}$$

Donde:

- $C_{IP,1}$: costes de procedimientos portuarios. Coste de alquiler de superficie portuaria más costes de utilización de grúas (€)
- $C_{IP,2}$: costes de transporte
- $C_{IP,3}$: costes de instalación de la plataforma en el mar.

Los costes de procedimientos portuarios se calculan con la siguiente ecuación

$$C_{IP,1} = A_{IP,1} \cdot t_{IP,1} \cdot c_s \cdot n_T + n_T \cdot t_{LP} \cdot c_c$$

Donde:

- $C_{IP,1}$: costes de los procedimientos portuarios
- $A_{IP,1}$: superficie portuaria necesaria para la instalación de una plataforma (m²)
- $t_{IP,1}$: tiempo de alquiler de las instalaciones portuarias (días). Depende del tipo de plataforma.
- c_s : coste por m² y día de las instalaciones portuarias (€/m²·día)
- t_{LP} : tiempo necesario para asegurar una plataforma en el barco (h)
- c_c : coste horario grúa portuaria (€/h)
- n_T : número de turbinas

$$t_{IP,1} = \frac{t_{IP}}{24} \cdot (n_T + n_s) + t_{A,8}$$

Donde:

- t_{IP} : tiempo instalación plataforma SSP en el mar (h)
- n_T : número de turbinas
- n_s : número de subestaciones flotantes
- $t_{A,8}$: tiempo utilización remolcador (días)

$$t_{A,8} = \frac{\left(n_{BP3} \cdot t_{LT} + \frac{2}{3600} \cdot \frac{d_p}{v_t} \right) \cdot \frac{1}{k_t} \cdot \frac{n_T}{n_{BP3}}}{24}$$

Donde:

- n_{BP3} : número de plataformas flotantes transportadas por barco
- t_{LT} : tiempo necesario para asegurar la plataforma en barco (h)
- d_p : distancia del puerto hasta el parque marino (m)
- v_t : velocidad del remolcador (m/s)
- k_t : tiempo de fallas, averías, mala mar etc. ≈ 0.85
- n_T : número de turbinas

Para el cálculo de la superficie portuaria necesaria para el almacenaje de las plataformas flotantes se utiliza la siguiente ecuación:

$$A_{IP,1} = A_{SP} + n_s \cdot (l_{TS} + l_{GIS})^2$$

Donde:

- A_{SP} : superficie de almacenaje para las plataformas flotantes (m²)
- l_{TS} : longitud del transformador eléctrico (m)
- l_{GIS} : longitud del GIS (Gas Insulated Switchgear) (m)
- n_s : número de plataformas para subestaciones

$$A_{SP} = n_T \cdot \frac{l^2}{2} \cdot \sqrt{3}$$

Donde:

- l : longitud de la plataforma SSP (m)
- n_T : número de turbinas

Para el cálculo del tiempo necesario para asegurar una plataforma se utiliza la siguiente ecuación:

$$t_{LP} = n_{LP} \cdot t_{LIP}$$

Donde:

- t_{LP} : tiempo necesario para la carga de una plataforma (h)
- n_{LP} : número de izajes
- t_{LIP} : tiempo necesario para izar la plataforma e instalarla (h)

$$C_{IP,2} = n_t \cdot t_{A,8} \cdot c_t + n_t \cdot C_{tm}$$

Donde:

- n_t : número de remolcadores utilizados
- c_b : coste diario de una barcaza (€/día)
- c_t : coste diario de un remolcador (€/día)
- C_{tm} : coste de movilización de un remolcador (€)

6.1.1.8) *Coste de instalación de líneas de amarre y anclaje*

Los costes de instalación de las líneas de amarre y los sistemas de anclaje se calculan considerando la utilización de barcos especializados en este campo como los Anchor Handling Vessels (AHV). Para el cálculo de los costes de los sistemas de anclaje y líneas de amarre se utiliza la siguiente expresión:

$$C_{IMA} = C_{IA} + C_{IM}$$

Donde:

- C_{IA} : costes instalación sistemas de anclaje
- C_{IM} : costes instalación líneas de amarre

Para el cálculo de los costes de los sistemas de anclaje se utiliza la siguiente expresión [28]:

$$C_{IA} = (C_{IA,1} + C_{IA,2}) \cdot \frac{n_A}{r_{IA,1}}$$

Donde:

- $C_{IA,1}$: coste del AHV por día. (€/día)
- $C_{IA,2}$: coste de mano de obra directa. (€/día)
- n_A : número de líneas de sistemas de anclaje
- $r_{IA,1}$: ratio de instalación de los sistemas de anclaje (anclas/día)

Para el cálculo de los costes de las líneas de amarre se utiliza la siguiente expresión:

$$C_{IM} = (C_{IM,1} + C_{IM,2}) \cdot \frac{n_M}{r_{IM,1}}$$

Donde:

- $C_{IM,1}$: coste del AHV por día (€/día)
- $C_{IM,2}$: coste de mano de obra directa (€/día)
- n_M : número de líneas de amarre
- $r_{IM,1}$: ratio de instalación de las líneas de amarre (líneas/día)

6.1.1.9) *Coste de instalación de sistema de transmisión*

Para la instalación del sistema de transmisión se utilizan barcos especiales llamados Cable Laying Vessel (CLV). Para el cálculo del coste de instalación de los cables de interconexión entre turbinas se utiliza la siguiente ecuación:

$$C_{ITS,1} = \frac{c_{ITS,1}}{k_{ITS,1}} \cdot l_1 \cdot n_1$$

Donde:

- $C_{ITS,1}$: coste de instalación del cableado de interconexión
- $c_{ITS,1}$: ratio coste por día del CLV. (€/día)
- $k_{ITS,1}$: ratio de instalación longitud por día de cableado interconexión. (m/día)

- l_1 : longitud de cableado de interconexión. (m)
- n_1 : número de cables de interconexión

Para el cálculo del coste de instalación del cableado de evacuación offshore se emplea la siguiente ecuación:

$$C_{ITS,2} = \frac{c_{ITS,2}}{k_{ITS,2}} \cdot l_2 \cdot n_2$$

Donde:

- $C_{ITS,2}$: coste instalación del cableado de evacuación offshore
- $c_{ITS,2}$: ratio coste por día del CLV. (€/día)
- $k_{ITS,2}$: ratio de instalación longitud por día de cableado interconexión. (m/día)
- l_2 : longitud de cableado de interconexión. (m)
- n_2 : número de cables de evacuación

Para el cálculo del coste de instalación del cableado de evacuación onshore se emplea la siguiente ecuación:

$$C_{ITS,3} = c_{ITS,3} \cdot l_3 \cdot n_3$$

Donde:

- $C_{ITS,3}$: coste instalación del cableado de evacuación onshore
- $c_{ITS,3}$: ratio coste por metro instalado. (€/m)
- l_3 : longitud de cableado de interconexión. (m)
- n_3 : número de cables de evacuación

Para el cálculo del coste de instalación de las subestaciones offshore se utiliza la siguiente ecuación:

$$C_{ITS,4} = C_{ITS,4,2} + (C_{ITS,4,1} + C_{ITS,4,3}) \cdot n_{ITS,4}$$

Donde:

- $C_{ITS,4}$: coste instalación subestaciones offshore
- $C_{ITS,4,1}$: coste de actividades portuarias y barcos
- $C_{ITS,4,2}$: coste de transporte de las subestaciones
- $C_{ITS,4,3}$: coste de instalación en el mar
- $n_{ITS,4}$: número de subestaciones offshore

El cálculo de los costes de las actividades portuarias y barcos para la instalación de subestaciones offshore se calcula con la siguiente ecuación:

$$C_{ITS,4,1} = A_{ITS,4,1} \cdot t_{ITS,4,1} \cdot c_s + n_{TS} \cdot t_{LOS} \cdot c_c$$

Donde:

- $A_{ITS,4,1}$: superficie portuaria alquilada o barco para el procedimiento de instalación (m²)
- $t_{ITS,4,1}$: el tiempo de alquiler necesario de superficie portuaria (h)
- c_s : ratio coste por superficie portuaria (€/m²)
- n_{TS} : número de transformadores
- t_{LOS} : tiempo necesario para cargar una subestación (h)
- c_c : coste diario de una grúa portuaria (€/día)

El área de superficie portuaria se calcula de la siguiente manera:

$$A_{ITS,4,1} = n_{TS} \cdot (A_{TS} + A_{GIS}) \cdot (1 + 1.5)$$

Donde:

- A_{TS} : superficie del transformador (m²)
- A_{GIS} : superficie del GIS (m²)

El tiempo necesario para cargar una subestación se calcula con la siguiente expresión:

$$t_{LOS} = n_{TS} \cdot t_{LLOS}$$

Donde:

- t_{LLOS} : tiempo necesario para cargar una subestación en el barco (h)

Por último, los costes de instalación de la subestación onshore dependen fundamentalmente de las características del suelo. Se utiliza la siguiente expresión:

$$C_{ITS,5} = \sum_{i=1}^3 C_{ITS,5i}$$

Donde:

- $C_{ITS,5,1}$: coste de preparación del suelo
- $C_{ITS,5,2}$: coste de las cimentaciones
- $C_{ITS,5,3}$: coste de grúas

6.1.2) Costes de Project Management

Las tareas de gestión de proyecto incluyen todos los servicios administrativos, estudios de viabilidad, financiamiento, procesos de licitación y negociación con contratistas. El coste total es expresado normalmente como un porcentaje del CAPEX. Según Offshore Design Engineering Ltd. se puede expresar como [27]:

$$C_{projM} = 0.03 \cdot CAPEX$$

6.1.3) OPEX

El OPEX o Operation Expenditures hace referencia a los costes de operaciones y mantenimiento necesarios para el correcto funcionamiento del parque durante su vida útil. Para el cálculo de los costes operativos y de mantenimiento se han utilizado los datos de [23][24][27] en los que aparecen costos de referencia de actividades o porcentajes respecto a los gastos de capital. El OPEX se divide en los costes de operaciones y los de mantenimiento. A continuación, se detalla cada uno de ellos.

6.1.3.1) *Coste de operaciones*

Los costes de operaciones se calculan con la siguiente expresión:

$$C_O = \sum_{i=1}^3 C_{O,i}$$

Donde:

- $C_{O,1}$: coste del alquiler del espacio marino (€). Se establece un 2% del beneficio bruto anual según [27]
- $C_{O,2}$: coste de los seguros (€)
- $C_{O,3}$: coste de acceso a la red (€)

6.1.3.2) *Coste de mantenimiento*

Los costes de mantenimiento se dividen en mantenimiento directo e indirecto. Los directos son la suma de los costos del mantenimiento preventivo y correctivo. El mantenimiento preventivo hace referencia a todas las acciones que se llevan a cabo para evitar fallas en los componentes, representa un coste fijo. Mientras que el mantenimiento correctivo es aquel que se lleva a cabo para reparar un elemento que se ha averiado. Los costes relacionados con el mantenimiento indirecto son todos aquellos costes fijos necesarios para garantizar los servicios de reparación como por ejemplo los costes de las tarifas portuarias, el alquiler de barcos, la planificación y gestión de costos etc. Debido a la dificultad de encontrar toda la información relativa a costes de mantenimiento y a lo extenso que supondría la realización exhaustiva de la estimación de costes de este punto, se realizará el cálculo de los costes de mantenimiento en función de los €/MW más normales que muestran los estudios como [24].

6.1.4) DECEX

El DECEX o Decommissioning Expenditures incluye los costes del desmantelamiento y limpieza del lugar de implantación. Al final de la vida útil del parque eólico se debe proceder a su desmantelamiento. Todos los componentes deberán ser retirados: turbinas eólicas, plataformas flotantes, líneas de amarre, sistemas de anclaje y de transmisión. Estos costes se calculan como porcentajes de sus costes de instalación. Se utiliza la siguiente ecuación para realizar el cálculo:

$$C_D = \sum_{i=1}^4 C_{D,i} + C_{SC}$$

Donde:

- $C_{D,1}$: coste desmantelamiento turbina y plataforma flotante. 70% del costo de instalación
- $C_{D,2}$: coste desmantelamiento del cableado. 10% del costo de instalación
- $C_{D,3}$: coste desmantelamiento de las subestaciones. 90% del costo de instalación
- $C_{D,4}$: coste desmantelamiento sistemas de anclaje y amarre. 90% del costo de instalación
- C_{SC} : coste limpieza del lugar de implantación

El coste de limpieza del lugar se calculará utilizando la siguiente expresión:

$$C_{SC} = A \cdot c_{SC}$$

Donde:

- A : área a limpiar (m²)
- c_{SC} : coste por unidad de área de limpieza (€/m²) [25]

6.1.5) Coste total del proyecto

En la siguiente tabla se muestra el resumen de los costos obtenidos en base a la metodología expuesta anteriormente.

CAPEX	577,03	M€
Material Turbinas	375,70	M€
Material Plataforma flotante	67,56	M€
Material Cables interconexionado	50,39	M€
Material Cables evacuación offshore	28,05	M€
Material Cables evacuación onshore	14,03	M€
Material Líneas de amarre	5,99	M€
Material Anclas	0,65	M€
Instalación de turbinas	0,18	M€
Instalación de plataformas flotantes	0,79	M€
Instalación de líneas de amarre y anclaje	8,72	M€
Instalación de cables de interconexionado	8,24	M€
Project Management	16,74	M€
OPEX	24,02	M€
Operaciones	9,65	M€
Mantenimiento directo	14,37	M€
DECEX	12,56	M€
Desmantelamiento	11,58	M€
Área de limpieza del sitio	0,98	M€
TOTAL	613,61	M€

Tabla 31. Resumen de costos del parque eólico. Fuente: Elaboración propia

6.2) Indicadores económicos

Con el objetivo de analizar la viabilidad de la inversión, se calcularán una serie de indicadores económicos que mostrarán, por ejemplo, la conveniencia o no de realizar la inversión, el período de retorno, el valor actualizado neto. A continuación, se detalla cada uno de ellos.

6.2.1) Flujo de caja (cash Flow)

En finanzas y en economía se entiende por flujo de caja o flujo de fondos (cash Flow) los flujos de entradas y salidas de caja o efectivo, en un período dado. El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos en un período determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa. El estudio de los flujos de caja dentro de una empresa puede ser utilizado para determinar [14]:

- Problemas de liquidez, ya que el ser rentable no significa necesariamente poseer liquidez. Se pueden tener problemas de liquidez aun siendo rentable. Permite anticipar los saldos en dinero.
- Para analizar la viabilidad de proyectos de inversión, los flujos de caja son la base del cálculo del Valor Actual Neto y de la Tasa Interna de Retorno.
- Medir la rentabilidad o crecimiento de un negocio.

6.2.2) Valor actualizado neto (VAN)

Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual, mediante una tasa, todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial y se obtiene el valor actual neto del proyecto.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Donde:

- F_t : flujos de caja en período t
- I_0 : valor del desembolso inicial de la inversión
- n : número de períodos considerado
- t : período considerado
- k : es el tipo de interés

En la tabla siguiente se muestra el criterio para interpretar los valores calculados del VAN.

Valor	Significado	Decisión a tomar
VAN > 0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida	El proyecto se puede aceptar
VAN < 0	La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida	El proyecto se debería rechazar
VAN = 0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Ya que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida, la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

Tabla 32. Interpretación del VAN. Fuente: <https://capitalibre.com/2015/06/que-es-el-van>

6.2.3) Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es una medida utilizada en la evaluación de proyectos de inversión que está muy relacionada con el valor actualizado neto (VAN). También se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. La tasa interna de retorno (TIR) nos da una medida relativa de la rentabilidad, es decir, va a venir expresada en tanto por ciento. Para su cálculo se utiliza la ecuación siguiente:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

Donde:

- F_t : flujos de caja en período t
- I_0 : valor del desembolso inicial de la inversión
- n : número de períodos considerado
- t : período considerado

A continuación, se muestran los criterios de interpretación del TIR (donde k es el valor del tipo de interés utilizado para calcular el VAN)

- Si $TIR > k$, el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- Si $TIR = k$, estaríamos en una situación similar a la que se producía cuando el VAN era igual a cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- Si $TIR < k$, el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

6.2.4) Período de Retorno

El período de retorno es el tiempo que se necesita para recuperar el costo de su inversión. En términos simples, es el tiempo que toma una inversión para alcanzar el punto de equilibrio. El período de retorno muestra el tiempo necesario para recuperar el costo del proyecto y ayuda a evaluar los riesgos asociados a una inversión. El período de retorno es un método sencillo para calcular el retorno de la inversión. Sin embargo, no tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Se puede utilizar el concepto de período de recuperación junto con otras métricas para evaluar el retorno de la inversión.

$$\text{Período de Retorno} = \frac{\text{Inversión Inicial}}{\text{Cash flow medio anual}}$$

6.2.5) LCOE

El Levelized Cost of Energy (LCOE) se usa para evaluar y comparar el coste de producción de la electricidad entre diferentes tecnologías y localizaciones. Es un medio de comparar el costo de una unidad de energía producida (€/MWh). El concepto simple para calcular este indicador consiste en calcular el costo promedio total de construir y operar una central eléctrica y dividirlo entre la energía total a ser generada durante su vida útil. El valor obtenido es de 46.45 €/MW.

$$\text{LCOE} = \frac{\text{CAPEX} + \text{OPEX} + \text{DECEX}}{\text{AEP} * n^{\circ}}$$

Donde:

- *AEP* : Annual Energy Produced o energía anual producida
- *n*^o: número de años de vida útil de la central generadora

6.3) Tabla económica del proyecto

A continuación, se muestra la tabla económica del proyecto. Se ha considerado una financiación del 70% a un tipo de interés del 6% a devolver en un período de diez años. Se establece la exención de pago del impuesto de sociedades por bases imponibles acumuladas negativas hasta el año 11 y se fija un período de 12 años para devolver todo el capital invertido (propio y externo). Se establece un precio por la energía de 145€/MWh dentro de los límites que establece la el gobierno francés para la compra de la electricidad generada con este tipo de tecnología [1].

VAN	239.020.146 €
TIR	10.36%
Período Retorno	10 años
LCOE	46.45 €/MW

Tabla 33. Indicadores económicos. Fuente: Elaboración propia

	Datos referencia	Año -1	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	
A) INGRESOS (€)																												
Energía producida (MWh/a)			1.026.898	1.026.897,72	1.026.897,72	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898	1.026.898
Precio de la energía (€/MWh)			145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0
Ingresos por venta energía (€)			148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170
Decremento (%)																												
Total ingresos operativos (€)			148.900.170	148.900.169,55	148.900.169,55	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170
B) GASTOS (€)																												
EPC	589.590.228																											
OPEX		24.019.916	24.019.916	24.380.214	24.745.918	25.117.106	25.493.863	25.876.271	26.264.415	26.658.381	27.058.257	27.464.131	27.876.093	28.294.234	28.718.648	29.149.427	29.586.669	30.030.469	30.480.926	30.938.140	31.402.212	31.873.245	32.351.344	32.836.614	33.329.163	33.829.100	34.336.537	
Aumento (%)		1,50%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	
Total gastos operativos	589.590.228	24.019.916	24.380.214	24.745.918	25.117.106	25.493.863	25.876.271	26.264.415	26.658.381	27.058.257	27.464.131	27.876.093	28.294.234	28.718.648	29.149.427	29.586.669	30.030.469	30.480.926	30.938.140	31.402.212	31.873.245	32.351.344	32.836.614	33.329.163	33.829.100	34.336.537		
C) RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS (EBT)																												
Ingresos - Gastos Operativos	-589.590.228	124.880.254	124.519.955	124.154.252	123.783.063	123.406.307	123.023.899	122.635.755	122.241.788	121.841.913	121.436.039	121.024.077	120.605.936	120.181.522	119.750.742	119.313.501	118.869.701	118.419.244	117.962.030	117.497.958	117.026.925	116.548.826	116.063.556	115.571.007	115.071.069	114.563.633		
Amortización inmovilizado	589.590.228	-49.132.519	-49.132.519	-49.132.519	-49.132.519	-49.132.519	-49.132.519	-49.132.519	-49.132.519	-49.132.519	-49.132.519	-49.132.519	-49.132.519															
Capital L/P (70 % inmovilizado)	412.713.160	412.713.160	371.441.844	330.170.528	288.899.212	247.627.896	206.356.580	165.085.264	123.813.948	82.542.632	41.271.316																	
Gastos financieros L/P	-24.762.790	-24.762.790	-22.286.511	-19.810.232	-17.333.953	-14.857.674	-12.381.395	-9.905.116	-7.428.837	-4.952.558	-2.476.279	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Capital C/P (IVA)	176.877.069																											
EBT	-614.353.018	50.984.945	53.100.926	55.211.501	57.316.592	59.416.114	61.509.985	63.598.120	65.680.433	67.756.836	69.827.241	71.891.558	73.966.075	76.035.593	78.105.111	80.174.629	82.244.147	84.313.665	86.383.183	88.452.701	90.522.219	92.591.737	94.661.255	96.730.773	98.800.291	100.869.809		
D) RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS																												
Base Imponible Impuesto Sociedades	-614.353.018	50.984.945	53.100.926	55.211.501	57.316.592	59.416.114	61.509.985	63.598.120	65.680.433	67.756.836	69.827.241	71.891.558	73.966.075	76.035.593	78.105.111	80.174.629	82.244.147	84.313.665	86.383.183	88.452.701	90.522.219	92.591.737	94.661.255	96.730.773	98.800.291	100.869.809		
Compensación Bases Imponibles Negativas	-50.984.945	-53.100.926	-55.211.501	-57.316.592	-59.416.114	-61.509.985	-63.598.120	-65.680.433	-67.756.836	-69.827.241	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Base imponible definitiva	-614.353.018	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Bases imponibles negativas acumuladas (BIN's)	-614.353.018	-563.368.073	-510.267.147	-455.055.646	-397.739.054	-338.322.940	-276.812.955	-213.214.836	-147.534.403	-79.777.567	-9.950.326	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Cuota (20% Imp. Sociedades)												14.378.312	14.294.683	14.211.054	14.127.425	14.043.796	13.960.167	13.876.538	13.792.909	13.709.280	13.625.651	13.542.022	13.458.393	13.374.764	13.291.135	13.207.506	13.123.877	
Beneficio Neto		50.984.945	53.100.926	55.211.501	57.316.592	59.416.114	61.509.985	63.598.120	65.680.433	67.756.836	69.827.241	71.891.558	73.966.075	76.035.593	78.105.111	80.174.629	82.244.147	84.313.665	86.383.183	88.452.701	90.522.219	92.591.737	94.661.255	96.730.773	98.800.291	100.869.809		
CASH FLOW																												
Total ingresos operativos	0	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	148.900.170	
Total gastos operativos	589.590.228	24.019.916	24.380.214	24.745.918	25.117.106	25.493.863	25.876.271	26.264.415	26.658.381	27.058.257	27.464.131	27.876.093	28.294.234	28.718.648	29.149.427	29.586.669	30.030.469	30.480.926	30.938.140	31.402.212	31.873.245	32.351.344	32.836.614	33.329.163	33.829.100	34.336.537		
Ingresos-Gastos Operativos	-589.590.228	124.880.254	124.519.955	124.154.252	123.783.063	123.406.307	123.023.899	122.635.755	122.241.788	121.841.913	121.436.039	121.024.077	120.605.936	120.181.522	119.750.742	119.313.501	118.869.701	118.419.244	117.962.030	117.497.958	117.026.925	116.548.826	116.063.556	115.571.007	115.071.069	114.563.633		
Gastos financieros L/P	-24.762.790	-24.762.790	-22.286.511	-19.810.232	-17.333.953	-14.857.674	-12.381.395	-9.905.116	-7.428.837	-4.952.558	-2.476.279	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Devolución principal préstamo		-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	-41.271.316	
Cuota líquida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Cash Flow	-614.353.018	58.846.148	60.962.129	63.078.210	65.193.291	67.308.372	69.423.453	71.538.534	73.653.615	75.768.696	77.883.777	80.000.000	82.115.081	84.230.162	86.345.243	88.460.324	90.575.405	92.690.486	94.805.567	96.920.648	99.035.729	101.150.810	103.265.891	105.380.972	107.496.053	109.611.134		

Tabla 34. Tabla económica del proyecto. Fuente: Elaboración propia

7) IMPLICACIONES AMBIENTALES Y SOCIALES

Como se ha comentado en la introducción el modelo actual de desarrollo mundial se basa en el consumo de combustibles fósiles con las implicaciones que eso supone para el medio ambiente. Las emisiones generadas anualmente tanto por las industrias como por el transporte de mercancías, pasajeros etc. es desmesurado y muy por encima de las que el planeta puede regular. Este hecho, según los expertos, conduce al aumento de la temperatura en la tierra con la multitud de efectos que eso supone para la vida en ella. Con este proyecto se pretende contribuir a la descarbonización mediante la generación energética limpia a través de energías renovables en este caso el viento. Como se ha calculado en el estudio económico, este parque generará a lo largo de sus 25 años de vida útil unos 25 millones de MWh. Anualmente alrededor de 1.000.000 MWh. Sabiendo que el consumo anual promedio de un hogar español es de unos 3487 kWh el parque cubriría el consumo de unos 267.000 hogares españoles. El factor de emisión de la energía eléctrica española es de 0.15 kg CO₂/kWh para el año 2021 se calcula de esta manera que los 267.000 hogares españoles consumirán anualmente 931.029.000 kWh lo que se traduce en unas emisiones a la atmósfera de CO₂ de 139.654 toneladas. En Francia, el consumo energético de los hogares es mayor que en España, alrededor de 4679 kWh/a por hogar, con lo que el parque eólico cubriría la energía producida por 220.000 hogares franceses lo que se traduce en que se evitaría la emisión de unas 154.407 tn de CO₂ a la atmósfera.

Es evidente que nuestro modelo energético se sustenta en base a los combustibles fósiles y que la sociedad moderna actual depende casi completamente de ello. Este aspecto es el que fomenta la necesidad de cambiar el modelo actual hacia uno en el que se fomenten las cero emisiones de CO₂ y la protección del medio ambiente. Dicho esto, es necesario que reflexionemos, sobre todo en los países industrializados, sobre el modo de vida que llevamos y si sería sostenible que todos los países del mundo tuvieran consumos parecidos a los nuestros. Parece evidente que no. Algunos datos a tener en cuenta para hacerse una idea de la magnitud del problema son; que la población urbana de Nueva York de alrededor de 19.5 millones consume en un año la misma electricidad que 791 millones de habitantes en África subsahariana, que más de 1.300 millones de personas carecen de acceso a la electricidad y cerca de 2.700 millones dependen de la biomasa tradicional como la leña para calentarse y cocinar. Viendo estos datos sería necesario que en los tiempos que vivimos, cuando mucha de la preocupación de la población es cuando se podrá volver a viajar nos frenáramos todos y pensásemos a dónde nos dirigimos y que mundo queremos ya que de no ser así estamos condenados a padecer los efectos más devastadores del cambio climático, períodos de hambruna y falta de recursos que producirán guerras y desplazamientos masivos de personas.

8) CONCLUSIONES

8.1) Conclusiones del trabajo

Como se puede comprobar en el análisis del recurso eólico, la distribución de Weibull se ajusta mejor a los datos reales conforme aumenta el tamaño de la muestra. Además, se comprueba que el método de Justus es el que mejor se ajusta para tamaños de muestra tanto anuales como para períodos mayores, mientras que, el método gráfico es el que ofrece mayores desviaciones siguiendo la línea que muestran los estudios consultados. También se observa como al aumentar el tamaño de la muestra las pruebas de bondad dan mejores resultados mostrando un mejor ajuste de la distribución de Weibull a la muestra. Al calcular las densidades de energía por cada período con el método mejor cualificado se observa una diferencia máxima de 45 W/m^2 entre ellos.

En el análisis técnico, el objetivo principal era realizar un estudio generalista de los principales sistemas de un parque eólico marino para conocer el estado actual de la tecnología y adquirir los conocimientos necesarios para evaluar diferentes soluciones y escoger la más idónea. Este aspecto ha sido satisfecho completamente ya que se ha dado solución técnica a los principales sistemas del parque adaptándolos a las necesidades del emplazamiento a estudio.

Después de realizar el estudio económico se comprueba que utilizando un precio de venta de la energía de 145 €/MWh anual, se obtiene un retorno de la inversión en 10 años, con una TIR del 10.36% y un VAN de $239.020.146 \text{ €}$. Estos valores son muy positivos y denotan una inversión con una rentabilidad muy buena. El objetivo de este punto queda cumplido ya que se han comprendido los procesos necesarios para realizar un análisis económico de un proyecto y evaluar su idoneidad.

8.2) Trabajos futuros

Como trabajos futuros para dar continuidad a algunos de los temas tratados en el presente proyecto, se podrían abordar los siguientes puntos:

- Análisis comparativo de las desviaciones de los parámetros de Weibull calculados de 3 formas. La primera, mediante datos de viento a la altura objetivo. La segunda, mediante datos de viento a una altura diferente a la objetivo y extrapolación de los parámetros de Weibull a la altura objetivo mediante las expresiones de Justus. La tercera, extrapolando las velocidades de una determinada altura a la altura objetivo con el coeficiente de Hellman y comprobar las desviaciones y que método da una distribución de Weibull más ajustada.
- Análisis de la amortiguación de las curvas de potencia de los aerogeneradores en la zona cercana al funcionamiento nominal debido al efecto de la turbulencia.
- Extensión de la metodología desarrollada al caso de parques eólicos onshore en mitad de su vida operativa. A partir de la posibilidad de encontrar mejores vientos a mayor altura, se podrían comparar las mejoras en el factor de capacidad de las instalaciones actuales y las mejoras conseguidas a partir de la elevación de los aerogeneradores existentes por medio del uso de estructuras de celosías.

9) BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Projet d’ éoliennes flottantes au sud de la Bretagne Débat public Sommaire,” 2020.
- [2] L. Martínez Fernández, “METODOS DE INFERENCIA PARA LA DISTRIBUCION WEIBULL: APLICACION EN FIABILIDAD INDUSTRIAL,” 2011.
- [3] Y. A. Kaplan, “Performance assessment of Power Density Method for determining the Weibull Distribution Coefficients at three different locations,” *Flow Meas. Instrum.*, vol. 63, pp. 8–13, 2018, doi: 10.1016/j.flowmeasinst.2018.07.004.
- [4] H. Saleh, A. Abou El-Azm Aly, and S. Abdel-Hady, “Assessment of different methods used to estimate Weibull distribution parameters for wind speed in Zafarana wind farm, Suez Gulf, Egypt,” *Energy*, vol. 44, no. 1, pp. 710–719, 2012, doi: 10.1016/j.energy.2012.05.021.
- [5] C. G. Justus, W. R. Hargraves, A. Mikhail, and D. Graber, “Methods for estimating wind speed frequency distributions,” *J. Appl. Meteorol.*, vol. 17, no. 3, Mar. 1978. pp. 350–353, 1978, doi: 10.1175/1520-0450(1978)017<0350:mfewsf>2.0.co;2.
- [6] E. Uzunoglu, D. Karmakar, and C. Guedes Soares, “Floating Offshore Wind Platforms,” pp. 53–76, 2016, doi: 10.1007/978-3-319-27972-5_4.
- [7] O. Anaya-Lara, *Offshore wind farm arrays*. Elsevier Ltd, 2016.
- [8] W. Cao, Y. Xie, and Z. T, “Wind Turbine Generator Technologies,” *Adv. Wind Power*, 2012, doi: 10.5772/51780.
- [9] A. Bensalah, M. A. Benhamida, G. Barakat, and Y. Amara, “Large wind turbine generators: State-of-the-art review,” in *Proceedings - 2018 23rd International Conference on Electrical Machines, ICEM 2018*, Oct. 2018, pp. 2205–2211, doi: 10.1109/ICELMACH.2018.8507165.
- [10] G. van de Kaa, M. van Ek, L. M. Kamp, and J. Rezaei, “Wind turbine technology battles: Gearbox versus direct drive - opening up the black box of technology characteristics,” *Technol. Forecast. Soc. Change*, vol. 153, p. 119933, 2020, doi: 10.1016/j.techfore.2020.119933.
- [11] Siemens Gamesa Renewable Energy A.S., “The winds of change have never been stronger The SG 14-222 DD :,” pp. 1–4, 2020.
- [12] V.- Mw, “to lead offshore wind forward.”
- [13] E. Gaertner, J. Rinker, L. Sethuraman, B. Anderson, F. Zahle, and G. Barter, “IEA Wind TCP Task 37: Definition of the IEA 15 MW Offshore Reference Wind Turbine,” 2020, [Online]. Available: <https://github.com/IEAWindTask37/IEA-15-240-RWT>.
- [14] I. Hurtado and D. De Cerio, “Parque eólico Humboldt (Chile),” 2014.
- [15] M. Leimeister, A. Kolios, and M. Collu, “Critical review of floating support structures for offshore wind farm deployment,” *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 1104, no. 1, 2018, doi: 10.1088/1742-6596/1104/1/012007.

- [16] C. M. Fontana *et al.*, "Multiline anchor force dynamics in floating offshore wind turbines," *Wind Energy*, vol. 21, no. 11, pp. 1177–1190, 2018, doi: 10.1002/we.2222.
- [17] C. Fontana, "A Multiline Anchor Concept for Floating Offshore Wind Turbines," no. January 2019, pp. 1–199, 2019, doi: 10.13140/RG.2.2.21780.22400.
- [18] K. Balakrishnan, S. R. Arwade, D. J. Degroot, C. Fontana, M. Landon, and C. P. Aubeny, "Comparison of multiline anchors for offshore wind turbines with spar and with semisubmersible," *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 1452, no. 1, 2020, doi: 10.1088/1742-6596/1452/1/012032.
- [19] "emprises terrestres LA BRETAGNE RTE , ACTEUR DU DÉBAT PUBLIC La zone du débat public," 2020.
- [20] J. Antonio, S. Muñoz, and R. El, "En El Litoral Español," pp. 1–41, 2012.
- [21] C. Ismunandar, "Control of Multi-Terminal VSC-HVDC for Offshore Wind Power Integration," *TUDeft, Master's thesis*, no. April 2015, 2010, [Online]. Available: http://repository.tudelft.nl/assets/uuid:bc13cdc7-6c4f-4ab6-894d-90bcd2d47337/MSc_thesis_Chris_Aug2010.pdf?origin=publication_detail.
- [22] X. Xiang, M. M. C. Merlin, and T. C. Green, "Cost Analysis and Comparison of HVAC , LFAC and HVDC for Offshore Wind Power Connection," pp. 1–6.
- [23] C. Maienza, A. M. Avossa, F. Ricciardelli, D. Coiro, G. Troise, and C. T. Georgakis, "A life cycle cost model for floating offshore wind farms," *Appl. Energy*, vol. 266, no. February, p. 114716, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114716.
- [24] A. Ioannou, A. Angus, and F. Brennan, "A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances," *Appl. Energy*, vol. 221, no. March, pp. 406–424, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.143.
- [25] L. C. Santos, "Metodología para la evaluación económica de parques eólicos offshore flotantes a través del análisis del coste de las fases de su ciclo de vida," 2013.
- [26] BVG Associates, "A Guide to an Offshore Wind Farm Updated and extended," *Publ. behalf Crown Estate Offshore Renew. Energy Catapult*, no. January, pp. 1–70, 2019, [Online]. Available: http://www.thecrownestate.co.uk/guide_to_offshore_windfarm.pdf.
- [27] M. Shafiee, F. Brennan, and I. A. Espinosa, "A parametric whole life cost model for offshore wind farms," *Int. J. Life Cycle Assess.*, vol. 21, no. 7, pp. 961–975, 2016, doi: 10.1007/s11367-016-1075-z.
- [28] L. Castro-Santos, S. Ferreño González, and V. Diaz-Casas, "Methodology to calculate mooring and anchoring costs of floating offshore wind devices," *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 1, no. 11, pp. 268–272, 2013, doi: 10.24084/repqj11.276.

ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE UN PARQUE EÓLICO MARINO

Document:

Presupuesto

Autor:

Guillem Cassà Villalaín

Director /Co-director:

Gustavo Raush

Titulació:

Màster Universitari en Enginyeria Industrial

Convocatòria:

Primavera

TREBALL FINAL D'ESTUDIS

ÍNDICE

1) Presupuesto.....	3
1.1) Presupuesto de desarrollo del proyecto	3
1.2) GANTT	3
1.3) Impacto medioambiental del proyecto	4

1) PRESUPUESTO

1.1) Presupuesto de desarrollo del proyecto

En el presente documento se procede a mostrar el costo que supondría la realización del “Estudio de Viabilidad Técnico Económica de un Parque Eólico Offshore”. Para ello, se tienen en cuenta las horas totales empleadas por el Ingeniero redactor del proyecto, así como las horas de consultas a personal especializado (tutor del tfm), las horas de cálculos, las horas de utilización de material informático, consumo eléctrico de los equipos utilizados, el diverso material de oficina incluyendo el costo del equipo informático y una bolsa de varios para hacer frente a posibles imprevistos, obtención de alguna licencia, pago por algún artículo etc. A continuación, se muestra la tabla resumen del presupuesto del Estudio de Viabilidad:

Concepto	Horas (h)	Precio (€/h)	Consumo (kWh)	Precio energía (€/kWh)	Coste (€)
Trabajo de investigación	167	20			3333
Ingeniería	57	20			1133
Cálculos y graficados	60	20			1200
Redacción memoria	117	20			2333
Electricidad consumida	400		0,88	0,194	68
Especialista	28	50			1400
Material Oficina			1300		1300
Varios			1000		1000
TOTAL					11768

Tabla 1. Presupuesto Estudio de Viabilidad. Fuente: Elaboración propia

Como se muestra en la tabla anterior, el costo de la realización del Estudio sería de 11.768 €.

1.2) GANTT

A continuación, se muestra un diagrama de GANTT simplificado de las diferentes fases del proyecto para previsión de certificación. Se ha dividido el proyecto en 20 semanas, realizando un promedio de 20 horas semanales.

	SEMANAS																			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Investigación	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█				
Ingeniería									█	█	█	█	█	█	█	█	█			
Cálculos					█	█	█	█	█	█	█	█								
Redacción Estudio									█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█

Tabla 2. Gantt del proyecto. Fuente: Elaboración propia

1.3) Impacto medioambiental del proyecto

Parece interesante conocer el impacto que ha tenido la realización del Trabajo Final de Máster en el medio ambiente. Para ello, se tendrán en cuenta por un lado las emisiones generadas por el consumo eléctrico del equipo informático. Por otro lado, se contarán las emisiones generadas por el uso de papel, tanto para imprimir el proyecto como el usado durante todo el desarrollo en el momento de imprimir documentación.

Sabiendo que el consumo eléctrico medio de un ordenador portátil es de 0.88 kWh, que el factor de emisiones del mix eléctrico español es de 0.15 kg CO₂/kWh y las horas de utilización de electricidad, se calculan a continuación las emisiones de CO₂ emitidas a la atmósfera:

$$400 \cdot 0.88 \text{ kWh} \cdot 0.15 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{kWh}} = 52.8 \text{ kg CO}_2$$

Para el cálculo de las emisiones generadas por el uso de papel, se cuentan unas 300 páginas sólo para imprimir tres copias del proyecto y unas 150 páginas más entre artículos impresos y documentación variada. Sabiendo que las emisiones por hoja de papel son de aproximadamente 0.0096 kg CO₂/hoja se procede a continuación al cálculo de las emisiones de CO₂:

$$450 \text{ hojas} \cdot 0.0096 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{hoja}} = 4.32 \text{ kg CO}_2$$

Con estos cálculos se obtiene que las emisiones totales de CO₂ emitidas a la atmósfera debido a la realización de este proyecto ascienden a 57.12 kg CO₂.