



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE UN PARQUE EÓLICO CON BESS

Autor: Miguel Garrosa Pascual

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

Junio de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE UN PARQUE EÓLICO CON BESS e la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025-2026 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

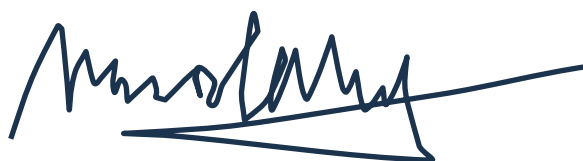
Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

- No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.
- He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, las Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

(indicar aquí el uso concreto que se ha hecho de la Inteligencia Artificial)

Se ha empleado IA para generación de ideas, apoyo para mejorar la estética de gráficas, y primera investigación



Firmado (alumno): Miguel Garrosa Pascual

Fecha: 18/06/2026

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
<i>Jose Ignacio Martin Gutierrez</i>	
Fdo:IGNACIO MARTIN GUTIERREZ	Fdo:
Fecha: 18/06/2026	Fecha:

Agradecimientos

A mis padres, quienes han supuesto un apoyo incondicional en toda mi vida, y a mi hermano, por su ayuda durante todo el grado.

A mis amigos, por haber sido fundamentales durante toda mi vida.

A mí mismo, por haber sido capaz de poner todo el trabajo, esfuerzo y disciplina necesaria.

ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE UN PARQUE EÓLICO CON BESS

Autor: Garrosa Pascual, Miguel.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

El presente Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo analizar la viabilidad técnico-económica de un parque eólico con 80 MW de potencia instalada, situado en la Cordillera Cantábrica. Al parque se le han añadido tres posibles configuraciones de un sistema de almacenamiento energético por baterías (BESS) para aumentar la rentabilidad, obteniéndose rentabilidad en todos los escenarios.

Palabras clave: Viabilidad económica, energía eólica, aerogenerador, Furow, BESS, arbitraje energético, rentabilidad

1. Introducción

Actualmente, se está produciendo un fenómeno de transición energética en todo el mundo, especialmente en España, donde la energía procedente de las energías renovables tiene cada vez más valor social y precios enormemente competitivos. En este contexto, la potencia instalada en tecnologías renovables aumenta cada año en España, siendo la energía eólica un ejemplo de ello, representando el 22,6% de la potencia total instalada en España a inicio de 2026.

La problemática de las tecnologías renovables radica en su variabilidad en la producción, al no poder gestionar sus fuentes de energía, como el sol o el viento. Por ello, comienza a tomar especial importancia la necesidad de almacenar energía para aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico. Existen múltiples opciones para almacenar energía, pero en este trabajo se ha optado por sistemas de almacenamiento energético por baterías (BESS) como la solución para aumentar el aprovechamiento de un parque eólico desarrollado en la provincia de Burgos, con 80 MW de potencia instalada.

Durante el presente trabajo, se evaluará por tanto la viabilidad técnico-económica de un parque eólico en el emplazamiento seleccionado con sistemas BESS.

2. Definición del Proyecto

El emplazamiento seleccionado se encuentra en la parte oriental de la Cordillera Cantábrica, en el límite entre la Comunidad Autónoma de Cantabria y la provincia de Burgos. En primer lugar, se ha realizado un análisis exhaustivo de las condiciones eólicas del lugar, para determinar si sería viable a priori el parque, obteniéndose una velocidad media de 8,18 m/s a 100 m de altura y una densidad de potencia de 845,52 W/m² a 50 m de altura.

Tras estudiarlo, se ha procedido a realizar un estudio del emplazamiento, determinando su viabilidad técnica, con un estudio de los posibles condicionantes del lugar, ya sean topográficos, debido a la orografía montañosa de la zona, medioambientales, para determinar su viabilidad legal en la zona, y eléctricos, comprobando la capacidad y la

distancia a la subestación eléctrica más cercana, la subestación de Red Eléctrica Virtus 400 situada a 10,93 km.

En cuanto al diseño del parque, se ha optado por una potencia instalada de 80 MW, con 16 aerogeneradores Gamesa G128 5 MW, y tres configuraciones de baterías posibles: una de 8 MW y 16 MWh de capacidad, una configuración dos de 16 MW y 32 MWh de capacidad, y un último escenario, con 16 MW y 64 MWh de capacidad.

3. Descripción del modelo

La producción del parque se ha realizado mediante el programa Furow, contando con los datos de viento del año 2025 de ERA-5 a una altura de 100 m. Además, se ha aplicado un factor de corrección para obtener la resolución espacial deseada teniendo como referencia los datos de viento de la plataforma Global Wind Atlas. Se ha diseñado el parque colocando los aerogeneradores de forma que se optimicen las posibles pérdidas por estela.

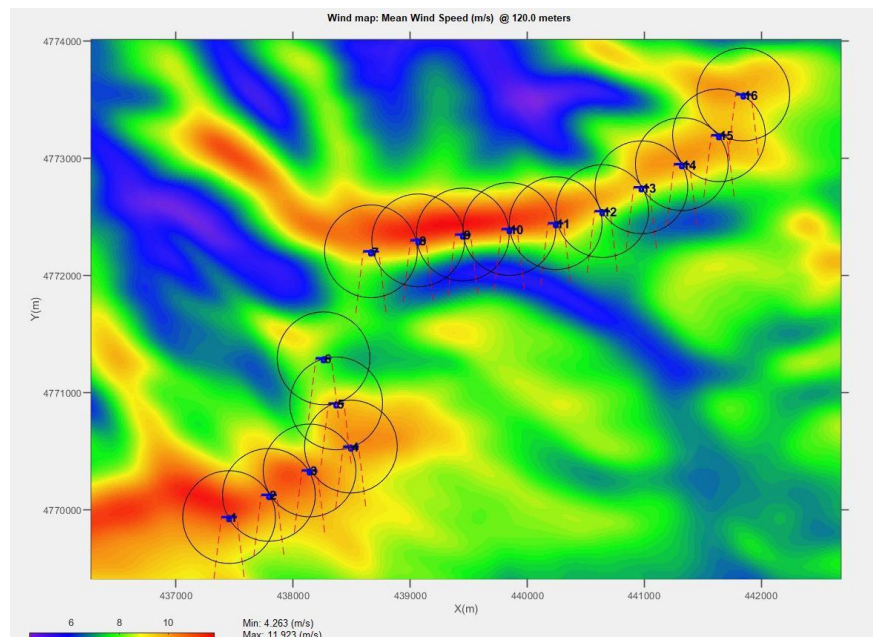


Ilustración 1: Mapa de ubicación de los aerogeneradores y velocidad media [2].

Los BESS se han integrado en la operación del parque bajo el criterio de arbitraje energético. En todos los escenarios se ha simulado su operación superponiendo el perfil de potencia media generada según la hora del día, obtenido de Furow, y el precio de la electricidad según la hora del día, elaborando una media con una muestra de los primeros 7 días de cada mes, con datos recogidos del OMIE. Para los tres escenarios de baterías se ha incluido una estrategia de operación de acuerdo con los patrones diarios, intentando almacenar energía en horas con precios en un mínimo de un valle y vertiéndola en un pico.

4. Resultados

Mediante la simulación de Furow, se ha obtenido una producción en el año de 2025 de 275,9854 GWh y un factor de capacidad del 39,38 %. Tanto estos valores, como una pérdida de energía bruta del 5,48% por el efecto estela, así como un factor de eficiencia topográfica del 118,95% respaldan el emplazamiento seleccionado y justifican técnicamente el desarrollo del parque.

En cuanto a los resultados económicos, se ha obtenido rentabilidad en cada uno de los distintos escenarios, tanto sin baterías como con. Los resultados económicos se encuentran en la Ilustración 2:

INDICADORES DE RENTABILIDAD	Sin BESS	Bat.1 8MW/16MWh	Bat.2 16MW/32MWh	Bat.3 16MW/64MWh
LCOE (€/MWh)	60,66	62,05	63,43	66,19
VAN (M€)	62,05	64,96	67,88	68,62
Período de retorno estimado (años)	8,8	8,7	8,7	8,8
TIR del proyecto	11,69%	11,76%	11,82%	11,62%
Tarifa normalizada TN (€/MWh)	79,96	82,25	84,53	87,53

Ilustración 2: Indicadores de rentabilidad

Como se puede observar en la Ilustración 2, el Valor Actual Neto (VAN) aumenta a medida que aumentamos la capacidad y potencia de las baterías, llegando a un máximo de 68,62 M€ para el caso de baterías 3. Sin embargo, la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) toma valor máximo en el escenario con baterías dos, con un valor de 11,82%. Este resultado demuestra que, un mejor resultado en términos absolutos no implica necesariamente que sea la opción más eficiente económicamente.

Por otro lado, los valores de LCOE (Levelised Cost of Energy) y Tn (Tarifa normalizada) aumentan a medida que aumentamos el CAPEX, y todas las opciones tienen un periodo de retorno muy parecido, alrededor de los 8,8 años, siendo 25 años la vida útil del parque.

5. Conclusiones

Por tanto, se concluye que el emplazamiento tiene un gran potencial para el aprovechamiento eólico, y es viable desde un criterio técnico. Desde el punto de vista financiero, los sistemas de almacenamiento energético por baterías aportan valor, y aumentan los beneficios en términos absolutos, pero ha de dimensionarse de forma adecuada, pues existe un punto óptimo de dimensionamiento, a partir del cual, el incremento de inversión en las baterías no implica un aumento en la rentabilidad. La elección final del escenario en el que invertir depende también de las tasas de descuento empleadas, el coste de las baterías o del precio al que se venda la electricidad, que puede variar en los 25 años de vida útil del proyecto.

6. Referencias

- [1] Global Wind Atlas. <https://globalwindatlas.info/en/>
- [2] Furow. <https://furow.es/>
- [3] European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF), “*ERA5 hourly data on single levels from 1940 to present. Copernicus Climate Change Service (C3S) Climate Data Store.*”
<https://cds.climate.copernicus.eu/datasets/reanalysis-era5-single-levels>
- [4] Red Eléctrica de España. *Potencia instalada por tecnologías*. Enero, 2026.
<https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada-generacion>

TECHNICAL-ECONOMIC STUDY OF A WIND FARM WITH BESS

Author: Garrosa Pascual, Miguel.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

The aim of this Final Degree Project is to analyse the technical and economic feasibility of an 80 MW wind farm located in the Cantabrian Mountains. Three different Battery Energy Storage System (BESS) configurations have been incorporated into the wind farm in order to increase its profitability, obtaining positive economic results in all the analysed scenarios.

Keywords: Economic feasibility, wind energy, wind turbine, Furow, BESS, energy arbitrage, profitability

1. Introduction

A global energy transition is currently taking place, particularly in Spain, where renewable energy sources are becoming increasingly important due to their social value and highly competitive costs. In this context, the installed capacity of renewable technologies continues to grow every year in Spain, with wind energy being a clear example, representing 22,6% of the country's total installed power capacity at the beginning of 2026.

The main challenge associated with renewable technologies lies in the variability of their generation, since their primary energy sources, such as wind and solar radiation, cannot be controlled. Consequently, energy storage is becoming increasingly important in order to improve the flexibility of the electrical system. Among the various available storage technologies, Battery Energy Storage Systems (BESS) have been selected in this work as the preferred solution to enhance the utilisation of an 80 MW wind farm located in the province of Burgos.

Therefore, this project evaluates the technical and economic feasibility of a wind farm equipped with BESS at the selected site.

2. Project Definition

The selected site is located in the eastern part of the Cantabrian Mountains, on the border between the Autonomous Community of Cantabria and the province of Burgos. Firstly, a comprehensive analysis of the wind conditions was carried out in order to determine the preliminary feasibility of the project, obtaining an average wind speed of 8,18 m/s at a height of 100 m and a wind power density of 845,52 W/m² at a height of 50 m.

Subsequently, a site assessment was performed to determine its technical feasibility. This included the analysis of topographical constraints associated with the mountainous terrain, environmental considerations to assess legal viability, and electrical aspects,

including the available grid capacity and the distance to the nearest transmission substation, namely the Red Eléctrica Virtus 400 kV substation, located 10,93 km away.

Regarding the wind farm design, an installed capacity of 80 MW was selected, consisting of sixteen Gamesa G128 5 MW wind turbines. In addition, three battery configurations were considered: an 8 MW / 16 MWh system, a 16 MW / 32 MWh system, and a 16 MW / 64 MWh system.

3. Description of the Model

The energy production assessment was performed using the Furow software, employing ERA5 wind data for the year 2025 at a height of 100 m. Furthermore, a correction factor was applied to achieve the desired spatial resolution, using wind data from the Global Wind Atlas platform as a reference. The wind farm layout was designed in order to minimise wake losses.

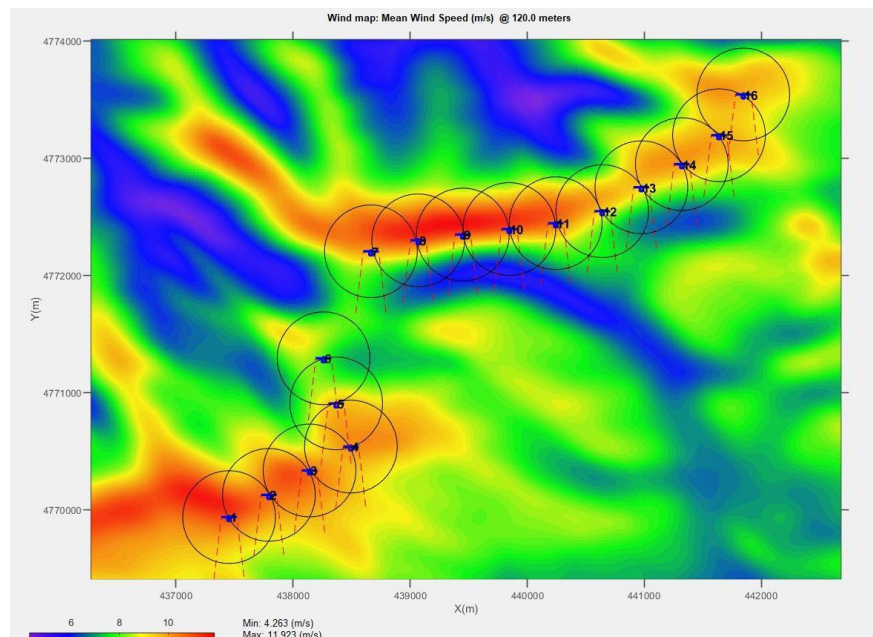


Illustration 3: Wind turbine layout and average wind speed map [2].

The BESS systems were integrated into the wind farm operation following an energy arbitrage strategy. For all scenarios, the average hourly power generation profile obtained from Furow was combined with the hourly electricity price profile. The latter was calculated using data from the first seven days of each month obtained from OMIE. For the three battery configurations, an operating strategy based on daily patterns was implemented, storing energy during low-price periods and discharging it during peak-price periods.

4. Results

The Furow simulation yielded an annual energy production of 275,9854 GWh for the year 2025 and a capacity factor of 39,38%. These results, together with a gross energy loss of 5,48% due to wake effects and a topographic efficiency factor of 118,95%, support the suitability of the selected site and technically justify the development of the wind farm.

From an economic perspective, all scenarios analysed, both with and without batteries, proved to be profitable. The main economic indicators are presented in Illustration 4.

PROFITABILITY INDICATORS	No BESS	Bat.1 8MW/16MWh	Bat.2 16MW/32MWh	Bat.3 16MW/64MWh
LCOE (€/MWh)	60,66	62,05	63,43	66,19
NPV (M€)	62,05	64,96	67,88	68,62
Estimated payback period (years)	8,8	8,7	8,7	8,8
Project IRR	11,69%	11,76%	11,82%	11,62%
Normalised tariff TN (€/MWh)	79,96	82,25	84,53	87,53

Illustration 4: Profitability indicators

As shown in Illustration 4, the Net Present Value (NPV) increases as the battery capacity and power rating increase, reaching a maximum value of €68,62 million for Battery Configuration 3. However, the Internal Rate of Return (IRR) reaches its highest value in Battery Configuration 2, at 11,82%. This result demonstrates that the alternative providing the highest absolute profit is not necessarily the most economically efficient investment option.

Furthermore, both the Levelised Cost of Energy (LCOE) and the Normalised Tariff (NT) increase as CAPEX increases. All scenarios present a similar payback period of approximately 8,8 years, considering a project lifetime of 25 years.

5. Conclusions

In conclusion, the selected site presents excellent potential for wind energy exploitation and is technically feasible for the development of the proposed wind farm. From a financial perspective, Battery Energy Storage Systems add value to the project and increase absolute profits. However, they must be appropriately sized, since there is an optimal storage capacity beyond which additional investment in batteries does not translate into higher profitability.

The final investment decision also depends on factors such as the discount rate, battery costs, and the future electricity selling price, all of which may vary significantly over the 25-year project lifetime.

6. References

- [1] Global Wind Atlas. <https://globalwindatlas.info/en/>
- [2] Furow. <https://furow.es/>
- [3] European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF), “*ERA5 hourly data on single levels from 1940 to present. Copernicus Climate Change Service (C3S) Climate Data Store.*”
<https://cds.climate.copernicus.eu/datasets/reanalysis-era5-single-levels>
- [4] Red Eléctrica de España. *Potencia instalada por tecnologías.* Enero, 2026.
<https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada-generacion>

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción y base teórica	8
1.1 Contexto energético y transición energética	8
1.1.1 Evolución histórica	8
1.1.2 Tecnologías renovables con desarrollo limitado	9
1.1.3 Tecnologías renovables con impacto parcial	10
1.1.4 Tecnologías renovables consolidadas	12
1.2 El recurso eólico como fuente de energía	15
1.2.1 Origen del viento	15
1.2.2 Energía del viento y características del recurso	16
1.2.3 Ventajas y limitaciones del recurso eólico	17
1.3 Principios de funcionamiento de un parque eólico	18
1.3.1 Aerogenerador y partes principales	18
1.3.2 Conversión de energía	19
1.3.3 Curva de potencia del aerogenerador	20
1.3.4 Factor de capacidad	21
1.3.5 Pérdidas por estela	22
1.3.6 Parque eólico y conexión a red eléctrica	22
1.4 Sistema de almacenamiento energético (BESS)	24
1.4.1 Definición y componentes de los BESS	24
1.4.2 Principio de funcionamiento del sistema eólico con BESS	25
1.4.3 Modos de operación	25
1.4.4 Ventajas y limitaciones de los sistemas BESS	26
Capítulo 2. Selección del emplazamiento	27
2.1 Criterios para la selección del emplazamiento	27
2.2 Caracterización del recurso eólico	28
2.3 Condicionantes topográficos	32
2.4 Compatibilidad medioambiental	35
2.5 Punto de conexión a la red eléctrica	38
Capítulo 3. Diseño del parque eólico	41
3.1 Análisis exhaustivo del recurso eólico	41

3.1.1 Rosa de los vientos.....	41
3.1.2 Distribución de Weibull.....	45
3.2 Selección de aerogenerador.....	47
3.3 Micro-siting.....	52
3.3.1 Datos en Furow.....	52
3.3.2 Layout del parque eólico.....	55
3.3.3 Simulación en Furow.....	57
Capítulo 4. Sistemas BESS y estrategia de operación.....	70
4.1 Funcionamiento del precio de la electricidad.....	71
4.2 Comparación precio medio horario de la electricidad y producción media del parque.....	72
4.3 Configuraciones de batería analizadas.....	75
4.4 Metodología de cálculo energético y económico.....	76
4.5 Estrategia de operación.....	80
4.5.1 Batería de 8 MW y capacidad de 16 MWh.....	82
4.5.2 Batería de 16 MW y capacidad de 32 MWh.....	83
4.5.3 Batería de 16 MW y capacidad de 64 MWh.....	84
4.6 Comprobación mediante programación lineal.....	85
Capítulo 5. Viabilidad económica.....	92
5.1 Parámetros financieros.....	92
5.1.1 Tasa de descuento.....	92
5.1.2 Vida útil.....	93
5.1.3 Tasa nominal de proyección de ingresos (rv).....	93
5.1.4 Tasa nominal de proyección de costes (rc).....	94
5.2 Capex.....	96
5.3 Opex.....	99
5.4 Resultados.....	101
5.5 Análisis de sensibilidad.....	104
Capítulo 6. Conclusiones.....	108
Capítulo 7. Bibliografía.....	111
ANEXO I. Objetivos de desarrollo sostenible (ODS).....	114
ANEXO II. Cálculo ingresos parque eólico.....	117

ANEXO III. Cálculo de flujos de caja119

Índice de ilustraciones

Ilustración 1: Mapa de ubicación de los aerogeneradores y velocidad media [2]	5
Ilustración 2: Indicadores de rentabilidad	6
Illustration 3: Wind turbine layout and average wind speed map [2].....	9
Illustration 4: Profitability indicators	10
Ilustración 5: Esquema de funcionamiento de parque mareomotriz [2]	9
Ilustración 6: Tanque de almacenamiento térmico de 1100 MWh en Nevada, EE.UU. [3].	11
Ilustración 7: Residuos de madera triturada en planta de biomasa [4]	12
Ilustración 8: Reparto de potencia instalada en España a Enero de 2026 en porcentaje [5].	14
Ilustración 9: Efecto Coriolis en los vientos [6].....	16
Ilustración 10: Partes de un aerogenerador [8].	18
Ilustración 11: Curva de potencia del aerogenerador Vestas V80 [9].	20
Ilustración 12: Factor de capacidad medio de los aerogeneradores instalados en la UE de 2018-2023 [10].	21
Ilustración 13: Pérdidas por estela [22]	22
Ilustración 14: Planta de sistemas BESS en Chile [12].	25
Ilustración 15: Elección del emplazamiento con respecto a la Península Ibérica [14].....	28
Ilustración 16: Selección del emplazamiento con mayor acercamiento [14].....	29
Ilustración 17: Mapa gráfico de los vientos en la zona [15]	30
Ilustración 18: Velocidad media del viento con respecto al porcentaje de área acumulado [15].....	31
Ilustración 19: Densidad de potencia media del viento con respecto al porcentaje de área acumulado [15].	31
Ilustración 20: Longitud total del parque eólico [14].	33
Ilustración 21: Perfil de elevación del terreno [14].....	33
Ilustración 22: Visión 3D del emplazamiento [14].....	34
Ilustración 23: Punto de acceso Oeste [14].....	34

Ilustración 24: Acceso por el lado Este [14].....	35
Ilustración 25: Zonas de exclusión eólica [17].	36
Ilustración 26: Zonas sensibles de aves esteparias [17].....	37
Ilustración 27: Zonas sensibles de aves planeadoras [17].....	37
Ilustración 28: Zonas sensibles por flora [17].....	38
Ilustración 29: Subestaciones cerca del emplazamiento de REE [18].....	39
Ilustración 30: Distancia del parque a la subestación VIRTUS 400 [14].....	39
Ilustración 31: Rosa de los vientos según frecuencia [15].....	41
Ilustración 32: Rosa de los vientos según velocidades [15].....	41
Ilustración 33: Rosa de los vientos según potencia [15].....	42
Ilustración 34: Variabilidad del viento según el mes [15]	43
Ilustración 35: Variabilidad del viento según la hora del día [15].....	44
Ilustración 36: Mapa de calor de índice de vientos según hora del día con respecto al mes [15].....	44
Ilustración 37: Distribución de Weibull del emplazamiento [19].....	46
Ilustración 38: Valores de viento de 2025 en el emplazamiento [20].....	48
Ilustración 39: Hoja de características I de la turbina Gamesa G128 5.0 MW [20].....	49
Ilustración 40: Hoja de características II de la turbina Gamesa G128 5.0 MW [20].....	50
Ilustración 41: Curva de potencia de la turbina Gamesa G128 5.0 MW [20].....	51
Ilustración 42: Visualización gráfica del punto de referencia eólico [14].	53
Ilustración 43: Distribución de Weibull de ERA-5 en Furow [20].....	54
Ilustración 44: Rosa de los vientos de ERA-5 en Furow [20].	55
Ilustración 45: Ubicación de los aerogeneradores en el emplazamiento [14].....	56
Ilustración 46: Mapa en Furow del emplazamiento [20].	57
Ilustración 47: Pérdidas energéticas en el parque [20].	58
Ilustración 48: Velocidad media del viento de forma gráfica [20]	59
Ilustración 49: Resumen de los resultados de la simulación [20]	60
Ilustración 50: Generación y pérdidas por estela según la dirección del viento [20]	61
Ilustración 51: Mapa gráfico de turbulencias [20].....	62
Ilustración 52: Mapa gráfico de turbulencias en 3D [20]	63

Ilustración 53: Curva de potencia del emplazamiento según velocidad y dirección [20]. ..	64
Ilustración 54: Generación media en función de la hora del día en las coordenadas seleccionadas por turbina [20]	65
Ilustración 55: Potencia media producida según el mes del año por turbina [20]	66
Ilustración 56: Distribución acumulada de generación por turbina [20]	67
Ilustración 57: Comparación viento libre con viento afectado por estelas	68
Ilustración 58: Producción de energía por número de turbina según la velocidad del viento	69
Ilustración 59: Precio medio de la electricidad según la hora del día del año 2025	73
Ilustración 60: Precio medio de electricidad y energía producida por horas	81
Ilustración 61: Precio medio electricidad y energía vendida por horas con batería 1	82
Ilustración 62: Precio medio electricidad y energía vertida a la red por horas con batería 2	83
Ilustración 63: Precio medio electricidad y energía vertida a la red por horas con batería 3	84
Ilustración 64: Precio medio de la electricidad de 2019-2025 [24]	94
Ilustración 65: Análisis de sensibilidad del VAN con respecto al WACC	105
Ilustración 66: Análisis de sensibilidad del VAN con respecto a la tasa de proyección de ingresos	106
Ilustración 67: Sensibilidad del VAN al coste de BESS	107

Índice de tablas

Tabla 1: Clases de potencia eólica basándose en la densidad media de potencia del viento a 50 metros [16].....	32
Tabla 2: Clasificación clase IEC según viento [23].....	47
Tabla 3: Precio medio de la electricidad según hora	74
Tabla 4: Producción por horas y pesos de cada hora	77
Tabla 5: Ingreso anual desglosado por hora.....	79
Tabla 6: Comparativa estrategia heurística con respecto a la obtenida como resultado de la programación lineal.	91
Tabla 7: CAPEX.....	97
Tabla 8: CAPEX con BESS.....	98
Tabla 9: Valores del OPEX relativos estimados.....	99
Tabla 10: OPEX anual	100
Tabla 11: CAPEX y OPEX específico.....	101
Tabla 12: Tabla resumen ingresos	102
Tabla 13: Indicadores de rentabilidad.....	102

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN Y BASE TEÓRICA

1.1 CONTEXTO ENERGÉTICO Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA

1.1.1 EVOLUCIÓN HISTÓRICA

Nos encontramos en un momento de la historia con un futuro energético un tanto incierto. Desde la Revolución Industrial en el Siglo XIX, se hallaron nuevas formas de obtener energía, con el uso del carbón en primer lugar, evolucionando con el tiempo hacia otras fuentes de energía. En el Siglo XX se empezaron a consumir combustibles fósiles de forma masiva, y en la última mitad del siglo surgió la incorporación de la energía nuclear.

Durante el siglo XXI han surgido del mismo modo, nuevas tecnologías para obtener energía, especialmente sobre recursos renovables. Sin embargo, no todas han triunfado, pues el éxito de una fuente de energía no depende únicamente de su potencial teórico, sino de su viabilidad técnica y económica. Este factor es clave para que la industria apueste por esa fuente y puedan obtener finalmente energía más competitiva de la existente en ese momento.

Actualmente, aún dependemos enormemente de las energías tradicionales: aquellas derivadas de los combustibles fósiles. Estas, representan una suma importante de la generación eléctrica en todo el mundo, así como en muchos sectores como el transporte, climatización o en las industrias. Esto se debe en gran parte a su buena fiabilidad y precio, que han ayudado a que se mantengan. No obstante, estas formas tienen claras desventajas también, como la existencia limitada de los recursos o el impacto medioambiental que tienen. Es por ello que, se ha optado por un cambio de estrategia en la obtención de las energías, desplazándose en la medida de lo posible hacia una línea de producción más sostenible y menos contaminante. Esto viene dado por la mayor responsabilidad ambiental que nos acontece hoy día. Según la ONU, los combustibles fósiles son los mayores contribuyentes al cambio climático, representando el 75% de las emisiones de efecto invernadero y casi el 90% de las emisiones de dióxido de carbono.

1.1.2 TECNOLOGÍAS RENOVABLES CON DESARROLLO LIMITADO

Formas de obtención de energía, como la energía geotérmica (que aprovecha la energía térmica del interior de la Tierra) o la mareomotriz (cuya energía proviene de las mareas), no han tenido tanto éxito como otras. Estas no han podido desarrollarse de la misma manera por diversos motivos. La energía geotérmica tiene una producción muy estable, pero solo es viable en ciertas zonas geológicas y necesita de una gran inversión inicial en perforaciones e infraestructura. Este hecho la hace poco escalable a nivel global y que tenga una aportación al sistema eléctrico muy limitada. Por otro lado, la energía mareomotriz genera una producción periódica, que depende de los ciclos diarios de las mareas. A pesar de que esta energía presenta un potencial energético elevado, precisa de instalaciones muy costosas, en un entorno muy agresivo, con un mantenimiento complejo. A esto se le debe sumar que aún posee una tecnología un tanto inmadura, y que las instalaciones de estas podrían tener un impacto ambiental significativo en las zonas donde se produzcan.

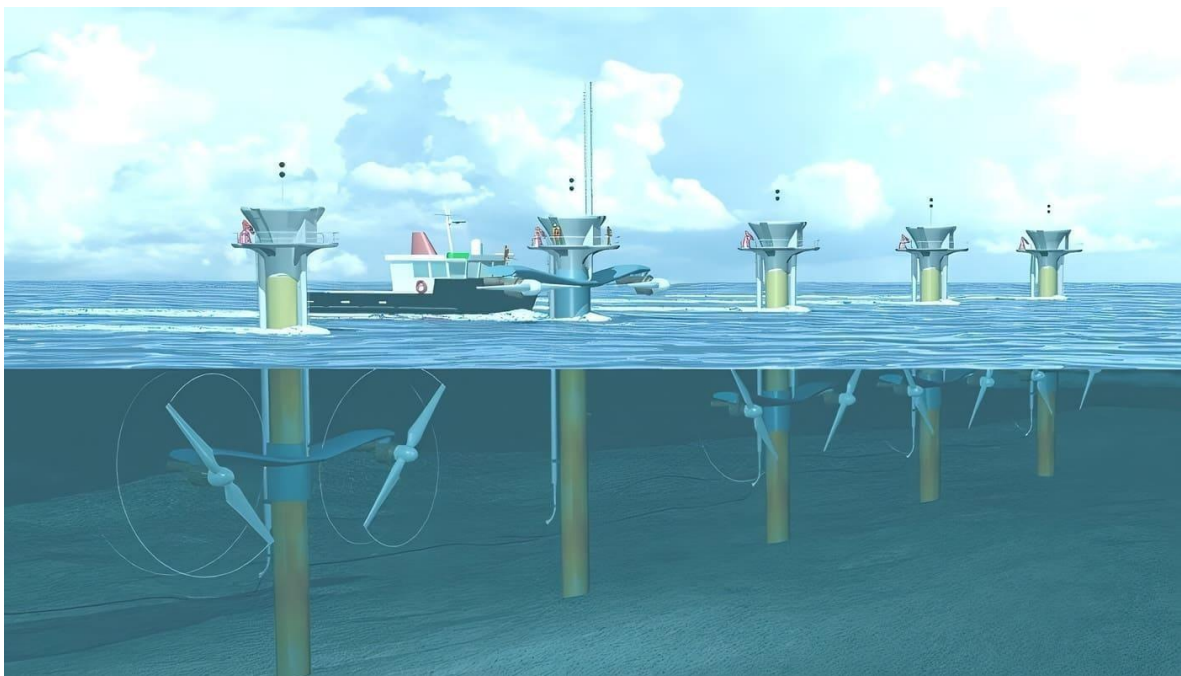


Ilustración 5: Esquema de funcionamiento de parque mareomotriz [2].

1.1.3 TECNOLOGÍAS RENOVABLES CON IMPACTO PARCIAL

Existen también otras tecnologías renovables, que, a pesar de haber sido prometedoras en un primer momento, se han encontrado con limitaciones en su desarrollo. Una de ellas es la energía termosolar. El funcionamiento de esta es muy simple, consiste en concentrar la radiación solar mediante espejos en un punto, en el que generalmente suele haber un fluido, el cual suele ser un aceite térmico. Este aceite, se encuentra a grandes presiones para poder elevar mucho su temperatura sin hervir. El fluido de este circuito pasa por un intercambiador de calor, que cede su calor a otro circuito que lleva agua. El agua se calienta y produce vapor, que, al hacerlo pasar por un generador eléctrico, produce electricidad. Esta tecnología presenta una gran ventaja, su capacidad de almacenamiento térmico. La radiación solar durante el transcurso del día es alta, pero es nula por la noche y esto hace que, en un principio, sea inviable producir electricidad por este método durante los momentos sin radiación. Sin embargo, esta energía posee la peculiaridad de que parte del fluido que se esté calentando, pueda almacenarse en grandes tanques térmicos para producir electricidad más tarde, en momentos donde no haya tanta radiación. Este almacenamiento permite generar energía en condiciones de falta de radiación solar o suavizar variaciones en la producción y adaptarse mejor a la demanda. El almacenamiento se puede realizar a un precio relativamente barato, ya que se está almacenando simplemente calor en grandes tanques térmicos.



Ilustración 6: Tanque de almacenamiento térmico de 1100 MWh en Nevada, EE.UU. [3].

Esta idea hace a la energía solar térmica muy innovadora y atractiva técnicamente. No obstante, esta fuente está limitada por sus elevados costes de inversión inicial, conllevando mayor riesgo financiero y complejidad constructiva. Esta complejidad es lo que la hace más propensa a sufrir fallos y pérdidas térmicas. Además, necesita cielos despejados con un sol adecuado, lo que limita en cierto modo su implantación geográfica.

Frente a esta tecnología, que posee una alta gestionabilidad por almacenamiento, existen otras, como la biomasa, que lo hacen de forma directa. La biomasa es otra forma de obtención de energía con un éxito limitado. Esta consiste en aprovechar la materia orgánica como fuente energética, bien sean residuos agrícolas, forestales o industriales, cuya energía está almacenada de forma química, y se libera mediante procesos de combustión o transformación. Esta biomasa se quema, produciendo calor, que se transfiere a una caldera donde hay agua, el cual se convierte en vapor a alta presión que mueve una turbina. El

movimiento de esta turbina, finalmente, produce electricidad. La principal ventaja de la biomasa es que no depende de factores externos como viento o sol, y se puede producir cuanto se vaya a necesitar. Pero, hay otros factores que limitan su uso de forma masiva, como su necesidad logística, incluyendo el transporte a la planta, el almacenamiento o el continuo suministro de la biomasa en cuestión. Esto, junto con las emisiones asociadas a la combustión, restringen su uso de forma escalada, aunque es útil en contextos concretos.



Ilustración 7: Residuos de madera triturada en planta de biomasa [4].

1.1.4 TECNOLOGÍAS RENOVABLES CONSOLIDADAS

Sin embargo, hay tecnologías basadas en recursos renovables que han tenido un impacto enorme, y algunos países como España, han apostado en gran medida por ellas, consiguiendo reducir de forma significativa el precio mayorista de la electricidad y la dependencia de los combustibles fósiles.

Entre ellas destaca, la energía solar fotovoltaica, que aprovecha directamente la radiación solar para generar electricidad. Presenta costes de inversión y operación reducidos, lo que la ha hecho muy competitiva y que haya tenido un desarrollo muy rápido en las últimas décadas. Esta tecnología presenta una gran ventaja con respecto a las demás, su modularidad, ya que puede instalarse desde pequeñas hasta grandes plantas.

La energía hidráulica es una de las tecnologías renovables más antiguas y maduras, basándose en el aprovechamiento de la energía potencial del agua. Destaca por su alta capacidad de regulación, aportando estabilidad al sistema eléctrico, así como por su fiabilidad y larga vida útil. No obstante, requiere de grandes inversiones e infraestructuras, lo que limita su expansión por factores ambientales y geográficos. Esto, ha provocado que gran parte de la capacidad hidroeléctrica técnica y ambientalmente viable en España esté explotada ya.

Otra fuente de energía renovable con una gran consolidación es la energía eólica, que se explicará con mayor detalle más adelante, debido a su importancia en el presente proyecto. Esta ocupa un lugar muy relevante, debido a su alta penetración en el mercado eléctrico, así como por potencial de desarrollo, lo que la ha convertido en el objeto de análisis del presente trabajo.

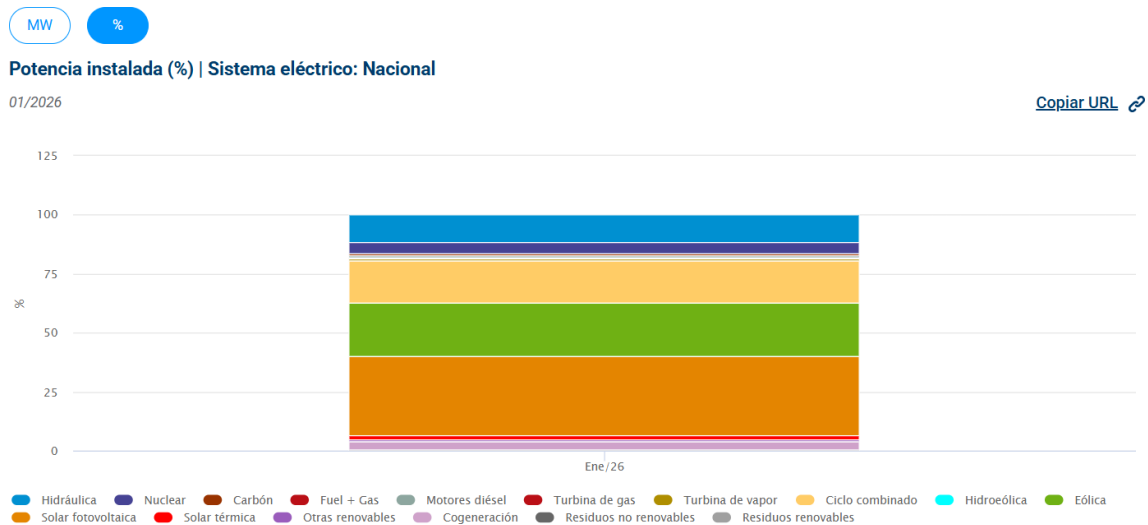


Ilustración 8: Reparto de potencia instalada en España a Enero de 2026 en porcentaje [5].

En la Ilustración 8 se puede apreciar el reparto de la potencia instalada en España a enero de 2026, según Red Eléctrica Española. La solar fotovoltaica es la tecnología renovable con más potencia instalada, representa el 33,8% (49708,3 MW). La energía eólica es la segunda energía renovable con más potencia instalada, con un 22,6% (33244,1 MW), mientras que la energía hidráulica cuenta con 17076,7 MW siendo el 11,6% de la potencia total instalada en España. Esto implica que, sumando estas tres fuentes de energía estamos abarcando el 68% de la potencia total instalada en España, lo cual muestra la alta penetración de estas tres tecnologías renovables en el sistema eléctrico español y el precio altamente competitivo al que producen la energía.

1.2 EL RECURSO EÓLICO COMO FUENTE DE ENERGÍA

La energía eólica obtiene su energía de los vientos que se producen en la superficie terrestre, un fenómeno muy común que sucede simultáneamente en muchos puntos de globo terráqueo.

1.2.1 ORIGEN DEL VIENTO

El viento es el resultado de una serie de fenómenos físicos que se desarrollan en la atmósfera. En primer lugar, la radiación solar incide en la Tierra, pero no calienta todas las zonas por igual, ya que esto depende de factores como la latitud, la estación del año o la hora del día. Esto provoca que la temperatura del aire, en las zonas más calientes, aumente notablemente. Cuando este aire se calienta, se expande, disminuyendo su densidad y asciende. El ascenso del aire provoca que se genere una zona de baja presión, mientras que en las zonas más frías sucede lo contrario, el aire cae al ser más denso, generando zonas de alta presión. El resultado de este calentamiento irregular de la superficie es la aparición de gradientes de presiones en la superficie terrestre.

Naturalmente, el aire se mueve desde las zonas de altas presiones hacia zonas de bajas presiones, produciendo un movimiento de masas al que denominamos viento. Este viento será mayor o menor dependiendo del gradiente de presiones. A mayor diferencia de presiones, mayores vientos. Esto explica por qué en situaciones de borrascas (bajas presiones) aparecen vientos fuertes, mientras que durante los anticiclones los gradientes de presión suelen ser suaves, con un tiempo estable.

A este fenómeno hay que sumarle el efecto Coriolis por la rotación de la Tierra. Si la Tierra no girara, el desplazamiento del aire se haría en línea recta, pero al rotar, las masas de aire sufren cambios de dirección dependiendo del hemisferio, hacia la derecha en el hemisferio Norte y hacia la izquierda en el Sur. Este efecto es el autor de los vientos dominantes que se producen de forma general en la Tierra.

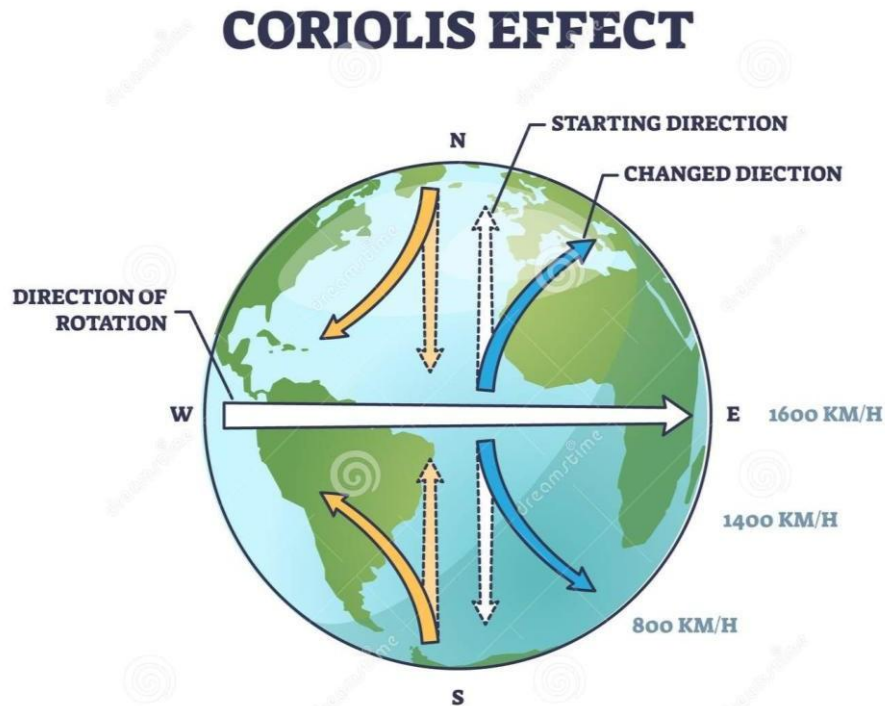


Ilustración 9: Efecto Coriolis en los vientos [6].

Todos estos efectos combinados generan ciertos patrones de viento, lo cual indica que hay algunas zonas que son más favorables que otras para la energía eólica. No obstante, para una ubicación concreta, como por ejemplo al seleccionar un emplazamiento para un parque eólico, el viento puede verse influido por distintos factores locales, como la orografía, la rugosidad del terreno, con bosques, edificios o cultivos. Esto puede causar también cambios de dirección en el viento y de velocidad, a distintas alturas, que habrá que estudiar para su correcto aprovechamiento.

1.2.2 ENERGÍA DEL VIENTO Y CARACTERÍSTICAS DEL RECURSO

El viento, como se ha visto más atrás, es el movimiento de masas de aire. Al tratarse de un fluido con masa y velocidad, posee energía cinética, siendo mayor la cantidad de energía extraíble según aumenta la velocidad. Esta energía es captada en los parques eólicos mediante los aerogeneradores.

Por tanto, el viento es una fuente de energía que no está concentrada como un combustible, sino está distribuida a lo largo de toda la superficie terrestre, lo que demuestra su enorme potencial. Bien es cierto que, a pesar de que haya vientos en toda la superficie, para un mayor aprovechamiento de este recurso se deben hacer estudios de viento que justifiquen la ubicación del emplazamiento previos a la instalación de la explotación eólica, para una mayor viabilidad. Por otro lado, el viento no es algo continuo, pues puede presentar rachas con picos o puede variar significativamente con respecto a la época del año. Esta variabilidad provoca del mismo modo cambios en la producción de energía.

Otro factor importante a tener en cuenta es la dependencia con la altura y el entorno. El viento presenta una correlación directa con la altura, siendo mayor este cuanto mayor sea la altura. Además, tendrá un flujo más regular y con menos turbulencias cuanto más alto se encuentre, pues se encontrará con menos fricción y obstáculos que cerca del suelo.

1.2.3 VENTAJAS Y LIMITACIONES DEL RECURSO EÓLICO

La energía eólica posee múltiples ventajas desde el punto de vista económico o ambiental, aunque también presenta ciertas limitaciones asociadas a la naturaleza variable e intermitente del viento.

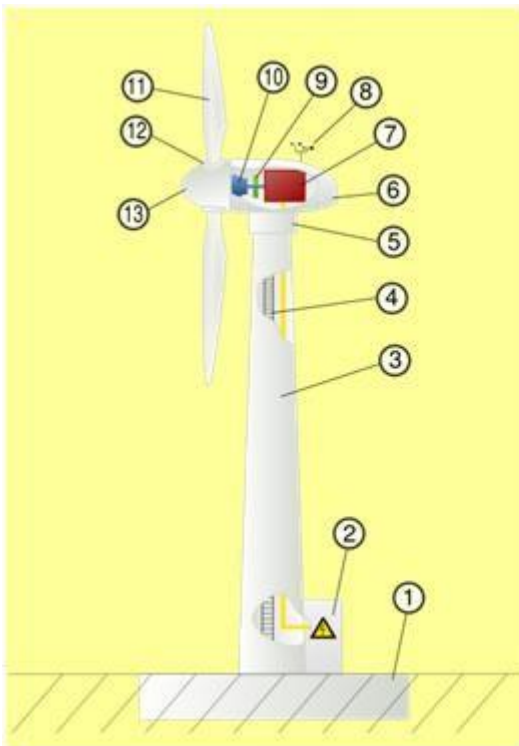
La gran ventaja de la energía eólica es que aprovecha un recurso renovable, inagotable, y gratuito, a diferencia de otras fuentes energéticas como los combustibles fósiles. Además, no genera emisiones contaminantes durante su fase de operación, reduciendo la dependencia de las energías más contaminantes, importante en el contexto actual.

Entre sus principales limitaciones destaca que es una fuente de energía con gran variabilidad, incluso intermitente dependiendo de las condiciones meteorológicas. Esta característica provoca que no sea gestionable, pues produce energía cuando hay viento y en cualquier otro caso no. Como consecuencia, requiere una integración correcta a la red, para poder tener un sistema estable.

1.3 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO DE UN PARQUE EÓLICO

1.3.1 AEROGENERADOR Y PARTES PRINCIPALES

La energía eólica se consigue transformar en eléctrica mediante un aerogenerador, este está compuesto por distintas partes:



Esquema de una turbina eólica:

1. Cimientos
2. Conexión a la red eléctrica
3. Torre
4. Escalera de acceso
5. Sistema de orientación
6. Góndola
7. Generador
8. Anemómetro
9. Freno
10. Caja de cambios
11. Pala
12. Inclínación de la pala
13. Rueda del rotor

Ilustración 10: Partes de un aerogenerador [8].

1. Cimientos. Estructura de hormigón que absorbe los esfuerzos que aparecen en el aerogenerador.
2. Conexión a la red eléctrica. Sistema construido para evacuar la energía a la red para su consumo.
3. Torre. Estructura que soporta la parte alta del aerogenerador, elevándola para alcanzar vientos mayores y más estables.
4. Escalera de acceso. Elemento creado para mantenimiento

5. Sistema de orientación. Mecanismo que orienta el aerogenerador hacia direcciones con viento más favorables.
6. Góndola. Carcasa situada en la parte alta del aerogenerador en la que se encuentran los componentes eléctricos y mecánicos.
7. Generador. Máquina eléctrica que transforma el movimiento del eje en energía eléctrica.
8. Anemómetro. Sensor que obtiene información del viento y la manda al sistema de control.
9. Freno. Freno de emergencia necesario en situaciones de viento excesivo o mantenimiento.
10. Caja de cambios. Aumenta la velocidad de rotación del eje en el sentido del generador.
11. Pala. Parte aerodinámica movida por el viento.
12. Inclinação de la pala. Regula el ángulo de la pala para garantizar la seguridad del aerogenerador.
13. Rueda del rotor. Elemento mecánico alrededor del cual rotan las palas.

1.3.2 CONVERSIÓN DE ENERGÍA

El sistema de conversión de energía del aerogenerador consiste en un mecanismo relativamente sencillo.

En primer lugar, el viento, con la energía cinética que tiene, incide contra las palas del aerogenerador. La fuerza aerodinámica de sustentación (lift) generada sobre las palas, hace que estas se muevan, transformando la energía del viento en energía cinética de rotación del eje del aerogenerador. La velocidad de rotación del eje se consigue aumentar mediante la caja de cambios, aumentándola hasta alcanzar el régimen adecuado de funcionamiento del generador. Este movimiento hace que el rotor gire, produciendo energía eléctrica en el estator. La energía producida es controlada mediante electrónica de potencia para el funcionamiento seguro del generador y su correcta integración en la red eléctrica.

1.3.3 CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR

Un aerogenerador va a producir una cantidad variable de energía, dependiendo de la velocidad del viento que haya en la zona. Este concepto es lo que se representa en las denominadas curvas de potencia. Estas son representaciones gráficas en los que se relaciona la potencia que genera el aerogenerador (situada en el eje Y) con respecto a la velocidad del viento (mostrada en el eje X).

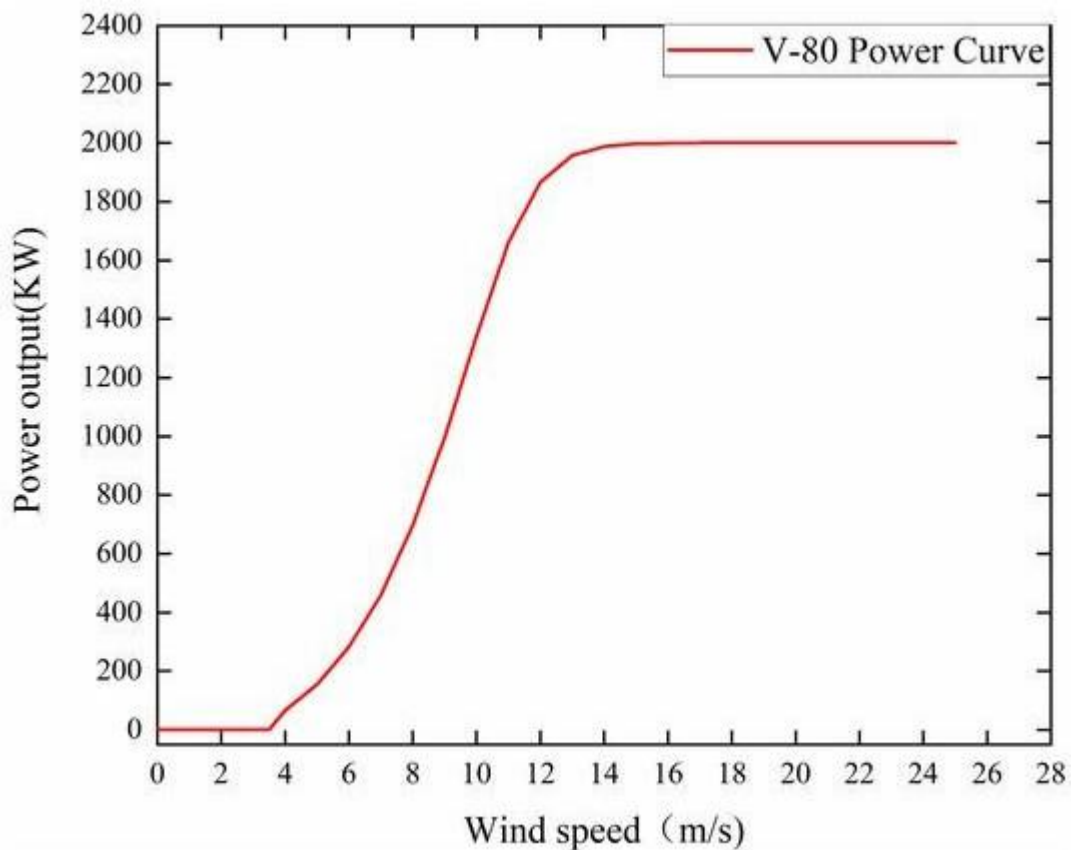


Ilustración 11: Curva de potencia del aerogenerador Vestas V80 [9].

Como podemos observar en la Ilustración 11, se pueden distinguir tres rangos distintos según la velocidad del viento.

1. Zona con generación nula. El viento no es suficiente para producir energía

2. Zona de crecimiento de potencia. La potencia generada asciende linealmente según aumenta la velocidad del viento.
3. Zona de estabilización. La potencia generada se estabiliza, dejando de depender del viento.

1.3.4 FACTOR DE CAPACIDAD

El factor de capacidad es otro parámetro a tener en cuenta a la hora de diseñar un parque eólico. Este representa la relación entre la generación de energía eléctrica real y la generación que se produciría si el aerogenerador trabajara a potencia nominal durante el mismo periodo. Esta relación no representa un rendimiento del aerogenerador, sino que depende del tiempo en el que el viento no es suficiente para llegar a generar la potencia nominal.

Este factor de capacidad varía, por tanto, según la curva de potencia del generador y la calidad del viento que se dé en la instalación. Estos factores, cambian dependiendo de la ubicación, y si son onshore (en tierra firme) o offshore (en el mar).

FIGURE 17. Average capacity factor of installed wind turbines in the EU, 2018-23

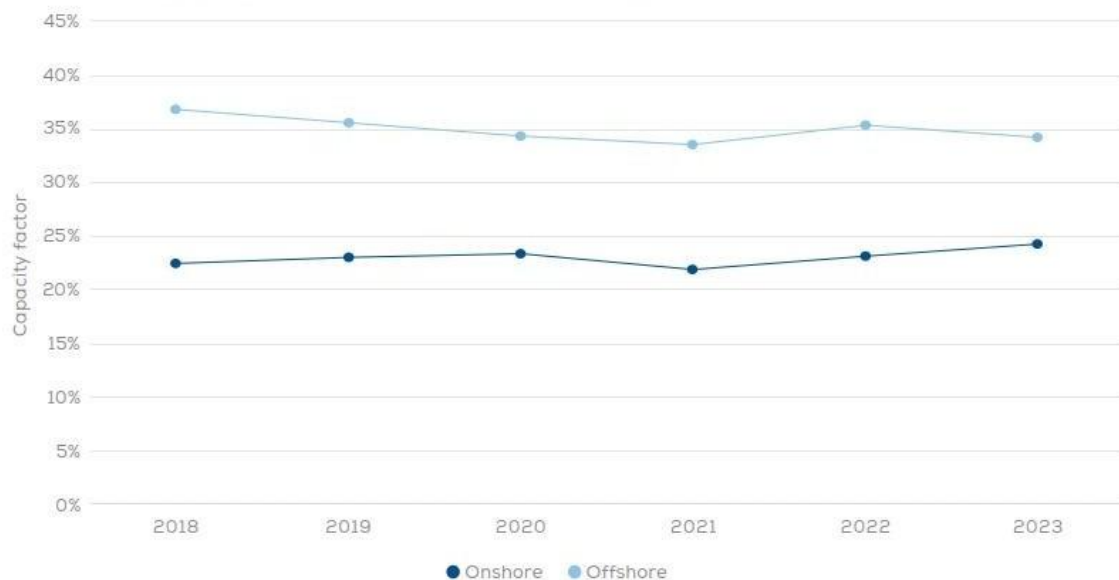


Ilustración 12: Factor de capacidad medio de los aerogeneradores instalados en la UE de 2018-2023 [10].

1.3.5 PÉRDIDAS POR ESTELA

Las pérdidas por estela son pérdidas de energía útil causadas por el desplazamiento de un fluido alrededor de un cuerpo. El aerogenerador al interactuar con el fluido, extrayendo parte de su energía, produce en el fluido que pasa tras él una disminución de su velocidad, así como gradientes de presión y turbulencias, a este concepto se le denomina estela.

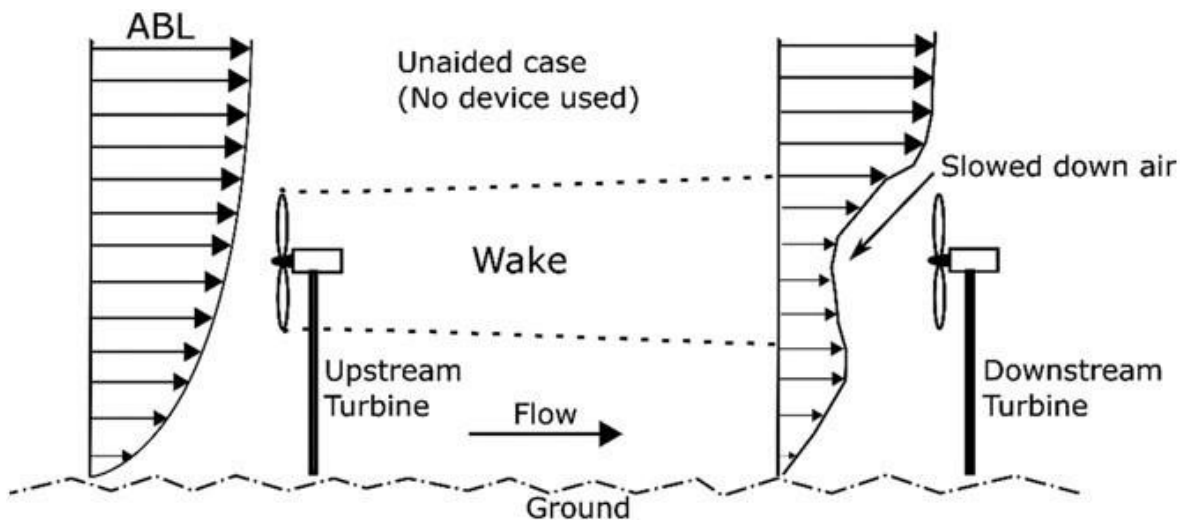


Ilustración 13: Pérdidas por estela [22]

1.3.6 PARQUE EÓLICO Y CONEXIÓN A RED ELÉCTRICA

Un parque eólico es el nombre que recibe el conjunto de todos los aerogeneradores de un emplazamiento para la explotación de su recurso eólico. Por tanto, la energía total generada es la suma de lo que se genera en cada aerogenerador. El hecho de que haya más aerogeneradores, permite una producción más estable y una amortización mayor de la inversión realizada.

Todos los aerogeneradores están conectados eléctricamente mediante una red que recoge la potencia generada y la conduce hasta un punto en común: la subestación colectora del parque. Aquí, se integra toda la energía generada y se eleva su tensión para su posterior

transporte y vertido a la red. Esta energía se entrega garantizando cierta estabilidad y compatibilidad con la red para un funcionamiento seguro del sistema eléctrico.

1.4 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO (BESS)

1.4.1 DEFINICIÓN Y COMPONENTES DE LOS BESS

Los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica mediante BESS (Battery Energy Storage System) se utilizan para almacenar energía eléctrica como energía electroquímica en baterías, para más tarde, revertir este proceso y consumir esta energía. Los sistemas BESS tienen una gran importancia hoy en día, dado que, con tecnologías renovables como la eólica o la fotovoltaica, que ofrecen una gran variabilidad en su producción, se puede almacenar energía en momentos de excedencia para su posterior venta. Esta idea, permite desacoplar en el tiempo la generación y el consumo de energía. Las baterías tienen un funcionamiento bidireccional, operando en modo carga o descarga.

Un sistema BESS está compuesto por las siguientes partes [11]:

1. Baterías. Principal componente, donde se almacena la energía. Pueden ser de ion de litio, con alta densidad energética y alta vida útil o de baterías de flujo, con mayor número de ciclos de carga y descarga.
2. Sistemas de gestión de la batería (BMS). Controla carga y descarga de las baterías, así como la temperatura para un funcionamiento seguro.
3. Sistemas de conversión de energía (PCS). Dispositivos que transforman la corriente continua de las baterías en corriente alterna, que será empleada en la red eléctrica.
4. Sistemas de gestión de energía (EMS). Sistema responsable de coordinar y gestionar el flujo energético de los sistemas anteriores, el resto de los componentes y las baterías.



Ilustración 14: Planta de sistemas BESS en Chile [12].

1.4.2 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA EÓLICO CON BESS

La utilidad de los sistemas BESS radica en la variabilidad y no gestionabilidad de los recursos mediante los cuales producen energía las tecnologías renovables. Existe una dependencia directa de los parques eólicos a las condiciones del viento, habiendo desajustes temporales entre generación eólica y las necesidades de la red eléctrica. Por ello, se integran sistemas BESS como elemento de apoyo al parque eólico. Se emplea la capacidad de almacenamiento de estas baterías en momentos de elevada producción, pudiendo liberar esta energía cuando la generación disminuye. Esto permite desacoplar en el tiempo la generación y el consumo, pudiendo así disminuir las fluctuaciones de potencia entregada a la red y mejorando la estabilidad del sistema eólico en conjunto con la red eléctrica.

1.4.3 MODOS DE OPERACIÓN

Los sistemas BESS pueden operar de distintas formas, siguiendo diferentes estrategias según distintos criterios en el mercado eléctrico. Las más conocidas y usadas en la hibridación con parques de energía renovables son:

1. **Energy arbitrage (Arbitraje energético).** Consiste en cargar las baterías cuando están los precios bajos comprando a la red, para vender después con precios altos. Es la estrategia más común y básica.

2. **Renewable firming (Respaldo de renovables).** Se basa en suavizar la producción de las tecnologías renovables, reduciendo rampas bruscas, para poder entregar así un perfil más estable. Permite mejorar la calidad de la energía entregada
3. **Curtailement reduction (Reducción de vertidos).** Se produce en casos en los que la generación renovable supera la capacidad para verter esa energía. Por tanto, reduce momentos de desconexión del parque y aumenta su utilidad.
4. **Frequency regulation (Regulación de frecuencia).** Se basa en la rápida capacidad de respuesta BESS. Inyecta o consume potencia de la red para contribuir a la regulación de la frecuencia en caso de incidencia, ya sea en regulación primaria o secundaria.

1.4.4 VENTAJAS Y LIMITACIONES DE LOS SISTEMAS BESS

Los sistemas BESS suponen un gran avance en la integración de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico. La mayor flexibilidad operativa hace que se pueda adaptar la entrega de la energía a las circunstancias del mercado eléctrico, contribuyendo así a reducir la variabilidad de la generación, suavizando fluctuaciones y aprovechando los excedentes. Gestionar la variabilidad de generación es clave en mercados con mucha presencia de tecnologías renovables. No obstante, presenta también ciertas limitaciones, pues su capacidad de almacenamiento es limitada, y el proceso de almacenar la energía siempre tiene pérdidas. A esto, se le suma el coste de inversión, que generalmente es elevado, y el desgaste con el tiempo de las baterías, disminuyendo su rendimiento.

Capítulo 2. SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

2.1 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento de un parque eólico es un factor de vital importancia que va a determinar en gran medida la viabilidad del mismo. Este emplazamiento debe tener ciertas garantías y condiciones para que el proyecto sea técnica, económica, y legalmente viable.

En primer lugar, un parque eólico debe situarse en un lugar en el que haya viento de forma frecuente, para garantizar así una producción estable, aumentando el factor de capacidad. Una explotación eólica comienza a ser viable en ubicaciones con vientos de velocidad media anual de al menos 6 m/s a la altura del buje. Es deseable que el viento sea continuo y estable, más que tener episodios de viento más puntuales. Asimismo, se prefieren vientos más uniformes, con escasas turbulencias y direcciones predominantes definidas y poca tendencia a cambiar de dirección. Otro factor importante a la hora de elegir la ubicación es la topografía del terreno, pues puede hacer que el parque sea técnicamente complejo de instalar y mantener, elevando su coste. Además, se debe valorar positivamente la posibilidad de crear caminos para acceder a él, intentando aprovechar los ya existentes para optimizar los costes de la instalación. Un criterio que puede hacer que nuestro parque sea legalmente inviable es su compatibilidad medioambiental, por lo que se debe hacer una evaluación de sus impactos y minimizarlos. Este debe ser respetuoso con toda la flora y fauna de su entorno, así como con el paisaje en el que se encuentra, evitándose espacios naturales protegidos. Por último, se debe tener también muy en cuenta la proximidad del punto de conexión a la red eléctrica. Debe estar lo más cerca posible, para optimizar los costes de instalación a la hora de crear la infraestructura necesaria para su conexión. Se debe verificar también que la estación tenga capacidad disponible para su conexión y evacuar la energía.

2.2 CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

Tras realizar un análisis basándonos en los factores anteriores, se escoge como ubicación del parque la parte oriental de la Cordillera Cantábrica, en la zona de transición entre el litoral cantábrico y la Meseta Norte. El emplazamiento se llevará a cabo en la provincia de Burgos, en el terreno limítrofe con la comunidad autónoma de Cantabria. La ubicación comentada se puede observar de forma gráfica en la Ilustración 15.



Ilustración 15: Elección del emplazamiento con respecto a la Península Ibérica [14].



Ilustración 16: Selección del emplazamiento con mayor acercamiento [14].

Como podemos observar en la Ilustración 16, el emplazamiento se encuentra cerca de la ciudad de Santander, a tan sólo 40 km.

Analizando el recurso eólico del emplazamiento seleccionado mediante *Global Wind Atlas* [15], podemos obtener informaciones medias del viento como su velocidad a unos 100 m de altura. Podemos también recoger información de la rosa de los vientos, que nos indicará en que direcciones tiene más tendencia a haber viento, así como de la distribución de Weibull, la cual nos indicará la frecuencia con la que ocurren los vientos, y a qué velocidades.

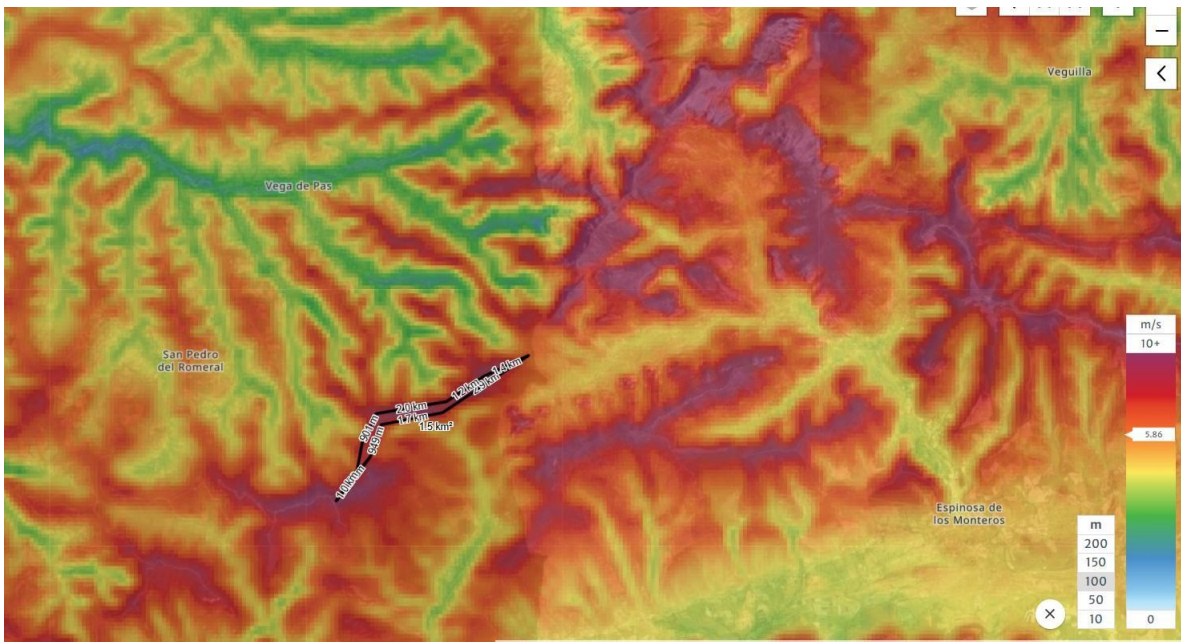


Ilustración 17: Mapa gráfico de los vientos en la zona [15].

La Ilustración 17 nos provee de la información del viento medio de la zona, incluyendo el emplazamiento, que viene rodeado por un polígono irregular con un contorno en color negro. Se puede apreciar que en toda el área existe un potencial eólico muy evidente, con un viento medio en algunos picos superando los 10 m/s a los 100 m de altura. En nuestro caso, la velocidad media del viento en todo el polígono seleccionado es de 8,18 m/s, un número significativamente elevado.

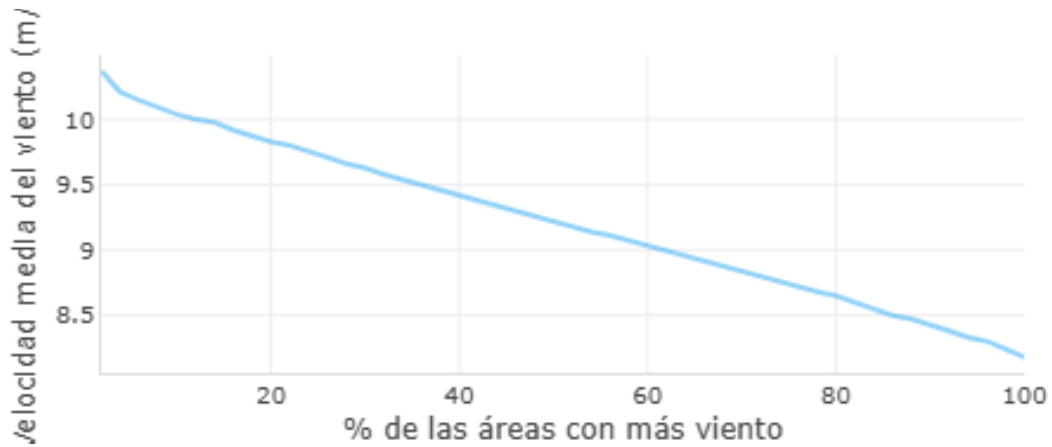


Ilustración 18: Velocidad media del viento con respecto al porcentaje de área acumulado [15].

La Ilustración 18 representa la velocidad media del viento con respecto al porcentaje de área acumulada. Basándonos en ella se puede confirmar la calidad del emplazamiento, pues existe más de un 20% de la zona barrida con una media cerca de los 10 m/s de velocidad media del viento a 100 m de altura.

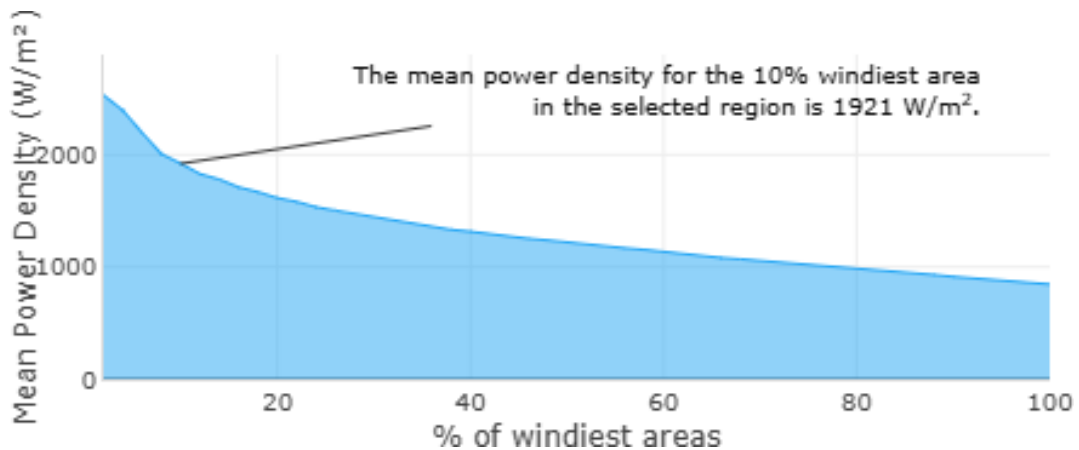


Ilustración 19: Densidad de potencia media del viento con respecto al porcentaje de área acumulado [15].

En la Ilustración 19 podemos ver la densidad de potencia media, en W/m^2 , con respecto al porcentaje de área acumulada. La media de todo el polígono seleccionado es de $845,52 W/m^2$ a una altura de 50 m. Para poder clasificarla y valorarla se ha recurrido al *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* [16], institución que creó la Tabla 1.

Clase de viento	Descripción	Densidad de potencia a 50 m (W/m ²)
1	Deficiente	0 – 200
2	Marginal	200 – 300
3	Aceptable	300 – 400
4	Bueno	400 – 500
5	Excelente	500 – 600
6	Sobresaliente	600 – 800
7	Excepcional	800 – 2000

Tabla 1: Clases de potencia eólica basándose en la densidad media de potencia del viento a 50 metros [16].

El emplazamiento previsto posee una densidad de potencia media de 845,52 W/m² a 50 m de altura, la cual se clasificaría dentro de la escala vista en la Tabla 1, como viento de clase 7 con categoría de excepcional.

2.3 CONDICIONANTES TOPOGRÁFICOS

Para recoger todos los datos relacionados con la topografía del emplazamiento se empleará la herramienta de Google Earth [14]. Primero, se ha analizado la longitud total del emplazamiento, cubriendo 7,8 km en todo el recorrido de la línea amarilla de la Ilustración 20, una distancia suficiente para montar el parque eólico.



Ilustración 20: Longitud total del parque eólico [14].

Teniendo en cuenta el perfil de elevación del terreno, al estar situado en una zona montañosa cuenta con ondulaciones, con mayores pendientes en la zona de las laderas. No obstante, estas no dejan de ser compatibles con la explotación eólica, pues se pueden implementar plataformas y accesos en los puntos necesarios, considerándolo así apto desde el punto de vista constructivo. El perfil del terreno se puede observar en la Ilustración 21, y en Ilustración 22 una visión 3D que nos clarifica la posibilidad de la implantación del parque.

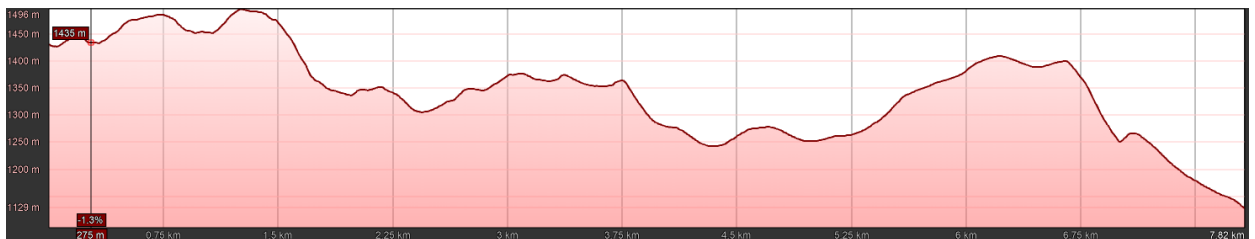


Ilustración 21: Perfil de elevación del terreno [14].

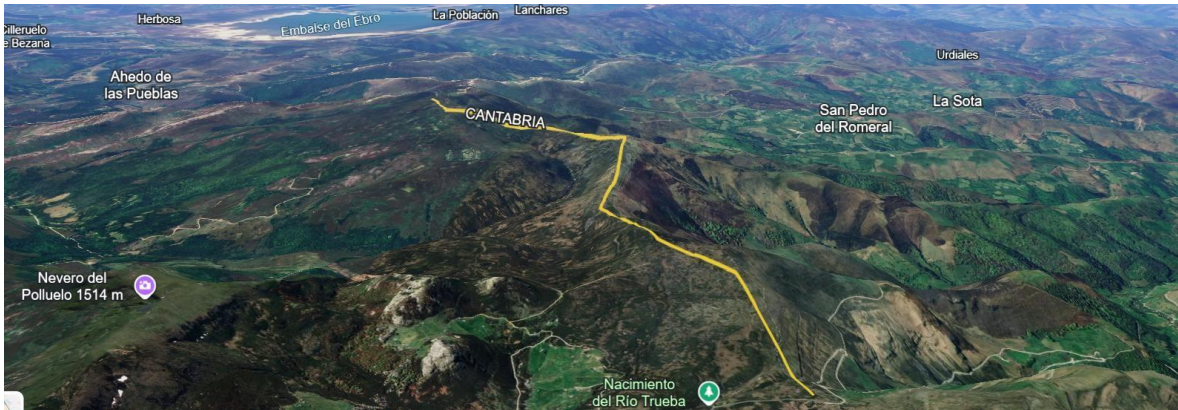


Ilustración 22: Visión 3D del emplazamiento [14].

En cuanto a los puntos de acceso al emplazamiento para tanto la fase de construcción como para las posteriores labores de operación y mantenimiento, será necesario disponer de vías adecuadas para el tránsito de vehículos y maquinaria pesada. En primer lugar, se usará una vía ya creada, por el flanco Oeste. Esta vía ya cuenta con las garantías necesarias, pues es el punto de conexión logístico de un parque eólico situado en la dirección mencionada y colindante con el presente emplazamiento.



Ilustración 23: Punto de acceso Oeste [14].

Para facilitar su acceso también por el flanco Este, se creará un acceso por el mismo, garantizando las condiciones necesarias para su uso. Se aprovecharía la carretera de El Puerto de las Estacas de Trueba, y desde ahí, se prolongaría hasta el punto deseado.



Ilustración 24: Acceso por el lado Este [14].

2.4 COMPATIBILIDAD MEDIOAMBIENTAL

Para llevar a cabo la implementación del parque también se debe analizar si es compatible con su entorno, pues debemos asegurarnos de que no esté en un parque natural protegido, o que se encuentre a una distancia suficientemente lejana de municipios cercanos, así como su compatibilidad con la flora y fauna de la comarca. Para este análisis se usará el visor de la Junta de Castilla y León [17]. Esta es la herramienta en la que se pueden ver las zonas de suelo con restricciones o sensibilidades asociadas al área que se esté observando.

Para ello, en el mapa se selecciona la capa correspondiente a las “Zonas de exclusión eólica”, esta nos indicará si la zona seleccionada está excluida de ser explotada eólicamente y su criterio.



Ilustración 25: Zonas de exclusión eólica [17].

Como se puede apreciar en la Ilustración 25, la línea verde representa la extensión del parque en cuestión, y las zonas rojas son aquellas excluidas para su explotación eólica, en este caso por su pertenencia a la Red de Áreas Naturales Protegidas. Por tanto, se concluye que el presente proyecto sería viable teniendo en cuenta la normativa medioambiental que no nos lo permitiría.

Sin embargo, se va a realizar un análisis más en profundidad para comprobar el potencial impacto en la flora y fauna del área. La energía eólica es una explotación con alta rentabilidad, pero debe velar también por la protección y cuidado de los seres vivos cuyo hábitat se está invadiendo para minimizar todo posible daño.



Ilustración 26: Zonas sensibles de aves esteparias [17].



Ilustración 27: Zonas sensibles de aves planeadoras [17].

En la Ilustración 26 y la Ilustración 27 se puede ver la sensibilidad de la zona a aves esteparias y planeadoras respectivamente. Toda el área está afectada en un grado de sensibilidad bajo hacia las aves esteparias, así que el impacto será pequeño. En cuanto a las aves planeadoras, la zona está afectada según el color verde claro, que representa una zona con sensibilidad media a las aves planeadoras. Se concluye por tanto que el impacto hacia la fauna local será bajo.

Del mismo modo, se analiza en el visor las zonas que son sensibles por flora, dando como resultado la Ilustración 28. En ella se puede apreciar que la flora de la zona no posee ninguna sensibilidad especial, por lo que su impacto será despreciable.



Ilustración 28: Zonas sensibles por flora [17].

2.5 PUNTO DE CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

Un parque eólico necesita de un punto de conexión a la red eléctrica para así evacuar toda la energía generada. Este punto de conexión ha de estar lo más cerca posible, pues así se ahorrarán costes en la infraestructura para llevar la línea eléctrica hasta la subestación. Para ver subestaciones cercanas, se ha utilizado la página de Red Eléctrica [18]. En esta podemos ver las estaciones eléctricas por todo el territorio nacional que pertenezcan a REE (Red Eléctrica Española).

Observando las subestaciones, se puede apreciar que existe una llamada VIRTUS 400, considerablemente cerca del emplazamiento. Se trata de una subestación que se encuentra a una tensión de 400kV.

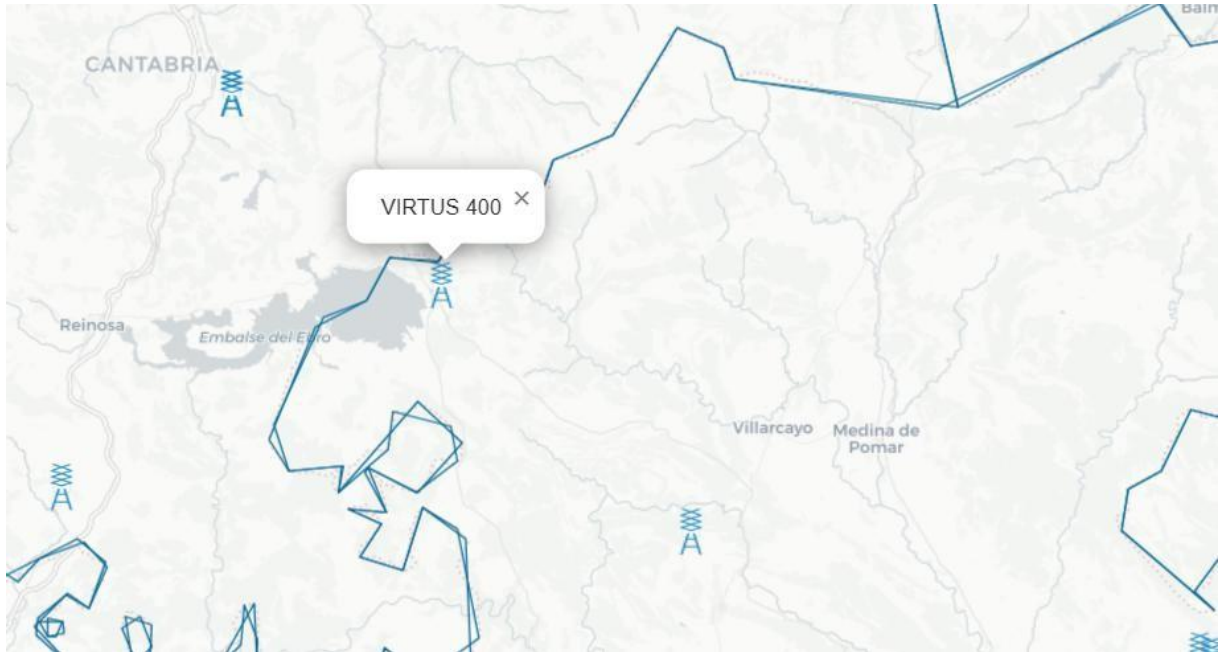


Ilustración 29: Subestaciones cerca del emplazamiento de REE [18].

En la Ilustración 30 podemos observar la situación de la subestación VIRTUS 400 con respecto al parque eólico. Se hallan a una distancia de 10,93 km, una distancia asumible para crear la infraestructura necesaria para evacuar la energía.



Ilustración 30: Distancia del parque a la subestación VIRTUS 400 [14].

Por otro lado, es necesario verificar también si la subestación tiene una capacidad de conexión igual o superior que la energía que nosotros vamos a vertir, de no ser así no sería posible la conexión con ella. Para ello, accediendo a los datos de capacidad de la subestación en la página de REE, se obtiene que se abrirán por concurso del SEE (Secretaría de Estado de Energía) una cantidad de 906 MW para generación asíncrona y una cantidad de 1093 MW para almacenamiento que se tendrá en cuenta por los sistemas BESS. Por estas razones se confirma que la subestación sí que alberga la infraestructura necesaria para conectarse a ella.

Capítulo 3. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

3.1 ANÁLISIS EXHAUSTIVO DEL RECURSO EÓLICO

Durante este apartado se obtendrá información más detallada sobre el recurso eólico en cuestión mediante *Global Wind Atlas*. Toda esta información corresponde a los vientos a una altura de 100m.

3.1.1 ROSA DE LOS VIENTOS

La rosa de los vientos es una representación gráfica de las direcciones dominantes que toma el viento, con qué frecuencia y a qué velocidad. Este será un recurso importante, pues da información significativa que se usará para realizar una correcta colocación de los aerogeneradores, minimizando las pérdidas por estela.

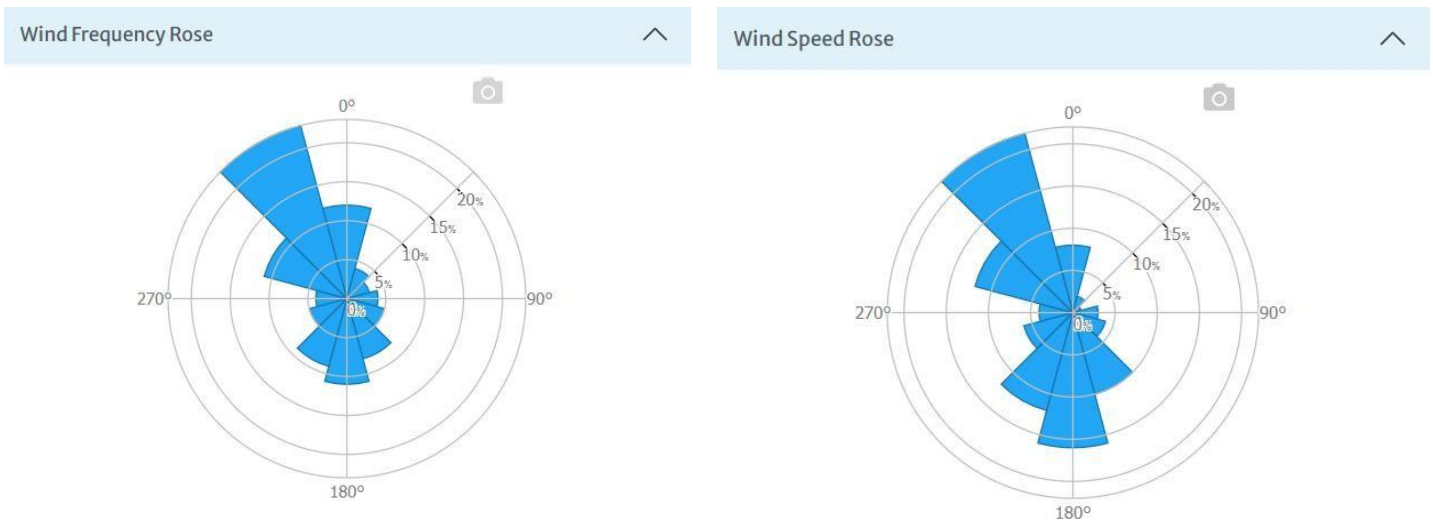


Ilustración 31: Rosa de los vientos según frecuencia [15].

Ilustración 32: Rosa de los vientos según velocidades [15].

La Ilustración 31 representa la rosa de los vientos según la frecuencia de la dirección del mismo. Como se puede apreciar hay dos principales direcciones dominantes, la de los

vientos que provienen del noroeste, los cuales representan más del 40% de los vientos que llegan a la ubicación, así como los vientos del sur, que cuentan con un 38% de los vientos. Estas dos direcciones serán las dominantes. También podemos observar en la Ilustración 32 las velocidades que suelen tener estos vientos. La franja noroeste posee un mayor pico, mientras el viento del sur parece ser más estable en toda su dirección.

Por otro lado, también existe una rosa de los vientos que representa las direcciones en las que se encuentra la potencia eólica, lo cual interesa para la colocación de los aerogeneradores en la instalación.

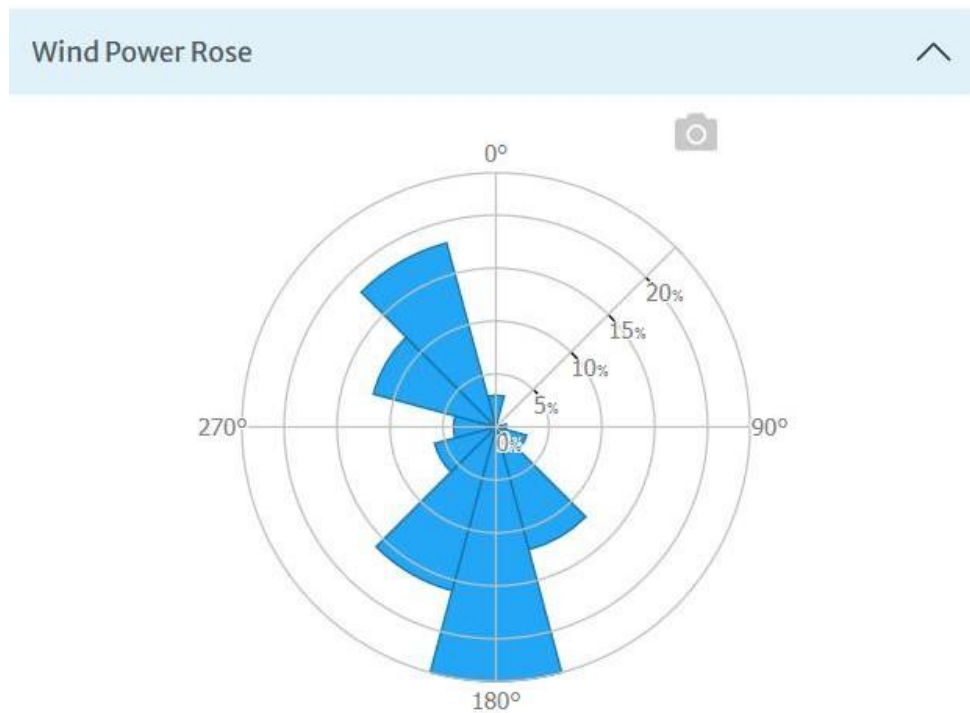


Ilustración 33: Rosa de los vientos según potencia [15].

Como se puede observar en la Ilustración 33, existe una mayor potencia eólica en los vientos de dirección sur de forma general, sin obviar la potencia de los vientos del noroeste. Estos datos se deberán tener en cuenta la hora de realizar el diseño del parque.

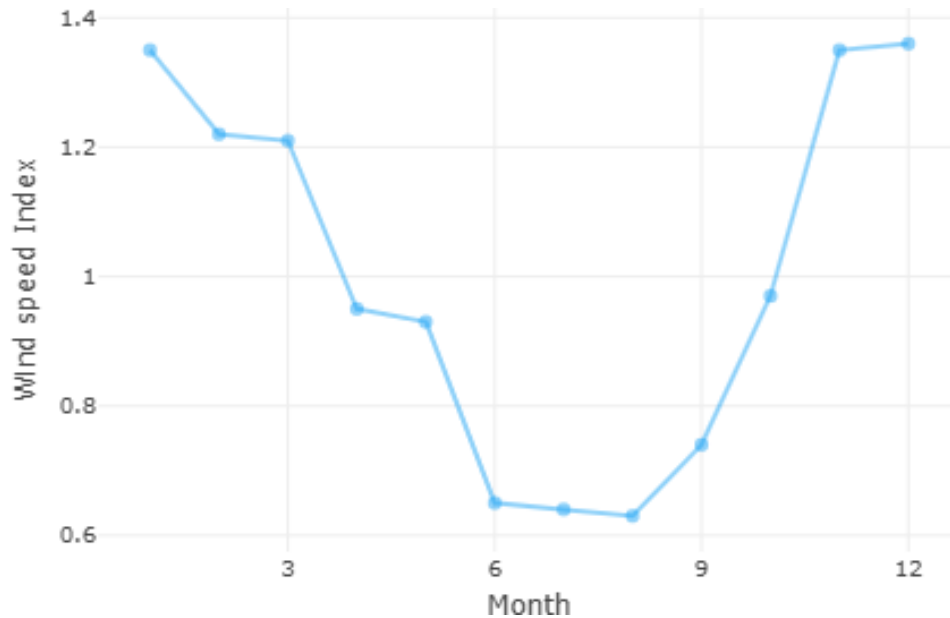


Ilustración 34: Variabilidad del viento según el mes [15].

La Ilustración 34 refleja como varía el viento según la época del año, siendo claramente más intenso en los meses de invierno, y con menos vientos durante la estación de verano, siendo primavera y otoño épocas de transición entre ambas.

Por otro lado, *Global Wind Atlas* también permite visualizar la variabilidad media del viento durante el día, que será de especial importancia cuando se lleve a cabo una estrategia de operación conjunta con las baterías BESS.

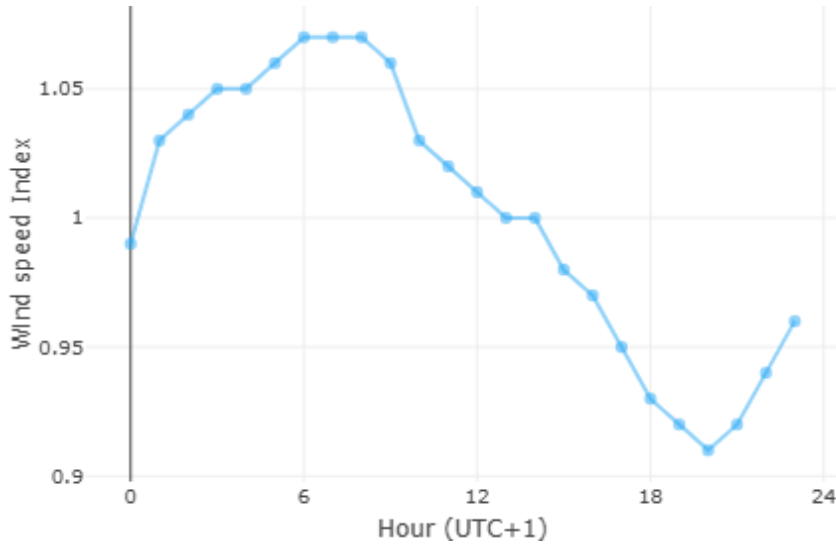


Ilustración 35: Variabilidad del viento según la hora del día [15].

Como bien se aprecia en la Ilustración 35, el viento tiende a ser mayor durante las horas de la noche, disminuyendo de forma lineal hasta las 19h, donde comienza a ascender de nuevo.

Las ilustraciones anteriores se pueden resumir bien en una sola ilustración, que poseerá mayor densidad de información. En esta Ilustración 36, las zonas rojas representan un mayor viento que las azules, que corresponden al verano.

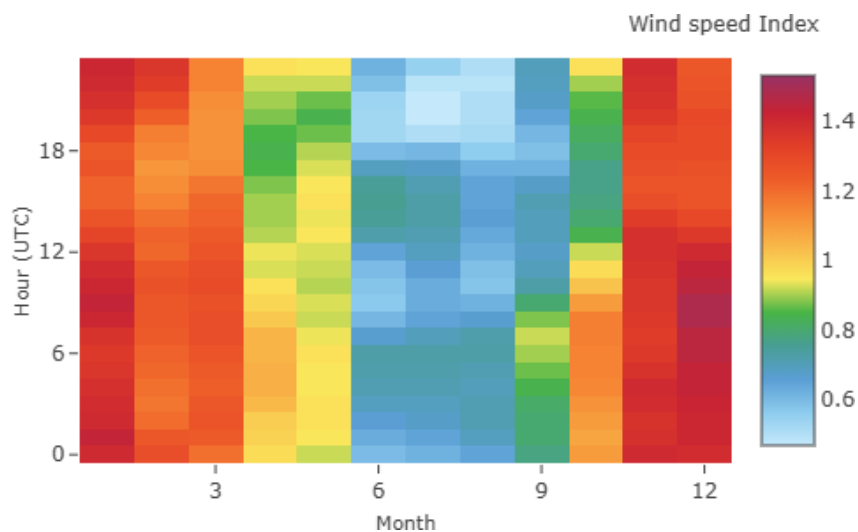


Ilustración 36: Mapa de calor de índice de vientos según hora del día con respecto al mes [15].

3.1.2 DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

La distribución de Weibull representa la variabilidad del viento en una localización, modelando de forma estadística la frecuencia y probabilidad con la que ocurren diferentes velocidades de viento. Esta función es continua, asimétrica y solo toma valores mayores o iguales que 0.

La distribución de Weibull sigue la siguiente fórmula:

$$f(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-(v/A)^k}$$

Donde se pueden diferenciar distintos parámetros:

K → constante adimensional, indica la regularidad del viento.

A → parámetro de escala en m/s, relacionado con la velocidad media.

V → velocidad del viento en m/s.

Distribución de frecuencias Ajuste Weibull ($A = 8.64$, $k = 1.69$)

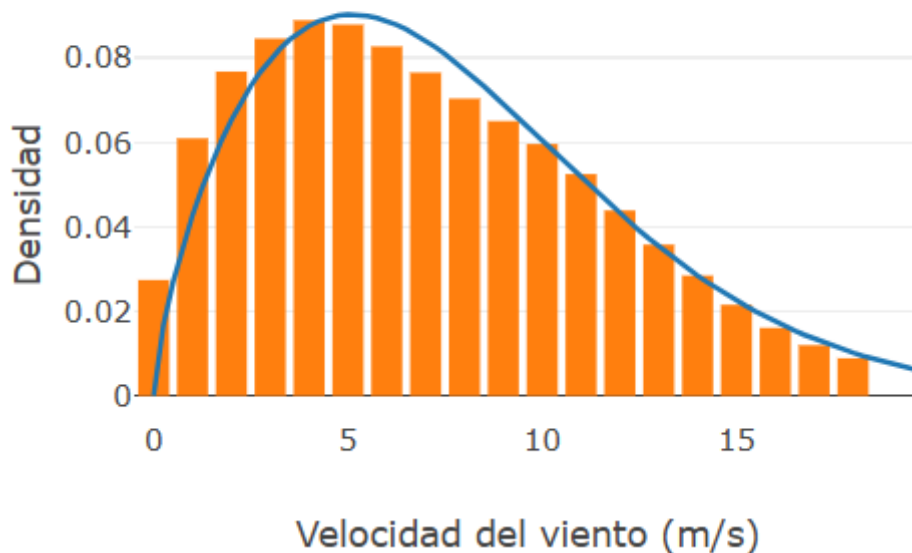


Ilustración 37: Distribución de Weibull del emplazamiento [19].

Esta distribución muestra la probabilidad con la que puede existir un viento específico para cada velocidad en cualquier momento. En esta Ilustración 37 se pueden apreciar los histogramas, que se corresponden con los datos reales, y la distribución de Weibull, que es la línea suavizada azul. En este caso el parámetro k toma el valor de 1,69, que representa un viento con cierta variabilidad, y un parámetro A de 8,64 m/s. Este parámetro refleja vientos con una intensidad moderada/alta en el emplazamiento, siendo compatible con un parque eólico. Las velocidades por debajo de 5 m/s tienen una probabilidad de alrededor de 0,3 de suceder. Esto indica que el factor de capacidad del parque va a tener un valor elevado, lo cual resultará muy atractivo en términos de energía generada. El intervalo en el que más generará nuestro parque teniendo en cuenta la estabilidad de los vientos será de 6-12 m/s, teniendo aproximadamente una probabilidad de 0,5 de suceder.

3.2 SELECCIÓN DE AEROGENERADOR

Una vez se han abordado ya las condiciones eólicas del emplazamiento, se buscarán aerogeneradores que se adapten a estas condiciones y maximicen el beneficio. Estos aerogeneradores, deben estar orientados para una velocidad media de vientos elevada y deben intentar maximizar la producción cuando existan momentos de rachas elevadas, que serán frecuentes. Por otro lado, también deben ser compatibles con la longitud del emplazamiento, de 7,8 km intentando maximizar los beneficios y aumentar su viabilidad.

Además, el aerogenerador debe tener una adecuación estructural coherente con el emplazamiento seleccionado. Esto se reflejará en las clases estructurales IEC. Este es un índice que representa la capacidad de la turbina para soportar los esfuerzos creados por los vientos a lo largo de la estructura del aerogenerador en las situaciones más extremas para que no colapse su estructura. Este índice se compondrá de varios criterios, incluyendo los más importantes en la Tabla 2 a continuación:

Clase IEC	I (High Wind)	II (Medium Wind)	III (Low Wind)
Velocidad media anual	10 m/s	8,5 m/s	7,5 m/s
Máxima velocidad en 50 años	70 m/s	59,5 m/s	52,5 m/s
Máxima velocidad de un año	52,5 m/s	42,5–44 m/s	37,5–39 m/s

Tabla 2: Clasificación clase IEC según viento [23].

Para realizar una correcta elección de la clase IEC se observarán datos reales del emplazamiento en cuestión, descargados en Furow (programa en el que se realizará la simulación) correspondientes al año 2025 y que se explicará con más detalle en el capítulo Datos en Furow. El emplazamiento cuenta con una velocidad media anual de 8,18 m/s, menor que 8,5 m/s, por lo que se evaluará si la clase II cumpliría las condiciones eólicas presentes.

Se ha buscado el valor de viento más extremo para el año 2025, y el propio programa simula cuál sería el viento con mayor velocidad en 50 años.

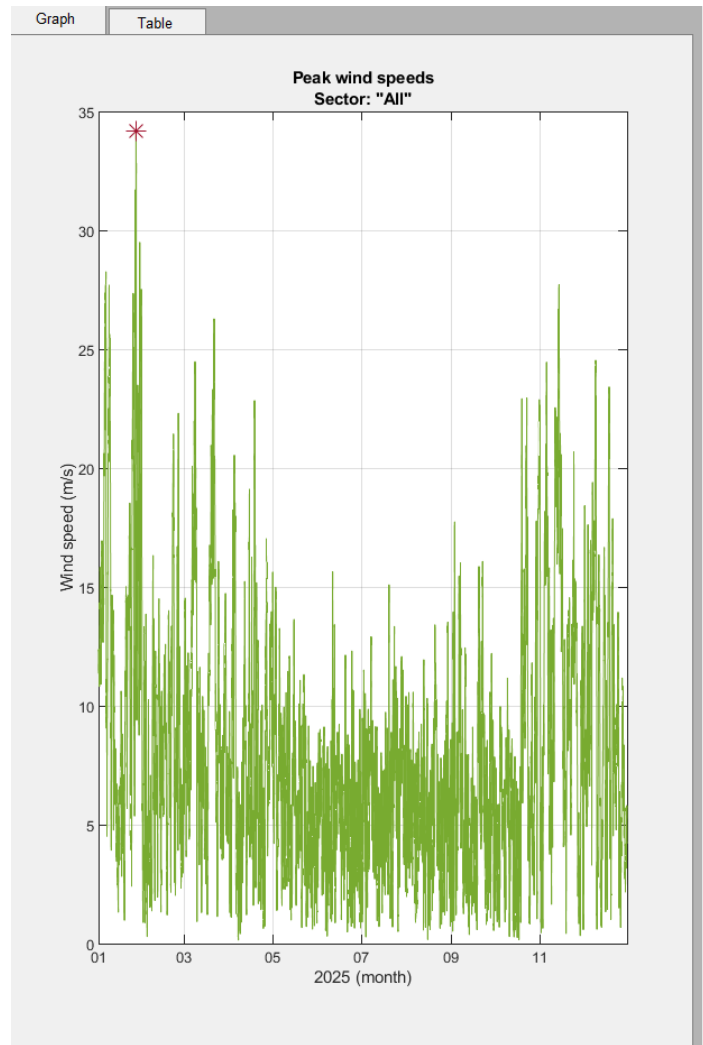


Ilustración 38: Valores de viento de 2025 en el emplazamiento [20].

En la Ilustración 38 se pueden apreciar los valores de viento para la serie temporal horaria de 2025 a una altura de 100 m. El valor máximo de viento se corresponde con el mes de febrero. Se alcanzó un valor ligeramente por debajo de los 35 m/s (<44 m/s de la IEC II). Para la mayor velocidad en 50 años el programa simula un valor, con posibilidad de usar distintos modelos, siendo el máximo de todos de 48,97m/s (<59,5 m/s de la IEC II). Por tanto, se opta por una turbina con adecuación estructural IEC II como la óptima, pues se queda por debajo de todos los valores umbral vistos en la Tabla 2.

Analizando posibles aerogeneradores, se decide optar por el Gamesa G128 5.0 MW Class IIA. Este modelo de aerogenerador tiene una potencia nominal de 5.0 MW, y es de clase IEC II, que indica que se adapta a las circunstancias del emplazamiento, por lo que no será ningún problema.

El modelo en cuestión posee las siguientes características técnicas:

General	
Name	Gamesa G128 5.0MW Class IIA
Manufacturer	Gamesa
Hub Height (m)	95

Power		Wind Speed Control Strategies	
Rated Power (kW)	5000	Cut-in Wind Speed (m/s)	3
Peak Power (kW)	5000	Cut-out Wind Speed (m/s)	30
Power Regulation Type	Pitch	Restart Wind Speed (m/s)	30
Voltage (V)	690	Stop Wind Speed (m/s)	3

Rotor		Temperature Control Strategies	
Rotor diameter (m)	128	Low Temperature Shutdown (°C)	-20
Number of blades	3	Low Temperature Restart (°C)	-20
Rated RPM	11.84	High Temperature Shutdown (°C)	40
Rotor tilt (°)	6	High Temperature Restart (°C)	40
Speed Regulation Type	Variable		

Ilustración 39: Hoja de características I de la turbina Gamesa G128 5.0 MW [20].

La Ilustración 39 se corresponde con la ficha técnica del modelo en cuestión obtenida en Furow. Como podemos apreciar, su rango de generación eléctrica se extiende desde los 3 m/s hasta los 30 m/s. Su temperatura operativa puede oscilar desde los -20 °C hasta los 40 °C, por lo que se adapta a las condiciones climatológicas. También es importante considerar el diámetro del rotor para el posterior *micro-siting* (optimización de la producción energética

según todas las restricciones del emplazamiento) y el área barrida para calcular la energía que produce posteriormente.

Por otro lado, en esta Ilustración 39 se aprecia cómo el *hub height* (altura del buje) se puede encontrar a distintas alturas bajo pedido. En nuestro caso se escogería el modelo de 95 m de altura, pues es a la altura más cercana a la que se ha analizado el recurso eólico anteriormente y a la altura a la que se puede descargar la serie temporal de datos en Furow.

Properties	Turbine Class	Power Curve	Thrust Curve
Turbine Class	II		
Turbine SubClass	A		
Certification	IEC 3rd Edition Amendment		

Ilustración 40: Hoja de características II de la turbina Gamesa G128 5.0 MW [20].

En la Ilustración 40 se muestra la clase estructural de la turbina seleccionada.

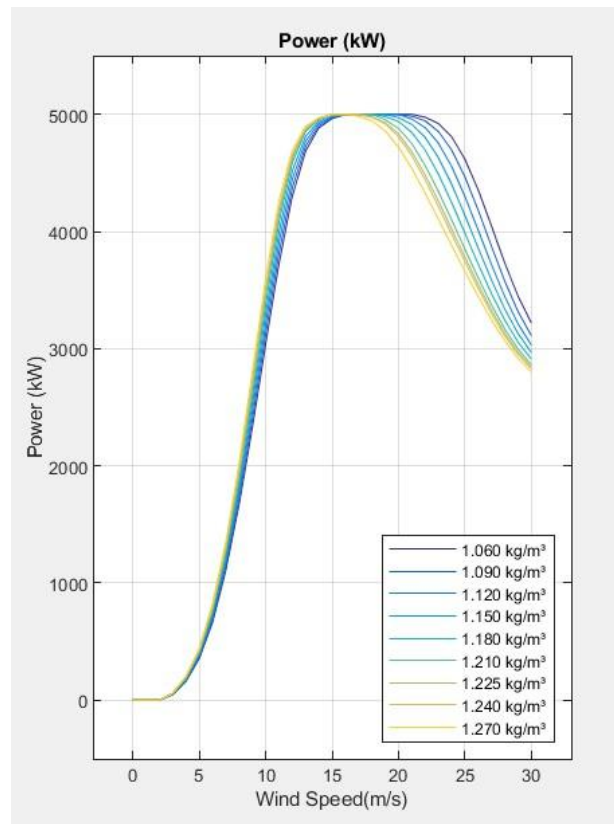


Ilustración 41: Curva de potencia de la turbina Gamesa G128 5.0 MW [20].

La Ilustración 41 muestra la curva de potencia que tendrá el aerogenerador según la densidad del aire. En el emplazamiento seleccionado, al estar a una altitud media de 1600m, esta será ligeramente inferior a la considerada media, $1,225 \frac{kg}{m^3}$.

3.3 MICRO-SITING

Durante este apartado se realizará la elección del número de generadores, así como su posición para evitar pérdidas por estela y maximizar la generación.

Para llevar a cabo la organización y orientación de los aerogeneradores se utilizará el software **Furow**. Este software será muy útil, pues insertando los datos de viento correspondientes será capaz de predecir potenciales pérdidas y simular el parque en su totalidad con un alto nivel de detalle.

3.3.1 DATOS EN FUROW

Para llevar a cabo una simulación realista es necesario introducir datos de viento representativos. Por ello, se han utilizado datos reales de viento provenientes del análisis meteorológico ERA5, desarrollado por el European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) en el programa Copernicus Climate Change Service (C3S) [21].

ERA5 proporciona datos de viento para una altura determinada. Los datos de viento de una ubicación se componen de su velocidad media y su dirección, en una serie temporal con datos para cada hora del año. En este caso se elegirá una altura de viento de 100 m, la más cercana posible a los 95 m escogidos para el modelo del aerogenerador. Asimismo, se elegirá la serie temporal de datos correspondientes al año 2025, lo que proporcionará una información completa del recurso eólico. Por otro lado, se requieren unas coordenadas concretas con las que se puedan realizar los cálculos, por lo que se ha optado por introducir las coordenadas del punto medio del parque.

Las coordenadas del punto en cuestión son:

- 43°05'52.4"N
- 3°45'19.8"W



Ilustración 42: Visualización gráfica del punto de referencia eólico [14].

Los datos de ERA5 presentan una limitación por su resolución espacial de 31 km [21]. Es importante tener en cuenta que el emplazamiento se encuentra en la parte más alta de las montañas de la zona, donde el comportamiento del viento es notablemente diferente del de un entorno llano situado a una distancia de 31 km. Para solucionar el problema de la resolución espacial, se ha realizado una leve corrección utilizando como referencia el Global Wind Atlas [15] y el Mapa Eólico Ibérico [19]. Gracias a este factor de escala empleado sobre la velocidad media, se consigue que los datos sean similares y representativos del recurso eólico del emplazamiento. La serie temporal de los datos con los que se simulará la producción energética será la correspondiente a la Ilustración 38: Valores de viento de 2025 en el emplazamiento .

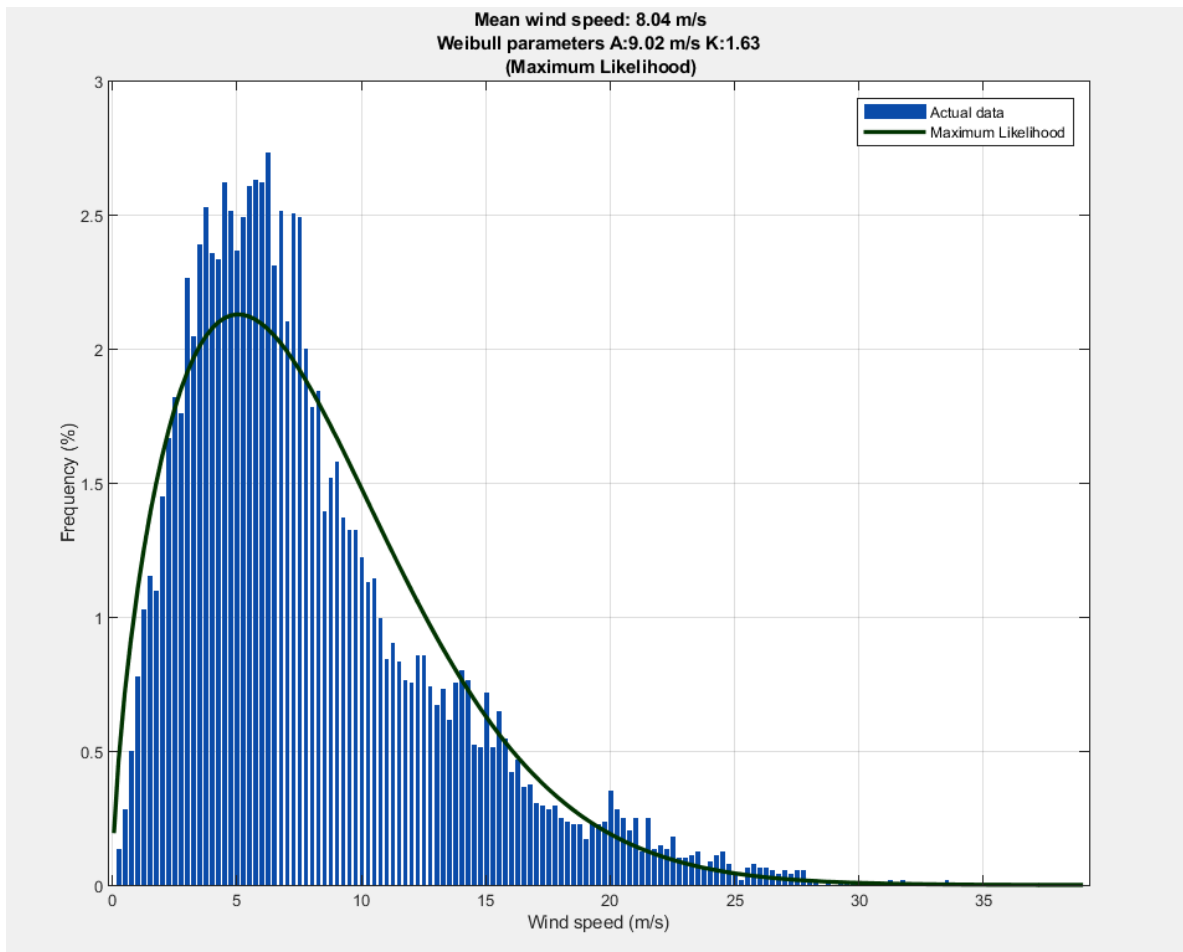


Ilustración 43: Distribución de Weibull de ERA-5 en Furow [20].

La Ilustración 43 y la Ilustración 44 muestran los datos de viento con los que se realizará la simulación de la producción energética del parque. Ambos concuerdan con los datos obtenidos anteriormente en la Ilustración 37: Distribución de Weibull del emplazamiento y la Ilustración 37: Distribución de Weibull del emplazamiento Ilustración 31: Rosa de los vientos según frecuencia , aunque varían ligeramente al provenir de fuentes distintas.

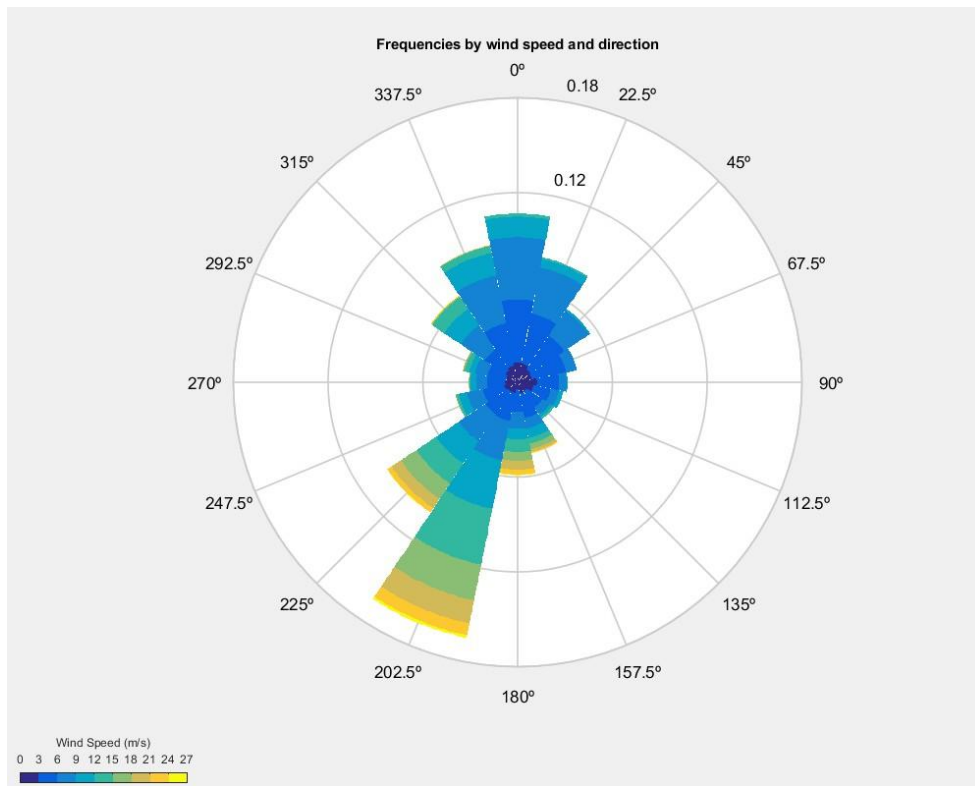


Ilustración 44: Rosa de los vientos de ERA-5 en Furow [20].

3.3.2 LAYOUT DEL PARQUE EÓLICO

Uno de los mayores retos en cuanto a la optimización y eficiencia a la hora de establecer un parque eólico es colocar sus turbinas en puntos estratégicos, para así extraer la mayor energía posible del viento. En este apartado se buscará maximizar la energía producida teniendo en cuenta tanto el efecto estela como los valores de dirección y velocidad del viento. Para evitar el efecto estela, debe haber una distancia de al menos tres diámetros entre aquellas turbinas que no se encuentren alineadas con la dirección principal del viento, y una distancia de 8 diámetros para aquellas que sí se encuentren alineadas con la dirección principal del viento. En el caso en cuestión, se tomará como dirección principal la correspondiente a los vientos de 202,5°, como se puede observar en la Ilustración 44.

Por ello, se ha seleccionado cuidadosamente una ubicación en Google Earth para cada una de las turbinas a lo largo de toda la longitud del emplazamiento:

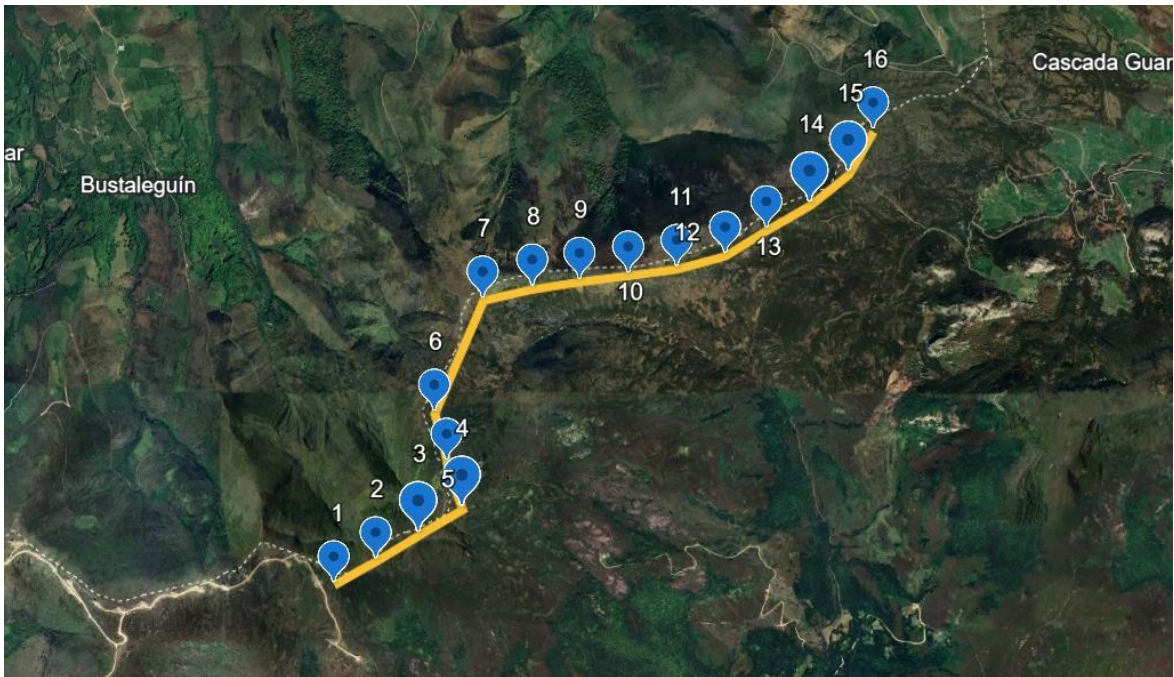


Ilustración 45: Ubicación de los aerogeneradores en el emplazamiento [14].

El diámetro de la turbina escogida es $D=128$ m, por lo que deberá haber al menos:

- $8D = 1024$ m, para turbinas alineadas con la dirección principal del viento.
- $3D = 384$ m, para turbinas no alineadas.

Se ha utilizado el criterio de los $3D$ para todas las turbinas, excepto para la distancia entre las turbinas 6 y 7, que se encuentran totalmente alineadas con la dirección principal del viento y se ha decidido dejar un espacio de 8 diámetros.

3.3.3 SIMULACIÓN EN FUROW

Finalmente, tras haber descargado los datos correspondientes, se procede a simular el parque para ver los resultados. Antes de ello, se ha descargado el mapa de la zona con relieve, así como la posición exacta de cada una de las turbinas. Con todo ello queda el mapa resultante en la Ilustración 46

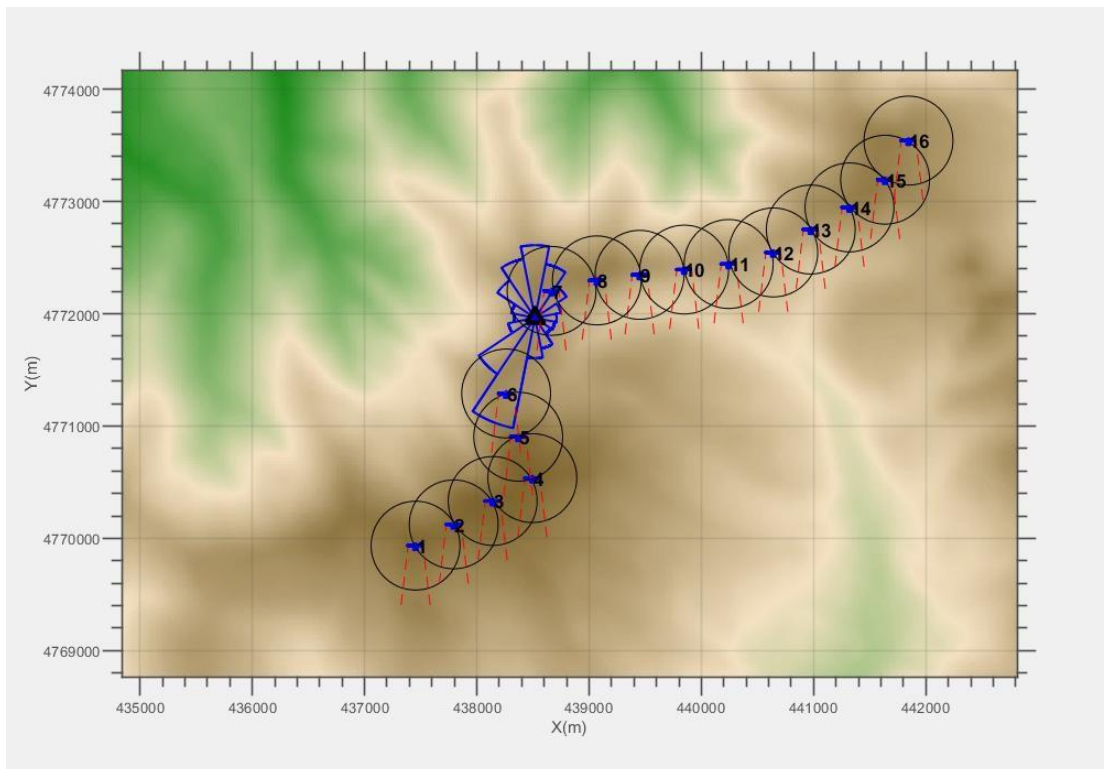


Ilustración 46: Mapa en Furow del emplazamiento [20].

Esta ilustración muestra la ubicación exacta de las 16 turbinas que conformarán el parque, así como el punto medio a partir del cual se descargó la serie temporal del recurso eólico.

Para realizar una simulación más realista, se han tomado unas pérdidas estimadas en el parque para determinar de forma realista cual es la energía que producirá.

Wind Farm Object

Conditions and Energy Losses | Sector management

Conditions

Minimum Turbine Separation Distance: Number of rotor diameters

Unavailability losses		Turbine Performance losses	
Wind Turbine	<input type="text" value="2"/> %	Power curve adjustment	<input type="text" value="1"/> %
Collection system	<input type="text" value="0.5"/> %	High Wind Control Hysteresis	<input type="text" value="1"/> %
Substation	<input type="text" value="0.5"/> %	Wind Shear	<input type="text" value="0.5"/> %
Utility grid	<input type="text" value="1"/> %	Inflow Angle	<input type="text" value="0"/> %
Other	<input type="text" value="0"/> %	Yaw Misalignment	<input type="text" value="0.5"/> %
Total	3.9478 %	Total	2.9676 %

Electrical losses		Environmental losses	
Wind Turbine Transformer	<input type="text" value="1"/> %	Blade Degradation	<input type="text" value="1"/> %
Collection system	<input type="text" value="1.5"/> %	Blade Icing	<input type="text" value="0"/> %
Substation	<input type="text" value="0.5"/> %	Low Temperature Shutdown	<input type="text" value="0.25"/> %
Transmission line	<input type="text" value="0.5"/> %	High Temperature Shutdown	<input type="text" value="0.25"/> %
Power consumption in idling	<input type="text" value="0.2"/> %	Other	<input type="text" value="0"/> %
Other	<input type="text" value="0"/> %	Total	1.4944 %
Total	3.6508 %		

Ilustración 47: Pérdidas energéticas en el parque [20].

Como se aprecia en la Ilustración 47, las pérdidas de potencia se dividen en 4 grupos principales:

1. Pérdidas de disponibilidad (4%). Incluye las pérdidas por la energía no generada en momentos de parada o fallo operativo en los aerogeneradores (2%), el sistema colector (0,5%), la subestación (0,5%) o la red (1%).
2. Pérdidas eléctricas (3,7%). Abarca las pérdidas por el transformador de la turbina (1%), en el sistema colector (1,5%), la línea de transmisión de potencia (0,5%), así como las pérdidas eléctricas en la subestación (0,5%) y los consumos auxiliares de la energía generada (0,2%).
3. Pérdidas por rendimiento de la turbina (3%). Incluye el ajuste de la curva de potencia (1%), control de histéresis a altas velocidades de viento (1%), cizalladura del viento (0,5%) y por desalineación de guiñada (0,5%).

- Pérdidas ambientales (1,5%). Se refiere a la degradación de las palas (1%) y por parada a alta y baja temperatura (0,25% cada una).

3.3.3.1 Resultados de la simulación

Una vez introducida toda la información pertinente, se procede a simular el parque. La velocidad media del emplazamiento con la que se va a calcular es la que se muestra en la Ilustración 48.

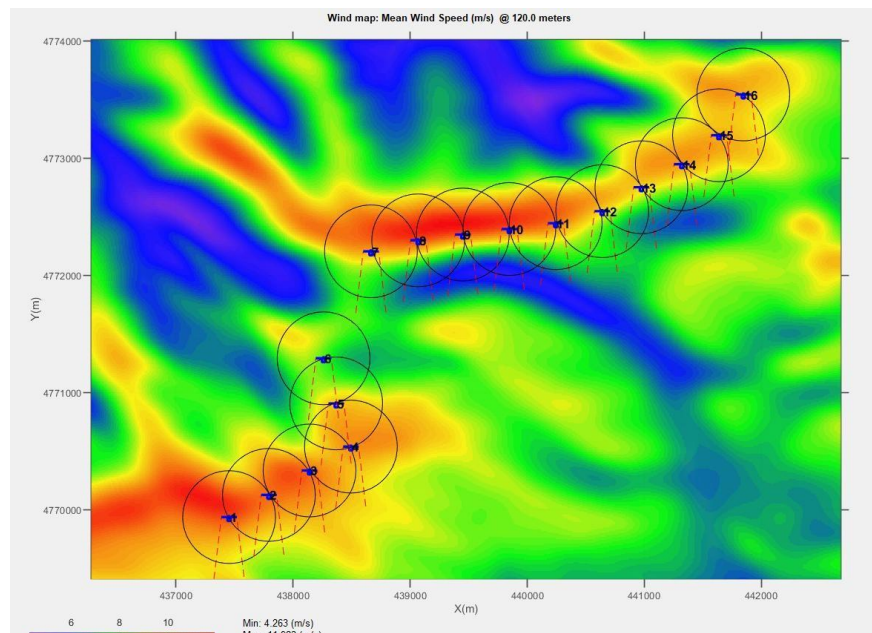


Ilustración 48: Velocidad media del viento de forma gráfica [20].

A continuación, se muestra en la Ilustración 49 el resumen de los resultados, algunos de los cuales se irán comentando de forma más detallada en la presente sección.

Wind Farm	New Wind Farm
Total Capacity Installed [MW]	80.000
Number of turbines	16
Ideal Yield [MWh]	277494.0
Topographic Efficiency [%]	118.9553
Gross Yield [MWh]	330093.8
Gross Capacity factor [%]	47.1024
Gross Full load hours [h]	4126.17
Array Efficiency [%]	94.5182
Array Yield [MWh]	311998.9
WSM Efficiency [%]	100.0000
Net Efficiency [%]	88.4572
Net Yield [MWh]	275985.4
Net Capacity Factor [%]	39.3815
Net Full load hours [h]	3449.82

Ilustración 49: Resumen de los resultados de la simulación [20].

El parque se compone de 16 aerogeneradores, cada uno de ellos de 5 MW, por lo que la potencia total instalada es de 80 MW. Los resultados obtenidos indican que, teniendo en cuenta el recurso eólico descargado y la curva de potencia de los aerogeneradores, y sin contar las pérdidas, se producirían 277.494 MWh.

A este valor se le aplica un factor de corrección asociado a la eficiencia topográfica del terreno. Esto se debe a que el emplazamiento se encuentra en la cumbre de las montañas, donde la topografía favorece la aceleración del viento al pasar sobre las lomas, siendo el valor de la eficiencia topográfica de 118,9553%. Esto resulta en una producción de energía bruta de 330.093,8 MWh en el año 2025. En consecuencia, el factor de capacidad bruto es de 47,1024%, y las horas equivalentes brutas de funcionamiento a plena carga ascienden a 4.126,17 h.

Por otro lado, el programa también calcula la eficiencia por estela, cuyo valor es de un 94,5182%. Al tener en cuenta este efecto, la producción del parque pasa a ser de 311.998,9 MWh (casi 20 GWh en pérdidas por estela). Finalmente, al considerar también el conjunto

de pérdidas del parque queda una energía neta de 275.985,4 MWh, con un factor de capacidad neto de 39,3815% y unas horas equivalentes netas de funcionamiento a plena carga de 3.449,82h.

Para evaluar si el layout (distribución de los aerogeneradores) es el óptimo, se pretende analizar los resultados de las pérdidas por estela de forma más aislada y en detalle.

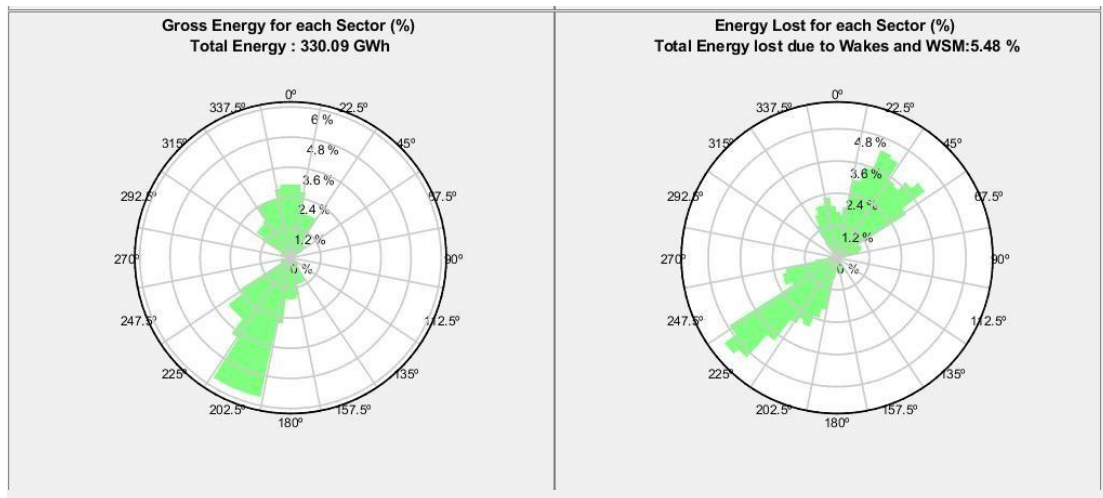


Ilustración 50: Generación y pérdidas por estela según la dirección del viento [20].

En la Ilustración 50 se representa la generación y las pérdidas por estela en función de la dirección del viento. Estas pérdidas se producen en gran medida si el viento incide desde los 225°. Esto concuerda con el layout, pues justo en esa dirección se encuentran alineadas las turbinas en el flanco sur del emplazamiento (1-4), y las de la cara norte (7-16). A medida que el viento avanza en esa dirección, va reduciendo su velocidad.

Del mismo modo, la segunda dirección con mayor porcentaje de pérdidas es la de los 30°, siendo aproximadamente el sentido opuesto a la dirección de 225°. Esto se debe a la estela acumulada a lo largo de los aerogeneradores del flanco norte (7-16) y su impacto en los del flanco sur (1-4) cuando el viento incide con aproximadamente 30°. Cabe destacar de forma importante que, en la dirección energética predominante, que correspondía a los 202,5°, se han evitado las pérdidas de una forma importante, algo estratégico, pues suponía la dirección principal de la obtención de energía. El valor de 5,48% de pérdidas por estela y que, además,

la dirección en la que se provocan las máximas pérdidas sea de poca relevancia energética nos indica una buena elección de distancias entre turbinas.

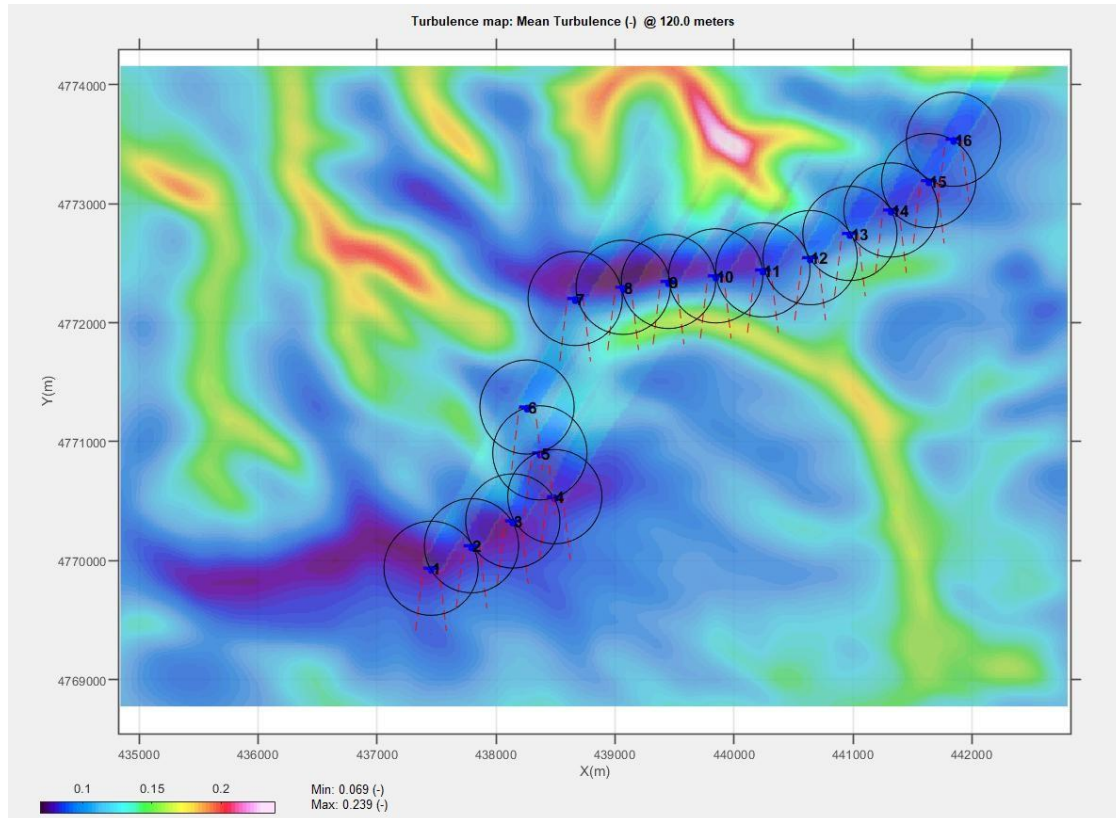


Ilustración 51: Mapa gráfico de turbulencias [20].

La Ilustración 51 muestra el mapa de turbulencias de la zona. Este mapa de turbulencias se ha calculado para una altura de 120 m al ser la altura posible por Furow, y con la dirección del viento en la dirección predominante. En él se puede apreciar cómo la estela (color azul claro a la salida del viento de los aerogeneradores) que dejan unas turbinas sobre otras es muy limitada.

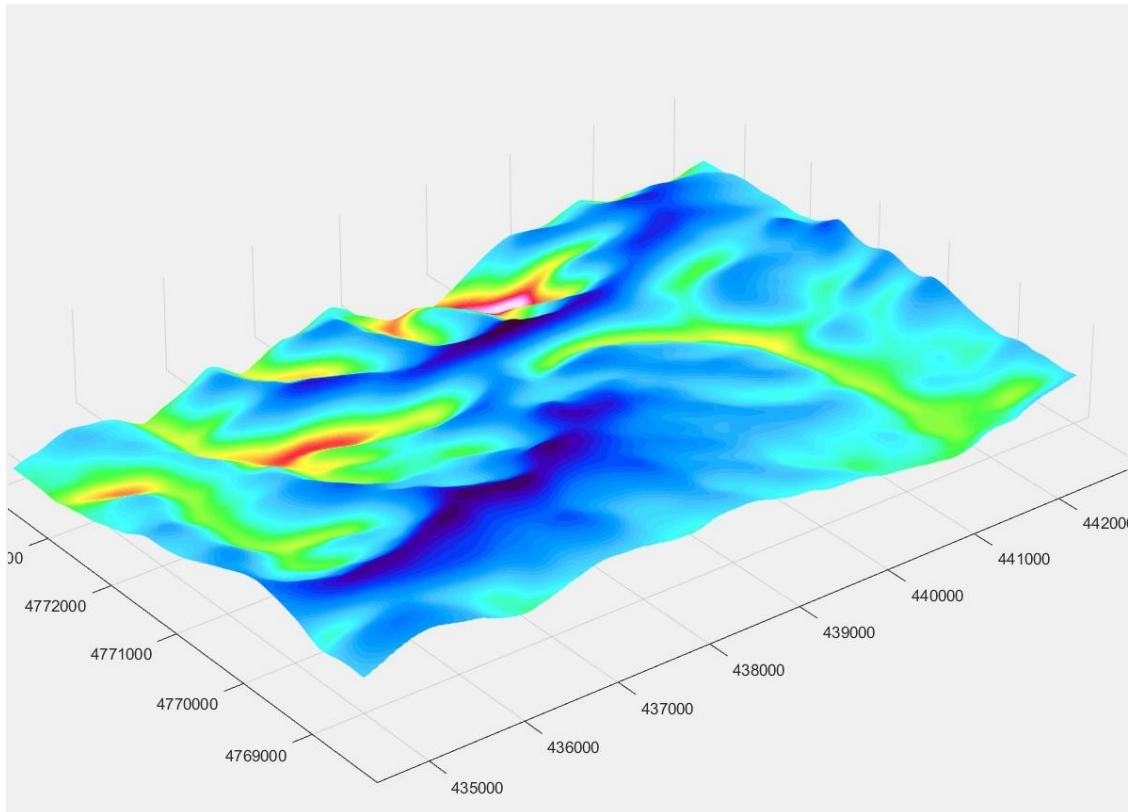


Ilustración 52: Mapa gráfico de turbulencias en 3D [20].

Por otro lado, la Ilustración 52 muestra las turbulencias en 3D a altura de 120 m. Aquí se puede apreciar especialmente el efecto de la eficiencia topográfica. Los vientos tienen unos incrementos de turbulencias en los valles, que propician una leve aceleración de los mismos de la que luego se obtiene energía.

El software utilizado, Furow, permite también ver la curva de potencia media del emplazamiento según la velocidad y la dirección del viento.

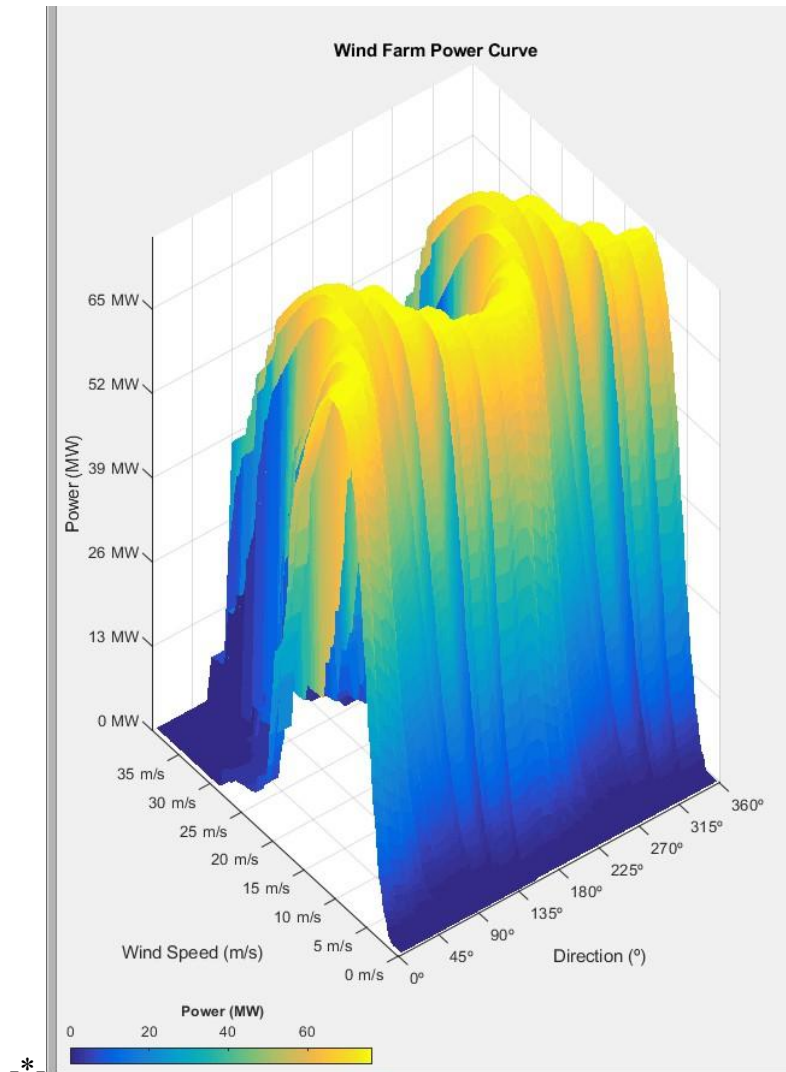


Ilustración 53: Curva de potencia del emplazamiento según velocidad y dirección [20].

Como se puede observar en la Ilustración 53, la potencia generada depende de la velocidad de forma no lineal como se vio anteriormente cuando se introdujo el concepto de Factor de capacidad. Por otro lado, se puede observar cómo las direcciones con más generación (200° aproximadamente) son también las más afectadas, pues el parque opera durante más horas y con mayor carga en esas direcciones, lo que intensifica la interacción aerodinámica entre los aerogeneradores y, por tanto, las pérdidas asociadas al efecto estela.

En cuanto a las horas de generación durante el día, hay un patrón que se repite en los resultados, mostrado en la Ilustración 54.

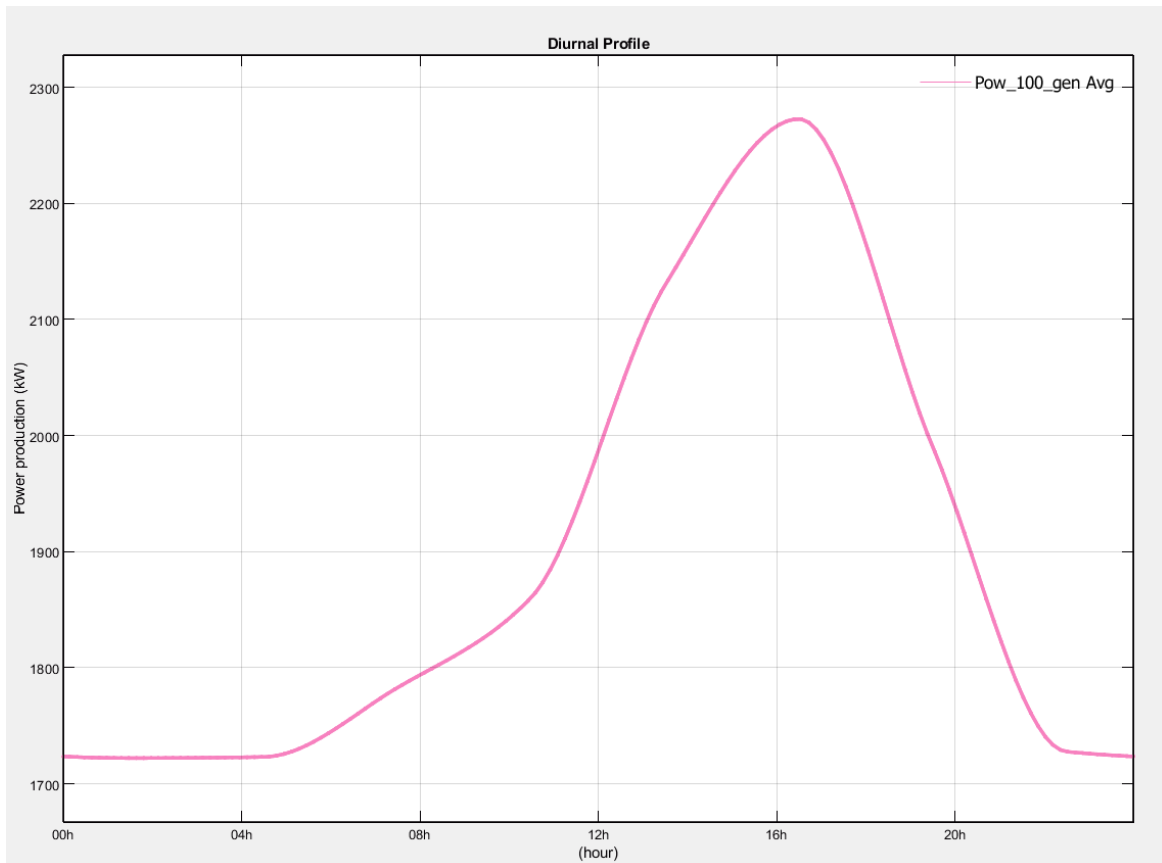


Ilustración 54: Generación media en función de la hora del día en las coordenadas seleccionadas por turbina [20].

La Ilustración 54 muestra el perfil horario medio de generación asociado a las coordenadas seleccionadas. Los momentos del día de mayor generación se producen desde las 12 h hasta las 20 h, con un pico claramente hacia las 16 h, cerca de los 2,3 MW por turbina. Esto será fundamental a la hora de decidir la estrategia de operación de los sistemas de baterías que se instalarán. Durante el resto del día se produce de una forma muy estable, en torno a los 1,75 MW, lo que indica que no existe una gran diferencia de generación entre las distintas horas del día, con una oscilación máxima del 32%.

Asimismo, se ha podido obtener la producción media que se da en cada mes del año, mostrada en la Ilustración 55. Aquí se puede apreciar una diferencia significativa según la estación del año. En los meses de verano, la generación disminuye considerablemente con respecto al invierno. En junio se alcanza una media de producción de aproximadamente 0,75 MW, mientras que en noviembre toma un valor máximo de 3,25 MW. Esto supone un incremento del 333%. Por lo general, los meses de primavera y otoño son etapas de transición entre ambas épocas.

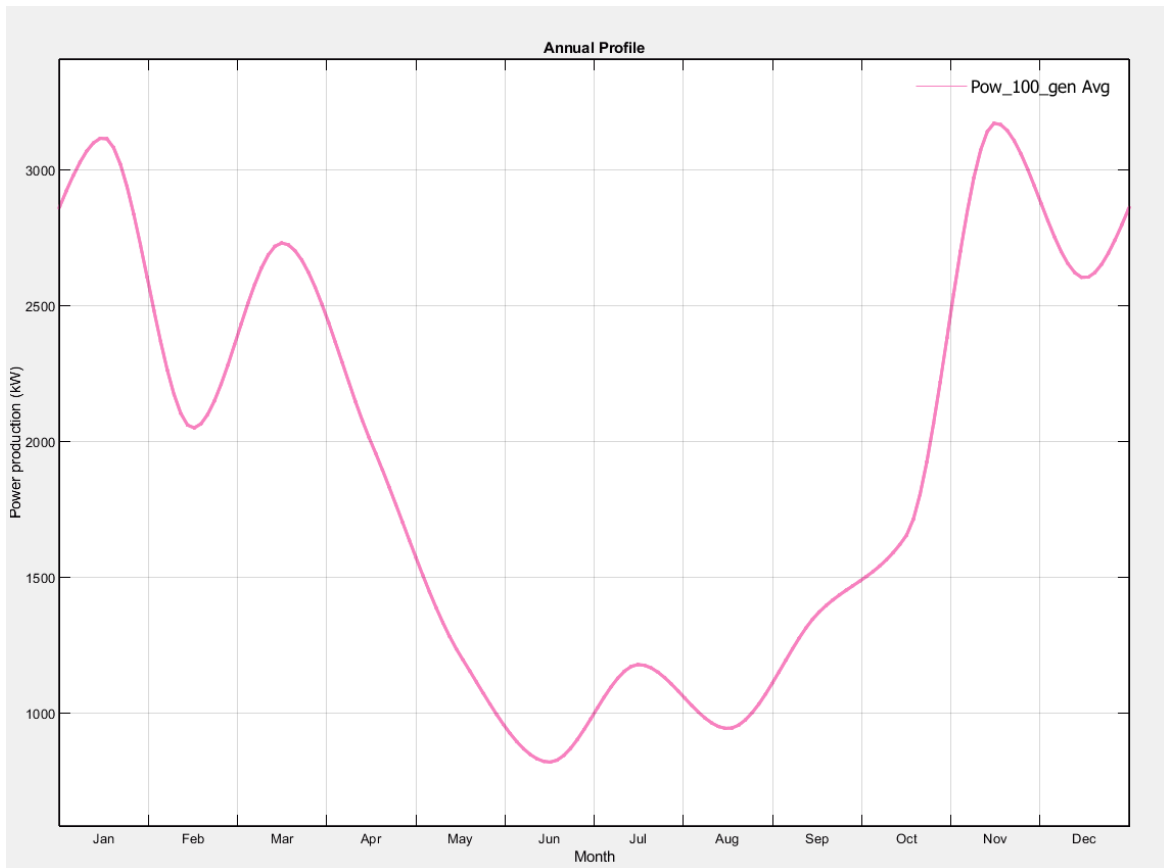


Ilustración 55: Potencia media producida según el mes del año por turbina [20].

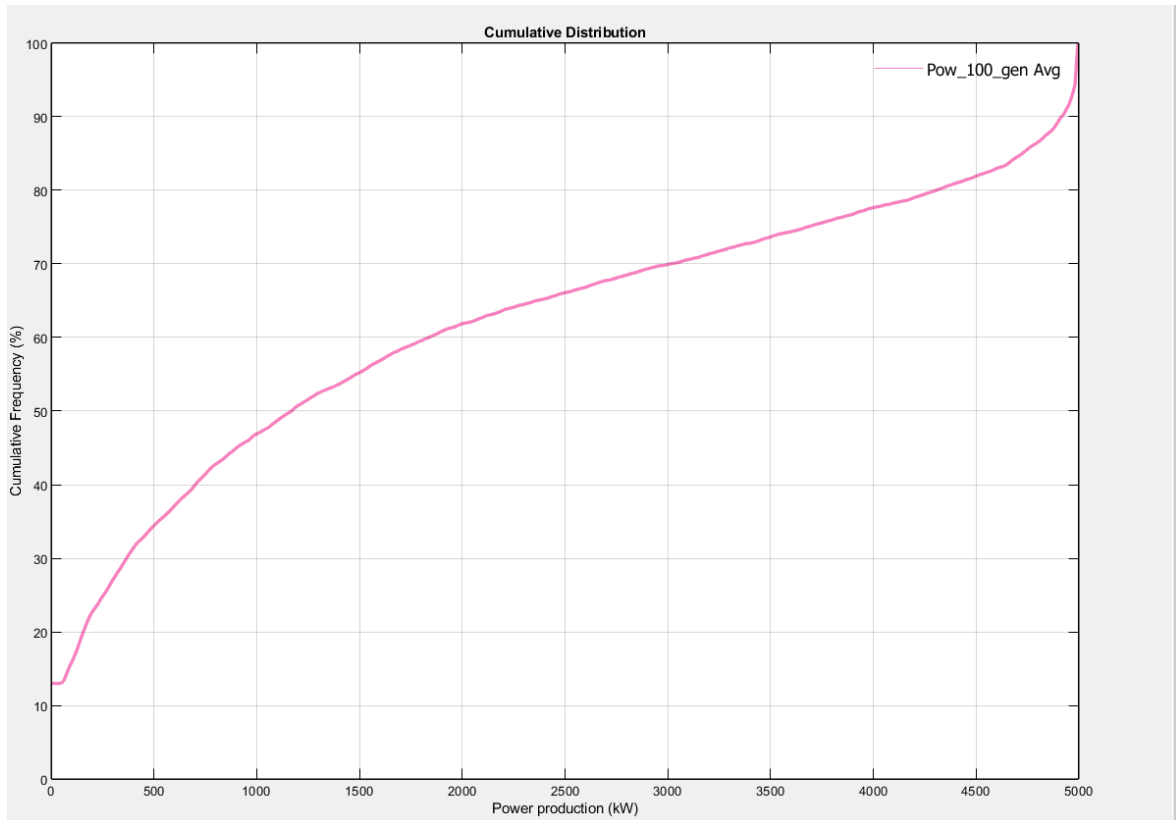


Ilustración 56: Distribución acumulada de generación por turbina [20].

La Ilustración 56 refleja el porcentaje de tiempo en el que una turbina se encuentra operando en sus diferentes niveles de generación. En ella se puede ver cómo la producción supera los 4,5 MW el 8% del tiempo, situándose en el punto nominal 8% del tiempo, siendo aproximadamente 700,8 h/año. Este valor resulta bastante favorable, e indica que no parece existir una limitación excesiva por potencia nominal. El gráfico también demuestra una elevada presencia en regímenes de producción de baja potencia, mientras que una presencia moderada en los valores medios de producción. Esto muestra periodos de producción variados, con intervalos en los que los aerogeneradores aprovechan de forma óptima el recurso disponible.

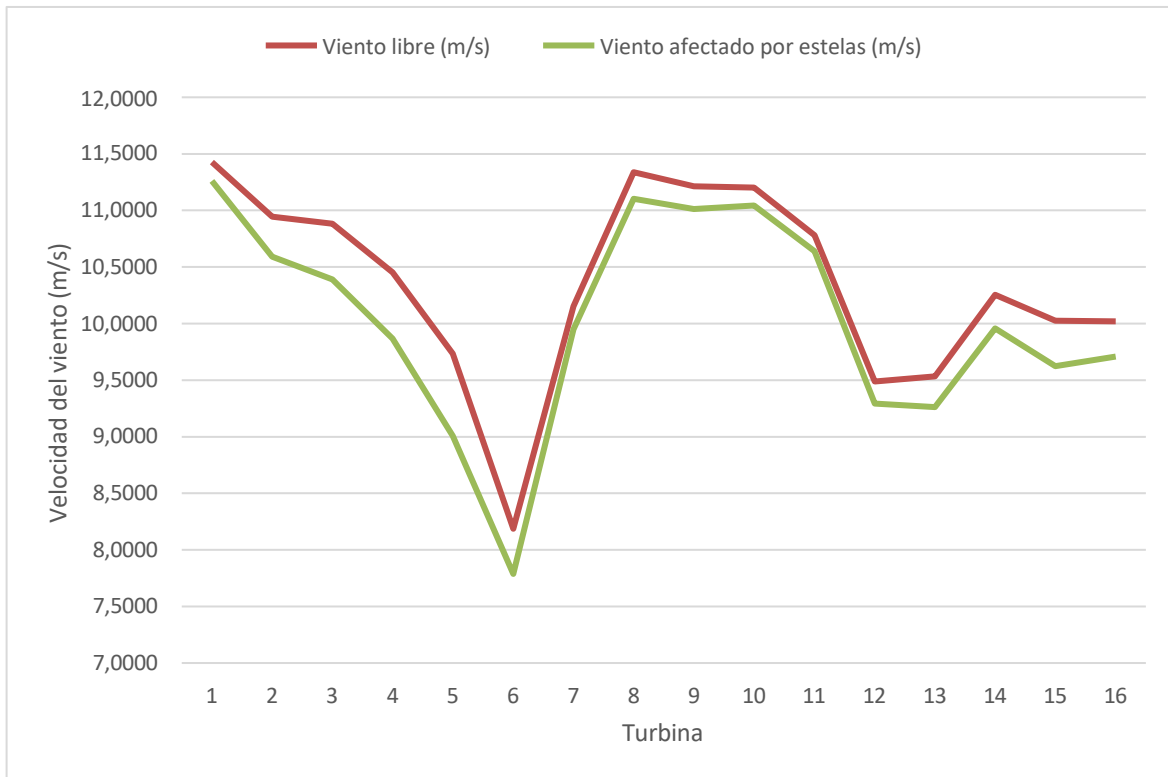


Ilustración 57: Comparación viento libre con viento afectado por estelas

La Ilustración 57 muestra la velocidad media en cada turbina si no existieran efecto por estela (en color rojo) y la velocidad media real contando el efecto por estelas (en color verde). En todas las turbinas se puede apreciar una ligera disminución en la velocidad por los efectos de las estelas, que conllevará una pérdida de la energía cinética, y por ende, de la energía aprovechable. Asimismo, ambas curvas siguen un patrón relativamente similar, lo que muestra que todas las turbinas se ven afectadas de forma homogénea por este efecto, y no hay ninguna claramente desfavorecida por una ubicación inadecuada.

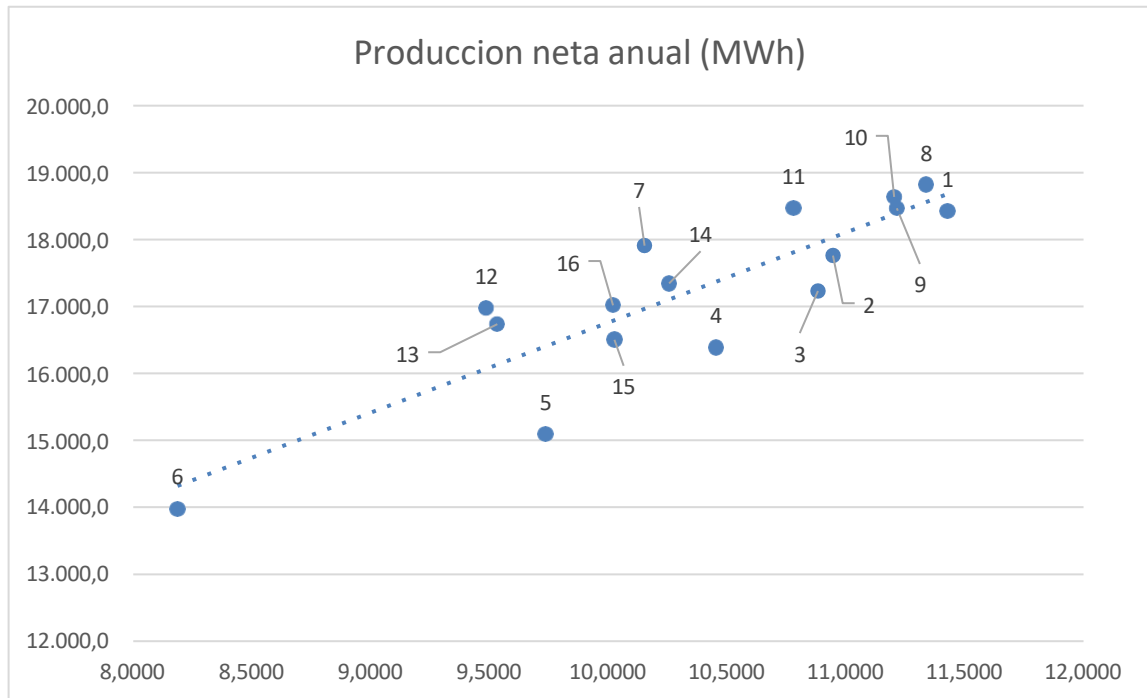


Ilustración 58: Producción de energía por número de turbina según la velocidad del viento

La Ilustración 58 muestra la producción neta del año 2025 de cada turbina. En el eje vertical se encuentra la producción neta anual, expresada en MWh, mientras que en el eje horizontal, se muestra la velocidad media del viento libre, expresada en m/s. Se puede apreciar de forma evidente una correlación directa entre ambos factores. A medida que aumenta la velocidad, aumenta la producción energética.

No obstante, algunos puntos se separan de la tendencia general esperable. Estos valores que se separan mucho de la línea de tendencia que podría unir los puntos, se deben a la influencia de las estelas. Aquellos con mayores variaciones en el viento se encuentran por debajo de dicha línea de tendencia, como la turbina 5. Mientras que otras turbinas, con menores variaciones de viento por estelas, como la 11 o la 7 se encuentran por encima de ella.

Capítulo 4. SISTEMAS BESS Y ESTRATEGIA DE OPERACIÓN

La integración de los sistemas de almacenamiento energético mediante BESS ofrece una flexibilidad operativa muy relevante para las instalaciones renovables, como se comentó en el apartado Capítulo 1. . La energía eólica presenta ciertas limitaciones, debido al origen de su recurso, ya que puede ser que durante un momento dado sea elevado, pero en otros momentos inexistente. Esto genera que sea de carácter no gestionable, y una dependencia total del viento. Sin embargo, con BESS se puede realizar un desplazamiento temporal de la energía, cargando en horas en las que sea menos rentable vender, y descargando en las que sea más rentable, con la idea de aumentar el valor económico de la explotación. Por todo esto, durante el presente capítulo se analizará una posible integración de BESS en el parque estudiado, realizando un análisis de sensibilidad con tres posibles opciones de baterías. Se evaluará su impacto sobre la rentabilidad del parque, estableciendo una estrategia basada únicamente en el arbitraje energético, es decir, cargando las baterías cuando la electricidad cotiza a precios bajos, y descargando a precios altos.

Para llevar a cabo esta evaluación se utilizarán los resultados obtenidos en el capítulo 3.3.3 Simulación en F. A partir de estos resultados, se confeccionarán los pertinentes cálculos económicos para evaluar finalmente la rentabilidad de cada opción de baterías, y escoger la más rentable.

4.1 *FUNCIONAMIENTO DEL PRECIO DE LA ELECTRICIDAD*

El precio de la electricidad no es constante durante todo el día, sino que va variando según la hora, y la cantidad de oferta y demanda existentes. El mercado eléctrico debe estar constantemente equilibrado, casando en todo momento la oferta con la demandada.

El coste de la electricidad varía de forma relativamente sencilla. Funciona mediante la superposición de las distintas tecnologías que se van añadiendo para cubrir toda la demanda, entrando en primer lugar las tecnologías con menores costes marginales que estén disponibles (solar, eólica...). Según aumenta la demanda, y las tecnologías más baratas no son suficientes para cubrirla, se superponen otras tecnologías, cada vez más caras (nuclear, ciclo combinado), determinando así el precio de la electricidad aquella que se añade la última. Por ello, durante el día se producen valles y picos de precio, que van unidos a la mayor demanda del momento, ya sea porque es una hora punta en la que mucha gente está consumiendo energía, o ya sea por una menor oferta, como podría ser que estuviera nublado en gran parte de España y no hubiera viento, provocando que entren a producir otras tecnologías más caras. Esta variabilidad horaria es lo que da importancia a los BESS, pues pueden cargarse de energía cuando el precio se encuentra en un valle, y descargarla cuando se encuentre en un pico. En consecuencia, resulta de gran interés para la explotación analizar un perfil medio horario del precio de la electricidad.

4.2 COMPARACIÓN PRECIO MEDIO HORARIO DE LA ELECTRICIDAD Y PRODUCCIÓN MEDIA DEL PARQUE

Con el fin de elaborar una estrategia se ha optado por comparar la producción media diaria del parque por hora del año 2025 con el precio medio de la electricidad por hora del 2025, en España. Se puede acceder al precio medio de la electricidad fácilmente mediante la página del OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) [24]. En ella se publican los precios por hora para cada día del año. Por ello, se ha recopilado información a partir de estos datos para elaborar de forma propia un precio medio de la electricidad por hora para el año 2025. Debido a la complejidad que supone el manejo de datos correspondiente a un precio para cada hora para cada día del año (supondrían $24 \times 365 = 8760$ precios) se ha decidido reducir la muestra sin comprometer su autenticidad. Se ha simplificado la muestra a únicamente los siete primeros días de cada mes (1-7), obteniendo así $7 \times 12 \times 24 = 2016$ precios, y abarcando una muestra de 84 días del año, lo suficientemente extensa como para tomar los valores que obtengamos como estadísticamente representativos. No obstante, se ha querido comprobar la veracidad de la muestra. El precio medio para todo el año, obtenido en el informe anual del OMIE [24], es de 65,28 €/MWh, mientras que el precio medio obtenido de la muestra en cuestión, realizando el promedio entre todas las horas, es de 63,93 €/MWh. Esto supone una diferencia relativa entre ambos valores de un 2,1%, lo que nos indica que la muestra cuenta con una aproximación representativa de los datos reales.

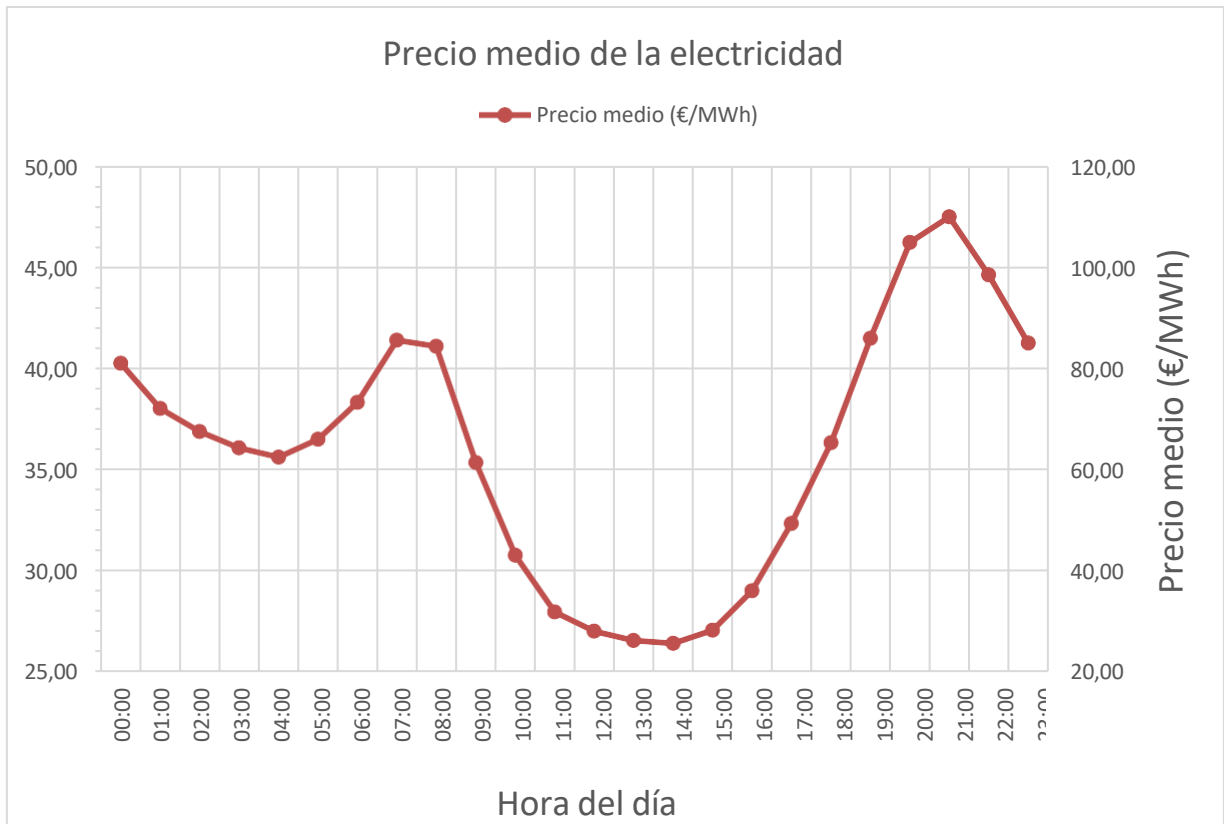


Ilustración 59: Precio medio de la electricidad según la hora del día del año 2025

La Ilustración 59: Precio medio de la electricidad según la hora del día representa el precio medio de la electricidad según la hora del día de la muestra en cuestión, con datos de los días 1-7 de cada mes. Como se puede apreciar se repite dos veces el mismo patrón de alcanzar un pico y formar un valle, hasta el siguiente pico. El primer valle ocurre desde las 21:00 h, cuando alcanza un máximo absoluto la electricidad, con un precio de 109,99 €/MWh. Desde tal hora, el precio comienza a disminuir hasta las 4:00 h, cuando alcanza el fondo del primer valle, ajustándose la electricidad a un precio de 62,40 €/MWh. Tras esto, el precio aumenta desde las 4:00 hasta las 7:00 h, cuando se da un máximo relativo, alcanzando un valor de 85,52 €/MWh. Desde esa hora empieza a reducirse, de forma rápida, hasta tocar el mínimo absoluto del día a las 14:00 h, cuando toma un valor de 25,49 €/MWh. Una vez ya ha tocado este mínimo absoluto, el precio comienza a aumentar, hasta las 21:00 h, llegando de nuevo al máximo absoluto del día, cerrándose así el ciclo.

A continuación, se muestran en la Tabla 3 los valores discretos para cada hora del día. Además, se ha incluido el valor medio, mediana, así como los percentiles 25 y 75.

Tabla 3: Precio medio de la electricidad según hora

Hora	Precio medio (€/MWh)
00:00	80,96
01:00	72,05
02:00	67,46
03:00	64,19
04:00	62,40
05:00	65,91
06:00	73,24
07:00	85,52
08:00	84,35
09:00	61,33
10:00	42,98
11:00	31,72
12:00	27,93
13:00	26,09
14:00	25,49
15:00	28,07
16:00	35,89
17:00	49,22
18:00	65,22
19:00	85,96
20:00	104,89
21:00	109,99
22:00	98,49
23:00	84,97
Precio medio	63,93
Percentil 25	41,21
Mediana (P50)	65,57
Percentil 75	84,51
Precio mínimo	25,49
Precio máximo	109,99

Los valores de los percentiles serán de ayuda para comparar cuánto de barata se encuentra la electricidad en una hora determinada.

4.3 CONFIGURACIONES DE BATERÍA ANALIZADAS

Se procederá a hacer un análisis de sensibilidad de tres baterías distintas. El objetivo será determinar cuál es la solución más rentable económicamente, contando con tres baterías de distinta capacidad y potencia. Las elecciones de las baterías estarán fijadas por la potencia del parque, abarcando de un 10-20% de esta potencia, y de capacidad suficiente para dar potencia de 2 a 4 horas. Las configuraciones a analizar son las siguientes:

1. Baterías de 8 MW y capacidad de 16 MWh

Esta batería representa la opción más conservadora. Equivale a un 10% de la potencia instalada, con una duración equivalente de 2h. Es la alternativa de menor tamaño, y menor coste de inversión.

2. Baterías de 16 MW y capacidad de 32 MWh

Esta segunda opción se sitúa como la intermedia. Equivale al 20% de la potencia instalada en el parque, con una duración equivalente de 2h. Tiene una capacidad moderada de desplazar energía de unas horas a otras.

3. Baterías de 16 MW y capacidad de 64 MWh

Esta tercera opción es la que posee una mayor capacidad de almacenamiento energético. Representa un 20% de la potencia instalada, y a diferencia de la batería 2, tiene una duración equivalente de 4h.

Estas baterías permiten realizar un análisis de sensibilidad, suficientemente representativo para ver cuál de todas las opciones es la más viable desde un punto de vista económico-operativo.

4.4 METODOLOGÍA DE CÁLCULO ENERGÉTICO Y ECONÓMICO

Para continuar con los cálculos, es necesario cuantificar la producción media para cada hora del día del parque en su conjunto. En consecuencia, se ha partido de los resultados de la simulación, en concreto de la generación neta anual del parque (Net Yield Anual) vista en la página 60. Bien es cierto que también se podría haber partido del perfil de generación media para las coordenadas seleccionadas (Ilustración 54: Generación media en función de la hora del día en las coordenadas seleccionadas por turbina) pero dicho perfil resulta menos representativo como valor absoluto, ya que refleja el comportamiento asociado a un punto concreto del emplazamiento y no el resultado agregado del parque completo.

En cambio, la generación neta anual es un dato mucho más robusto, al tener en cuenta el comportamiento global del parque y el recurso eólico en toda la zona. No obstante, este dato no nos proporciona de forma directa la producción del parque según la hora del día. Para resolver esta limitación, se adopta la generación anual como valor absoluto de referencia, y el perfil horario de la Ilustración 54 se empleará únicamente para asignar los pesos relativos de la generación correspondiente a cada hora del día.

En primer lugar, se debe obtener el peso relativo que se le asigna a cada hora del día de la producción anual, partiendo del perfil horario. Para ello se utilizará la siguiente fórmula, que representa un cálculo proporcional sobre 1 de cuánto genera el parque a cada hora. Para ello se divide lo que se genera a cierta hora, entre el total generado en ese día. Los datos usados y los pesos obtenidos se encuentran en la Tabla 4: Producción por horas y pesos de cada hora

$$w_h = \frac{P_h}{\sum_{h=1}^{24} P_h}$$

Tabla 4: Producción por horas y pesos de cada hora

Hora	Producción media (kW)	Peso horario
00:00	1755,2267	0,03846842
01:00	1716,4599	0,03761879
02:00	1694,7612	0,03714323
03:00	1700,2509	0,03726354
04:00	1726,8990	0,03784757
05:00	1742,2856	0,03818479
06:00	1772,9060	0,03885589
07:00	1781,9407	0,03905390
08:00	1793,9618	0,03931736
09:00	1856,9357	0,04069752
10:00	1805,6534	0,03957359
11:00	1919,2370	0,04206295
12:00	2023,4747	0,04434747
13:00	2141,6293	0,04693701
14:00	2223,5078	0,04873150
15:00	2275,9317	0,04988045
16:00	2302,1926	0,05045599
17:00	2239,8850	0,04909043
18:00	2129,3287	0,04666742
19:00	1985,3691	0,04351233
20:00	1856,6973	0,04069230
21:00	1756,6298	0,03849917
22:00	1672,6344	0,03665828
23:00	1753,9344	0,03844010
Total	45627,7327	1,00000000

Una vez obtenido el peso correspondiente a cada hora, se puede obtener lo que producirá el parque a cada hora, multiplicando la energía anual obtenida en todo el parque, por el peso relativo de esa hora obtenido anteriormente.

$$E_{h,anual} = Yield_{anual} \cdot w_h$$

Si además, dividimos esta energía anual asignada a cada hora del día, entre los 365 días del año, da como resultado la energía media producida por hora en un día, útil para compararla con los precios medios horarios con el fin de establecer una estrategia de operación.

$$E_{h,dia} = \frac{E_{h,anual}}{365}$$

Antes de proceder con el análisis de sensibilidad, cabe mencionar que las baterías serían a priori únicamente rentables si incluyéndolas en el proyecto, se obtienen unos mayores ingresos. Por lo que se incluye la Tabla 5 resumen de todo lo anterior, y que además cuenta con los ingresos anuales estimados **sin** baterías, para excluir de forma automática aquellos análisis que den unos menores ingresos. Estos ingresos estimados sin baterías se han obtenido multiplicando la energía media anual asignada a cada hora, por el precio medio de la electricidad para esa hora.

$$Ingresos (\text{€}) = \sum_{h=1}^{24} Precio_h \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right) E_{h,anual} (MWh)$$

Tabla 5: Ingreso anual desglosado por hora

Hora	Peso horario	Energía anual asignada (MWh/año)	Precio medio (€/MWh)	Ingreso anual por hora (€)
00:00	0,03846842	10616,72	80,96	859.529,79 €
01:00	0,03761879	10382,24	72,05	748.040,08 €
02:00	0,03714323	10250,99	67,46	691.531,66 €
03:00	0,03726354	10284,19	64,19	660.142,37 €
04:00	0,03784757	10445,38	62,40	651.791,58 €
05:00	0,03818479	10538,45	65,91	694.588,96 €
06:00	0,03885589	10723,66	73,24	785.400,67 €
07:00	0,03905390	10778,30	85,52	921.760,64 €
08:00	0,03931736	10851,02	84,35	915.283,21 €
09:00	0,04069752	11231,92	61,33	688.853,79 €
10:00	0,03957359	10921,73	42,98	469.416,14 €
11:00	0,04206295	11608,76	31,72	368.229,86 €
12:00	0,04434747	12239,26	27,93	341.842,40 €
13:00	0,04693701	12953,93	26,09	337.968,01 €
14:00	0,04873150	13449,18	25,49	342.819,65 €
15:00	0,04988045	13766,28	28,07	386.419,34 €
16:00	0,05045599	13925,12	35,89	499.772,47 €
17:00	0,04909043	13548,24	49,22	666.844,46 €
18:00	0,04666742	12879,53	65,22	840.002,78 €
19:00	0,04351233	12008,77	85,96	1.032.273,75 €
20:00	0,04069230	11230,48	104,89	1.177.965,06 €
21:00	0,03849917	10625,21	109,99	1.168.666,69 €
22:00	0,03665828	10117,15	98,49	996.438,23 €
23:00	0,03844010	10608,91	84,97	901.438,67 €
Total	1,00000000	275985,40	63,93	17.147.020,29 €

4.5 ESTRATEGIA DE OPERACIÓN

Las baterías, como ya se comentó anteriormente, tienen como objetivo aumentar la rentabilidad del parque. La estrategia a emplear será únicamente basada en el arbitraje energético, cargando en horas de precio bajo, cuando resulta menos rentable vender, y descargando en horas de mayor precio. Con el objetivo de emplear algún criterio umbral para decidir cuándo almacenar o vender energía, se calcularon anteriormente los precios para los percentiles 25 y 75. La idea será cargar cuando el precio se encuentre por debajo del percentil 25, es decir, de 41,21 €/MWh y cuando se supere el percentil 75, con un precio de 84,51 €/MWh, descargarlas.

Por otro lado, las baterías tienen ciertas restricciones operativas. Estas no pueden descargar una potencia superior a la nominal, y su almacenamiento no puede superar su capacidad máxima. Del mismo modo, la energía descargada depende del nivel de energía previamente almacenado. Asimismo, en una misma hora no se podrá cargar y descargar energía, modelándose en pasos horarios, cuyo estado de las baterías pueden cambiar de hora a hora únicamente.

Por último, este sistema de almacenamiento no tiene un rendimiento del 100%, pues se producen pérdidas en la batería, bien sean electroquímicas internas, por efecto Joule de la resistencia interna de la misma, o por calentamiento. A estas pérdidas hay que sumarle las posibles pérdidas en el convertidor de potencia, pues las baterías no trabajan en las mismas condiciones que la red, así que se sufrirán pérdidas en los inversores, rectificadores y convertidores AC/DC. El otro grupo de pérdidas proviene del cableado, consumos auxiliares (ventilación, monitorización) y la autodescarga involuntaria que se da cuando la batería permanece cargada durante un tiempo sin descargar. Todas estas pérdidas harán que se modele el sistema con un rendimiento global del 90% para el caso en cuestión.

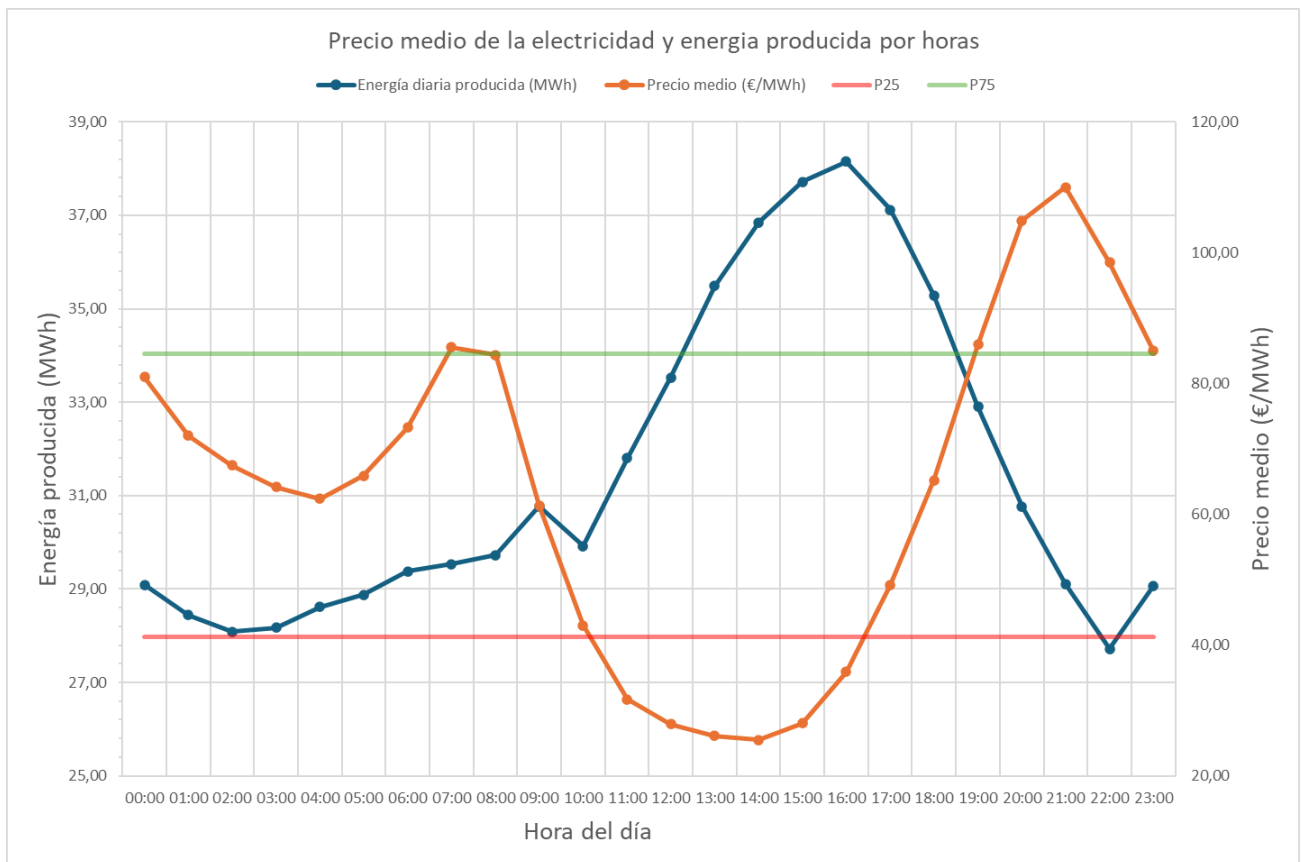


Ilustración 60: Precio medio de electricidad y energía producida por horas

La Ilustración 60 muestra en un mismo gráfico la energía producida en el parque por hora, en color azul, expresada en MWh, y con su escala a la izquierda. Por el contrario, el precio medio de la electricidad se muestra en color naranja, expresado en €/MWh. Las líneas horizontales muestran los percentiles, la verde representa el percentil 75, y la línea roja el percentil 25 del precio.

4.5.1 BATERÍA DE 8 MW Y CAPACIDAD DE 16 MWh

Operando a potencia nominal la batería, se propone realizar 2 ciclos de carga y descarga en un mismo día:

- Cargar 8MW durante 2 horas: a las 3 y 4 h, para descargar estos 16 MWh durante las 7 y 8 h.
- Cargar 8MW durante 2 horas: a las 13 y 14 h, para descargar estos 16 MWh durante las 20 y 21 h.

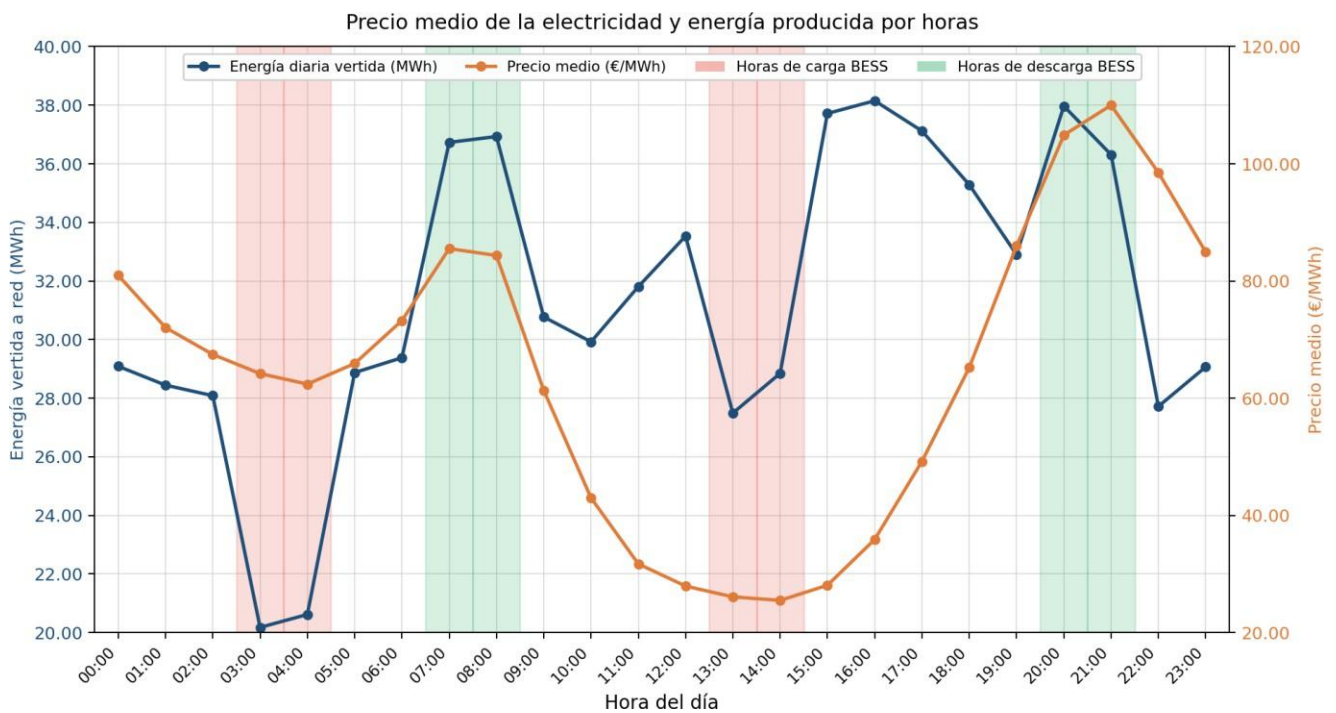


Ilustración 61: Precio medio electricidad y energía vendida por horas con batería 1

La Ilustración 61 muestra como quedaría la energía que vierte el parque por hora, contando con la configuración de baterías 1. La línea azul, que muestra la energía que se vende a la red por hora, sufre variaciones debido al almacenamiento de energía en las baterías. Se pueden apreciar 2 reducciones de vertido de energía a la red cuando se cargan las baterías: una de madrugada y otra por la tarde (3, 4 y 13, 14 horas). Por otro lado, la energía vendida pasa por 2 picos “artificiales” debido al uso de las baterías, a las 7 y 8, así como a las 20 y 21 horas. En el ciclo de madrugada, la operación no sigue el criterio fijado inicialmente a

partir de los percentiles de precio, pero se ha mantenido con el fin de aprovechar una oportunidad adicional de arbitraje entre las primeras horas del día y el máximo relativo de precio de la mañana. Cabe destacar por otro lado, que cuando se vierte la energía en cualquier configuración con baterías se tiene en cuenta el rendimiento del 90%, por lo que la energía anual producida será menor, no obstante, los ingresos serán mayores.

4.5.2 BATERÍA DE 16 MW Y CAPACIDAD DE 32 MWh

Operando a potencia nominal la batería, se propone realizar 2 ciclos de carga y descarga en un mismo día, exactamente igual que con la configuración de baterías anterior.

- Cargar 16MW durante 2 horas: a las 3 y 4 h, para descargar estos 32 MWh durante las 7 y 8 h.
- Cargar 16MW durante 2 horas: a las 13 y 14 h, para descargar estos 32 MWh durante las 20 y 21 h.

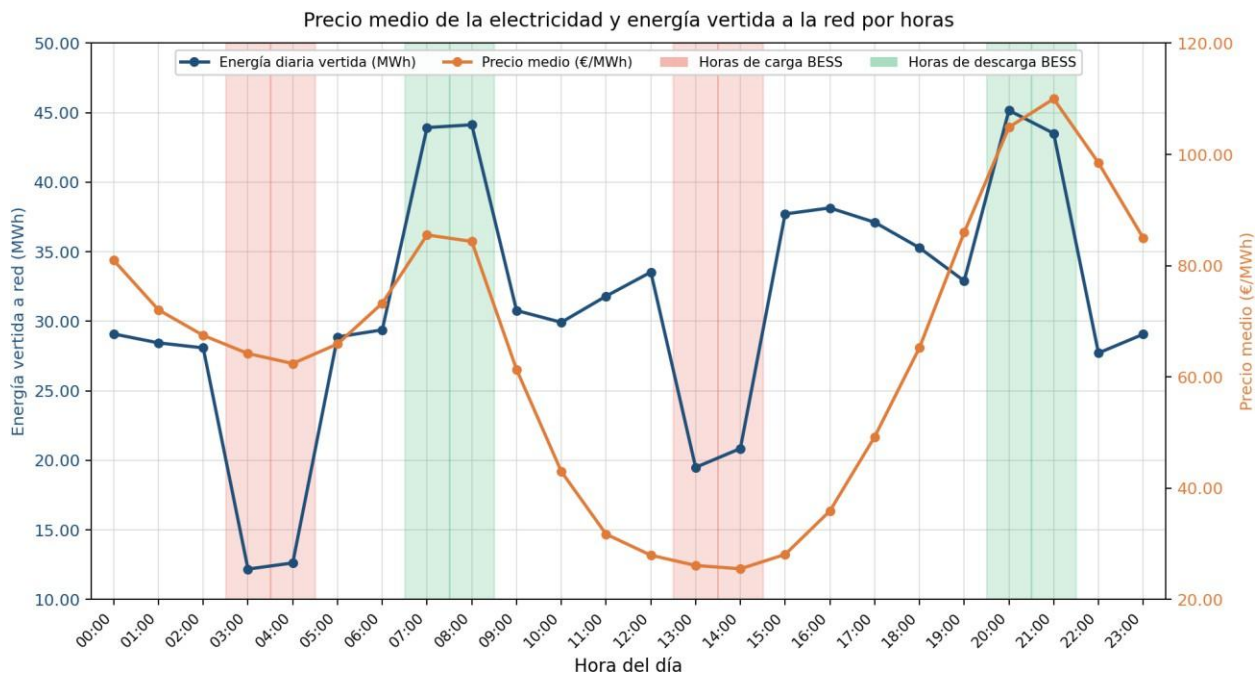


Ilustración 62: Precio medio electricidad y energía vertida a la red por horas con batería 2

La Ilustración 62 muestra el perfil horario de energía vertida a la red para esta configuración. Se observan las mismas ventanas de carga y descarga que en la configuración anterior, pero de mayor magnitud, al tener el doble de potencia y de capacidad.

4.5.3 BATERÍA DE 16 MW Y CAPACIDAD DE 64 MWH

Operando a potencia nominal la batería, se propone realizar 2 ciclos de carga y descarga en un mismo día:

- Cargar 16MW durante 3 horas: a las 3, 4 y 5 h, para descargar estos 48 MWh durante las 6, 7 y 8 h.
- 1. Cargar 16MW durante 4 horas: a las 12, 13, 14 y 15 h para descargar estos 64 MWh a las 19, 20, 21 y 22 h.

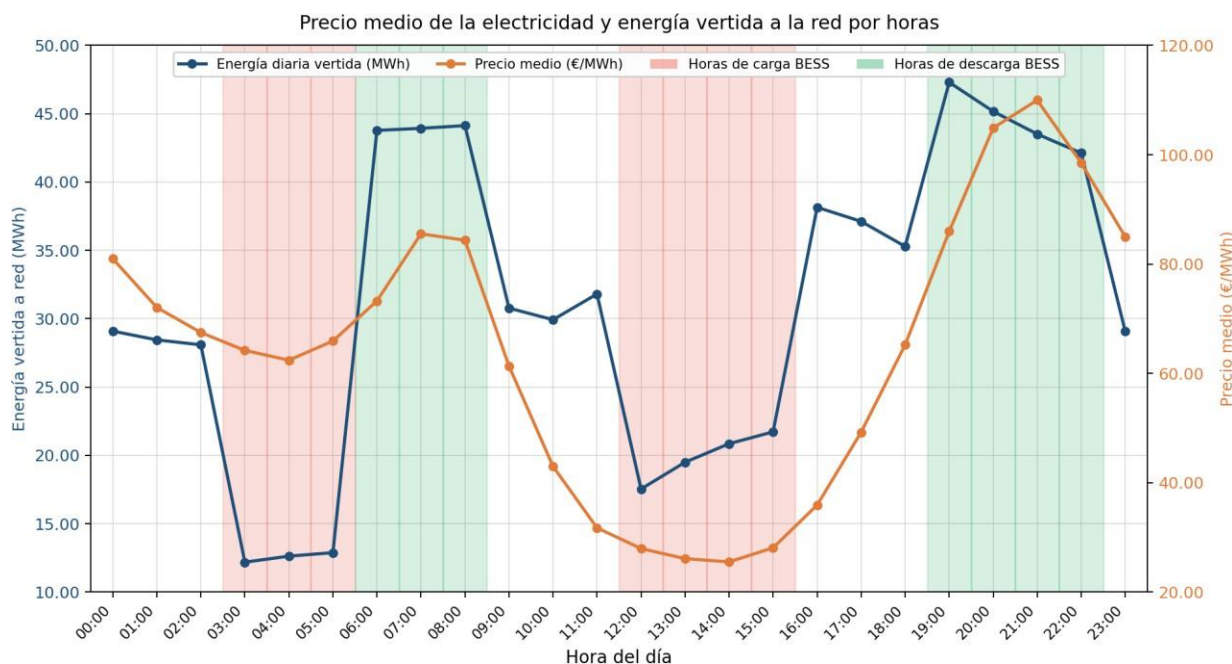


Ilustración 63: Precio medio electricidad y energía vertida a la red por horas con batería 3

La Ilustración 63 muestra como quedaría la energía que el parque vierte a la red por hora, contando con la configuración de baterías 3. Al igual que en los casos anteriores, se observan reducciones de vertido durante las horas de carga y aumentos durante las horas de descarga. Sin embargo, el desplazamiento de energía es mayor con esta configuración que

con cualquiera de las otras dos, al tener mayor capacidad, a pesar de mantener la potencia nominal de la batería 2.

Para cada uno de los apartados anteriores se han calculado los ingresos obtenidos anualmente mediante la estrategia comentada. Se ha realizado mediante un archivo Excel. Se puede ver el proceso de cálculo del mismo, así como la energía final que se vierte en cada hora y todos los detalles en el ANEXO II. Cálculo ingresos parque eólico

4.6 COMPROBACIÓN MEDIANTE PROGRAMACIÓN LINEAL

Con motivo de verificar si la estrategia heurística empleada para cada una de las configuraciones anteriores es la óptima, se ha modelado un problema de optimización mediante programación lineal (PL). Para ello, se ha empleado el lenguaje de programación *Python*, con el editor de código *Visual Studio Code*, de *Microsoft*. Para la resolución del problema el programa emplea el método Simplex, un algoritmo matemático que transforma las restricciones en un poliedro, e itera entre vértices consecutivos hasta alcanzar el óptimo.

Para resolver el problema se configura el mismo basándose en las restricciones del modelo real y una función objetivo, en este caso los ingresos que se tratan de maximizar.

La función a emplear será:

$$\max_{h=0}^{23} DIAS \cdot \sum p_h \cdot (d_h \cdot \eta - c_h)$$

Donde DIAS representa el número de días del año, p_h el precio de la electricidad para la hora h , d_h la energía que descargan las baterías en la hora h , η el rendimiento de las baterías y c_h la energía que cargan las baterías en la hora h .

En cuanto a las restricciones, se han impuesto las siguientes:

1. Potencia máxima de carga:

$$c_h \leq P_{max}$$

2. Potencia máxima de descarga:

$$d_h \leq P_{max}$$

3. Evitar carga y descarga simultáneas:

$$c_h + d_h \leq P_{max}$$

4. Carga limitada a la producción del parque:

$$c_h \leq Prod_h$$

5. Estado de carga entre 0 y capacidad máxima:

$$0 \leq e_h \leq C_{max}$$

6. Balance energético de las baterías:

$$e_{(h+1)} = e_h + c_h - d_h$$

Donde P_{max} es la potencia máxima de la batería, $Prod_h$ lo que produce el parque a la hora h , C_{max} la capacidad máxima de la batería, y e_h representa el estado de carga, una variable creada que contabiliza el almacenamiento de la batería para cada hora.

Código empleado para la resolución del problema de optimización

```
"""
Optimización de la estrategia BESS mediante Programación Lineal
El objetivo es encontrar el horario óptimo de carga y descarga de las baterías
que maximiza los ingresos, usando los datos del parque.
"""
from pulp import *

# DATOS DEL PARQUE
# Producción media del parque por hora del día (MWh/día)
prod_diaria = [
    29.087, 28.444, 28.085, 28.176, 28.617, 28.872, # 00h - 05h
    29.380, 29.530, 29.729, 30.772, 29.923, 31.805, # 06h - 11h
    33.532, 35.490, 36.847, 37.716, 38.151, 37.118, # 12h - 17h
    35.286, 32.901, 30.768, 29.110, 27.718, 29.065 # 18h - 23h
]

# Precio medio horario de la electricidad (€/MWh)
precios = [
    80.96, 72.05, 67.46, 64.19, 62.40, 65.91, # 00h - 05h
    73.24, 85.52, 84.35, 61.33, 42.98, 31.72, # 06h - 11h
    27.93, 26.09, 25.49, 28.07, 35.89, 49.22, # 12h - 17h
    65.22, 85.96, 104.89, 109.99, 98.49, 84.97 # 18h - 23h
]

DIAS = 365 # días al año
RTE = 0.90 # rendimiento baterías
horas = list(range(24))

# Configuraciones de batería a analizar
configs = [
    ("Bat.1 8MW / 16MWh", 8, 16),
```

```

("Bat.2 16MW / 32MWh", 16, 32),

("Bat.3 16MW / 64MWh", 16, 64),

]

# Ingresos de referencia de la estrategia heurística

arb_heuristico = {

    "Bat.1 8MW / 16MWh": 490_866.60,

    "Bat.2 16MW / 32MWh": 981_733.20,

    "Bat.3 16MW / 64MWh": 1_624_197.44,

}

# MODELO DE PROGRAMACIÓN LINEAL

#

# VARIABLES DE DECISIÓN (para cada hora h desde las 00:00 h hasta las 23:00 h):

# c[h] = energía cargada en hora h (MWh, ≥ 0)

# d[h] = energía descargada en hora h (MWh, ≥ 0)

# e[h] = estado de carga al inicio de h (MWh, ≥ 0)

#

# FUNCIÓN OBJETIVO:

# Maximizar ingresos adicionales por arbitraje (€/año):

# max DIAS × Σ_h precio[h] × (d[h]×RTE - c[h])

#

# Explicación:

# - Al cargar c[h] MWh dejamos de vender esa energía, y por tanto se pierden ingresos: -precio[h]×c[h]

# - Al descargar d[h] MWh tras pérdidas, vendemos la energía: d[h]×RTE (RTE es el rendimiento de las baterías)
y por tanto se ingresa: precio[h]×d[h]×RTE

# - El beneficio neto de la batería es la diferencia para cada hora entre lo que se descarga multiplicado por
su precio

# y el rendimiento de la batería, menos lo que se carga por su precio (se deja de vender)

#

```

```
# RESTRICCIONES:

# [R1] c[h] ≤ P_max           no superar potencia nominal al cargar para cada hora
# [R2] d[h] ≤ P_max           no superar potencia nominal al descargar para cada hora
# [R3] c[h] + d[h] ≤ P_max     no cargar y descargar simultáneamente para cada hora
# [R4] c[h] ≤ prod_diaria[h]   no cargar más de lo que produce el parque para cada hora
# [R5] 0 ≤ e[h] ≤ C_max        estado de carga entre 0 y capacidad máxima en cada hora
# [R6] e[(h+1)%24] = e[h]+c[h]-d[h] balance energético de la batería de cada hora basándose en la hora anterior,
#                               sumando lo que se ha cargado y restándose lo que se ha descargado

for nombre, P_max, C_max in configs:

    print(f"{' '*65}")
    print(f" CONFIGURACIÓN: {nombre}")
    print(f" Potencia máx: {P_max} MW | Capacidad: {C_max} MWh")

    # Crear el problema
    prob = LpProblem(f"BESS_{nombre.replace(' ', '_')}", LpMaximize)

    # Variables de decisión
    c = [LpVariable(f"carga_h{h}", lowBound=0, upBound=P_max) for h in horas] #R1
    d = [LpVariable(f"descarga_h{h}", lowBound=0, upBound=P_max) for h in horas] #R2
    e = [LpVariable(f"soc_h{h}", lowBound=0, upBound=C_max) for h in horas] #R5

    # Función objetivo
    prob += (
        lpSum(precios[h] * (d[h] * RTE - c[h]) for h in horas) * DIAS,
        "Ingresos_adicionales_arbitraje"
    )
```

```
# Restricciones

for h in horas:

    # [R3] No cargar y descargar a la vez

    prob += (c[h] + d[h] <= P_max,          f"R3_no_simultaneo_h{h}")

    # [R4] No cargar más de lo que produce el parque

    prob += (c[h] <= prod_diaria[h],       f"R4_limite_produccion_h{h}")

    # [R6] Balance energético (periódico: la hora 24 = hora 0)

    prob += (e[(h+1) % 24] == e[h] + c[h] - d[h], f"R6_balance_soc_h{h}")

# Resolver

prob.solve(PULP_CBC_CMD(msg=0))

# Resultados

print(f" Estado de la resolución: {LpStatus[prob.status]}")

ingreso_arb = value(prob.objective)

print(f" Ingreso adicional óptimo: {ingreso_arb:>12,.0f} €/año")

print(f" Heurístico:          {arb_heuristico[nombre]:>12,.0f} €/año")

mejora = (ingreso_arb - arb_heuristico[nombre]) / arb_heuristico[nombre] * 100

print(f" Mejora del óptimo:      {mejora:>+11.1f}%")

print(f"\n  {'Hora':>5} {'Precio':>10} {'Prod':>8} {'Carga':>8} "
      f"{'Descarga':>10} {'Estado de carga':>9} Operación")

print(f"  {'-'*70}")

for h in horas:

    carg = round(value(c[h]) or 0, 2)

    desc = round(value(d[h]) or 0, 2)

    soc = round(value(e[h]) or 0, 2)

    op = ""

    if carg > 0.01: op = f"← CARGA    {carg} MW"
```

```

if desc > 0.01: op = f"→ DESCARGA {desc} MW"

print(f" {h:>5}h {precios[h]:>8.2f} {prod_diaria[h]:>8.3f} "

      f"{carg:>8.2f} {desc:>10.2f} {soc:>9.2f} {op}")

print(f"\n{' '*65}")

print(" La estrategia heurística empleada")

print(" coincide exactamente con la solución óptima de la programación lineal.")

print(" La diferencia de ingresos es del 0,0% para las tres")

print(" configuraciones por lo que la heurística es matemáticamente óptima")

```

Los resultados provenientes de la simulación anterior se encuentran resumidos en la Tabla 6.

Configuración	Ingreso heurística (€/año)	Ingreso óptimo PL (€/año)	Diferencia
Bat.1 8 MW / 16 MWh	490.867	490.867	0,0%
Bat.2 16 MW / 32 MWh	981.733	981.733	0,0%
Bat.3 16 MW / 64 MWh	1.624.197	1.624.197	0,0%

Tabla 6: Comparativa estrategia heurística con respecto a la obtenida como resultado de la programación lineal.

Como se puede apreciar, ocurre que para todos los casos la estrategia heurística coincide exactamente con la obtenida mediante programación lineal, por lo que es matemáticamente óptima para las hipótesis realizadas y los datos de producción del parque.

Capítulo 5. VIABILIDAD ECONÓMICA

Una vez definido el parque eólico, y los ingresos correspondientes incluyendo los tres posibles escenarios con baterías, es imprescindible realizar un análisis para evaluar la viabilidad económica del mismo. Este análisis tiene una importancia crucial en el desarrollo del proyecto, pues gracias a él se puede determinar si con los ingresos y gastos estimados, el parque resultará rentable para los inversores y si se podrá recuperar la inversión inicial.

Con objetivo de determinar dicha viabilidad se ha propuesto un modelo económico para cada una de las cuatro posibles combinaciones (tres con baterías y una sin baterías), estimando los costes de inversión (CAPEX), así como los gastos de operación y mantenimiento (OPEX), siguiendo la misma metodología para cada uno de ellos al calcular los flujos de caja durante la vida útil del proyecto, de 25 años.

La evaluación final de la rentabilidad del proyecto dependerá del Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), así como el tiempo que lleva la recuperación de la inversión inicial (Payback). Todos estos indicadores se analizarán en detalle en el apartado de Resultados

5.1 PARÁMETROS FINANCIEROS

5.1.1 TASA DE DESCUENTO

La tasa de descuento, o en inglés, *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), indica el mínimo valor de rentabilidad exigido para que el proyecto compense a los proveedores de capital por el riesgo asumido en la inversión. Este valor representa el coste medio ponderado del total del capital empleado en el proyecto, el cual suele provenir una parte de accionistas, que exigen un mínimo de rentabilidad, y otra de un préstamo bancario, con unos intereses asociados.

Para este proyecto se ha elegido una tasa de descuento de un 7%. Este porcentaje supone un valor realista para el proyecto en cuestión, teniendo en cuenta que se encuentra en una fase de desarrollo. Por ello, se opta por una valor conservador y realista en el ámbito económico actual.

5.1.2 VIDA ÚTIL

La vida útil del proyecto representa el tiempo durante el cual se espera que el parque genere ingresos de forma rentable y por tanto, el tiempo durante el cual se calcularán los flujos de caja anualmente. Hoy en día los aerogeneradores tienen una duración de entre 20 y 30 años, siendo posible acercarse a esta cifra final con un buen mantenimiento. De este modo se ha optado por un valor medio, con 25 años de vida útil.

5.1.3 TASA NOMINAL DE PROYECCIÓN DE INGRESOS (RV)

Los ingresos del parque dependen directamente del precio horario de la electricidad en el mercado mayorista español (OMIE). Como se puede observar en la Ilustración 64, este precio ha estado sometido a una gran volatilidad los últimos años, debido a la sucesión de diversos acontecimientos. A finales de 2019, con la aparición del COVID-19 los precios se se desestabilizaron. Tras este acontecimiento se produjo una crisis energética por el estallido de la guerra en Ucrania en 2022, con una gran subida del gas. En 2024 ha habido una gran penetración de la energía solar fotovoltaica, que ha conseguido abaratar los precios temporalmente.

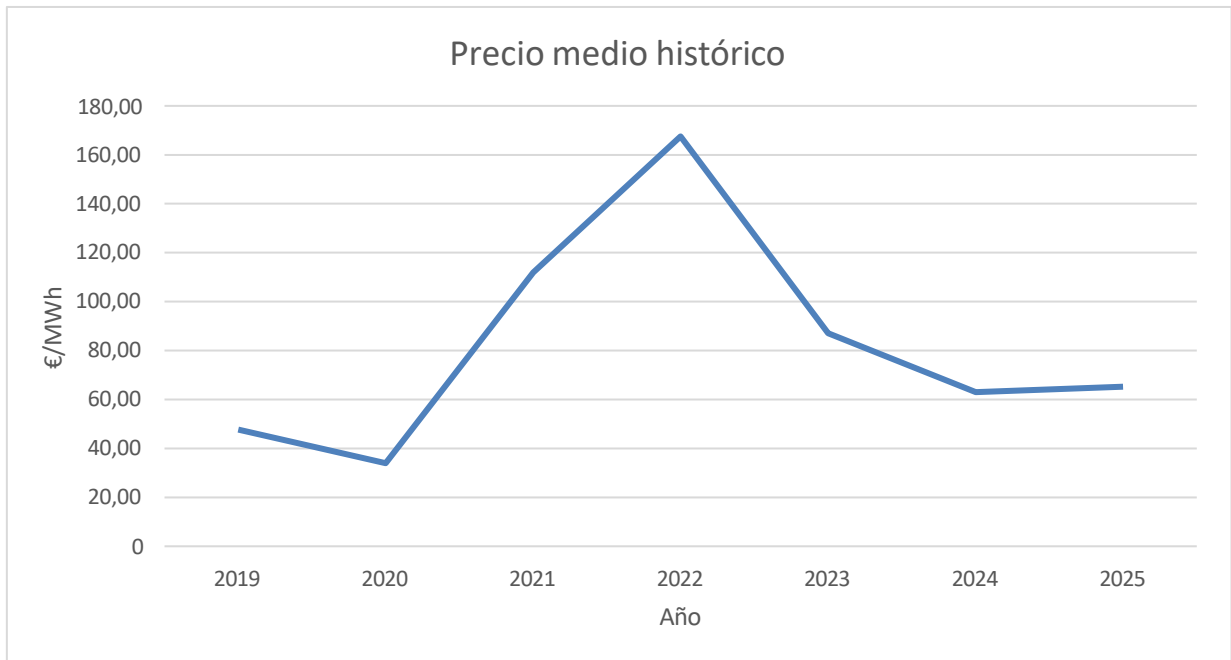


Ilustración 64: Precio medio de la electricidad de 2019-2025 [24].

Por este motivo, viendo la tendencia actual, se ha elegido una tasa nominal de proyección de ingresos del 2,5%. Esta tasa es una predicción realista a un medio-largo plazo del precio de la electricidad, que se ve alentado al alza en cierta medida por la electrificación de las economías y el consiguiente aumento de la demanda de electricidad. Asimismo, esta tendencia se podría ver respaldada por el encarecimiento del precio de desechar CO₂ a la atmósfera por posibles nuevas regulaciones, con el impacto pertinente en el precio de la energía al ser la tecnología marginal que establece el precio final. Lo mismo ocurre con el gas, que está tendiendo a subir los últimos años por las restricciones en su oferta. Bien es cierto que, por otro lado, existe otra tendencia que podría bajar los precios, basada en una mayor penetración de renovables en el sistema eléctrico. Por todo ello, se toma una tasa con un valor del 2,5%, tasa que pretende reflejar un balance real entre ambas tendencias.

5.1.4 TASA NOMINAL DE PROYECCIÓN DE COSTES (RC)

La tasa de proyección de costes se define como el incremento anual esperado en los costes de explotación del parque. Estos incrementos se deben a la inflación que se da sobre contratos, ya sean de seguros, mantenimiento o cualquier otro coste en relación.

Para esta tasa se ha optado por un valor del 2%. Esta tasa está alineada con la que el Banco Central Europeo [25] presenta como objetivo al largo plazo. Se puede observar que la tasa nominal de proyección de ingresos es mayor que la tasa nominal de proyección de costes, con una diferencia del 0,5%. Esto quiere decir que cada año que pasa se podría esperar un mayor margen. Esta diferencia es coherente con una progresión al alza del precio del mercado eléctrico y unos costes de Operación y Mantenimiento (O&M) estables.

5.2 CAPEX

La Tabla 7 recoge de forma desglosada por categorías las estimaciones de CAPEX realizadas, que en algunos casos se han supuesto con una estimación de precio por unidad, de precio por kilovatio instalado, o basándose en un porcentaje sobre el CAPEX total

Partida de inversión	Coste unitario	Coste total parque (€)
Turbinas eólicas. Este gasto incluye la recogida en fábrica, así como el transporte y la instalación mecánica de las 16 unidades Gamesa G128 5MW. Queda con un valor de 950 €/kW.	4.750.000 €/turbina	76.000.000
Obra civil. Incluye las cimentaciones de las turbinas, el vial de acceso por el flanco Este, prolongando la carretera de El Puerto de las Estacas hasta el acceso. En el lado Oeste se aprovechará la infraestructura existente del parque eólico colindante. También se incluye en este presupuesto las plataformas de montaje de las turbinas	200 €/kW	16.000.000
Ingeniería y proyecto. Representa los gastos del proyecto ejecutivo (diseño subestación, cables), así como dirección de obra y puesta en marcha.	3,3% CAPEX	3.840.000

Subestación elevadora de tensión 33/400 kV. Incluye los transformadores, el edificio y sistemas de control. Se incluye también los costes de la línea aérea de alta tensión (contando con apoyos, cables..)	Línea: 500.000 €/km Subestación 4.500.000€	10.000.000
Sistemas eléctricos internos. Incluye las conexiones entre generadores del emplazamiento, y los transformadores en la base de cada máquina de 5500 kVA en cada aerogenerador.	60 €/kW	4.800.000
Estudios medioambientales (EIA, DIA) y Permiso de acceso y conexión a la red (PAC), autorizaciones, ensayos del terreno	40 €/kW	3.200.000
Imprevistos	2,9% CAPEX	3.360.000
TOTAL CAPEX PARQUE EÓLICO SIN BESS	1,465 €/kW	117.200.000

Tabla 7: CAPEX

Esta tabla presenta el CAPEX para el caso base, ascendiendo a 117,2 M€, equivalente a 1.465 €/kW instalado. Para el proyecto en cuestión, este es un valor razonable, teniendo en cuenta la orografía montañosa del terreno, la obra civil necesaria y la distancia de 10,93 km a la subestación VIRTUS 400.

Para los casos con baterías BESS ha de hacerse una ampliación en el CAPEX teniendo en cuenta los costes de las baterías. Para ello, se ha supuesto un valor de coste de los sistemas de baterías de 220 €/kWh de capacidad. Asimismo, se ha sumado un 5% extra como gastos de instalación e integración de las baterías en el circuito eléctrico del parque. El resultado de este cálculo se encuentra en la Tabla 8.

Inversión en sistemas BESS	Sin BESS (€)	Bat.1 8MW/16MWh (€)	Bat.2 16MW/32MWh (€)	Bat.3 16MW/64MWh (€)
BESS Bat.1 16 MWh × 220 €/kWh (+ 5% costes integración)	0	3.696.000	0	0
BESS Bat.2 32 MWh × 220 €/kWh (+ 5% costes integración)	0	0	7.392.000	0
BESS Bat.3 64 MWh × 220 €/kWh (+ 5% costes integración)	0	0	0	14.784.000
TOTAL CAPEX	117.200.000	120.896.000	124.592.000	131.984.000

Tabla 8: CAPEX con BESS

5.3 OPEX

El otro tipo de gastos que queda por analizar se corresponde con los gastos de operación y mantenimiento, que se tienen en cuenta en los flujos de caja de forma anual. Estos se producirán durante toda la vida útil del proyecto.

Parámetro	Valor
O&M parque (% / CAPEX eólico)	2,0% anual
O&M adicional unitario (€ / MWh prod.)	5,50 €/MWh anual
Seguro anual (% / CAPEX eólico)	0,30% anual
Canon arrendamiento (€ / MW)	15.000 €/MW anual
Gestión, admin. y licencias (fijo / año)	60.000 € anual
O&M BESS (% / inversión BESS)	1,5% anual

Tabla 9: Valores del OPEX relativos estimados

La Tabla 9 recoge los parámetros estimados a partir de los cuales se calculará el OPEX anual. Como se puede apreciar existen distintos tipos de gastos:

- Costes asociados a la inversión realizada. Aquellos que se estiman en base a un porcentaje del CAPEX. Es decir, aquellos bienes que solo por el hecho de estar instalados necesitan mantenimiento. Dentro de estos se encuentran los gastos de O&M del parque eólico, con un valor del 2% del CAPEX eólico (sin incluir baterías), y los costes de O&M correspondiente a las baterías, en caso de que las haya. Se dedica un 1,5% de lo invertido en las baterías en mantenerlas anualmente. Además, cabe incluir la importancia de un seguro anual, que pueda cubrir en caso de incidentes, el cual se estima con un valor de 0,3% del CAPEX eólico.
- Costes asociados a la producción de energía. Aquellos que se estiman en base al desgaste por uso, pues a mayor producción, mayor desgaste, y mayor

mantenimiento en aceite, rodamientos, inspección de palas, etc. Estos se han estimado con un valor de 5,50 €/MWh.

- Costes fijos y contractuales. Este tipo incluye aspectos como que en el contrato del arrendamiento de la propiedad se deba pagar una cuota según la potencia instalada, se ha estimado en 15.000 €/MW/año. Además, se incluye un gasto de 60.000 €/año por gestión y administración de licencias.

Aplicando estos valores a la energía producida anual, y al CAPEX obtenido anteriormente, se obtiene la Tabla 10, que muestra los gastos del OPEX de forma absoluta anualmente.

Componente OPEX	Sin BESS (€/año)	Bat.1 (€/año)	Bat.2 (€/año)	Bat.3 (€/año)
O&M aerogeneradores (% /CAPEX eólico)	2.344.000	2.344.000	2.344.000	2.344.000
O&M adicional por consumibles, reparaciones (€/MWh x producción)	1.517.920	1.517.920	1.517.920	1.517.920
Seguro del parque eólico (% /CAPEX eólico)	351.600	351.600	351.600	351.600
Canon arrendamiento terrenos (€/MW/año × potencia MW)	1.200.000	1.200.000	1.200.000	1.200.000
Gestión administrativa, licencias y admin. (coste fijo)	60.000	60.000	60.000	60.000
O&M BESS Bat.1 (% /inversión BESS Bat.1)	0	52.800	0	0
O&M BESS Bat.2 (% /inversión BESS Bat.2)	0	0	105.600	0
O&M BESS Bat.3 (% /inversión BESS Bat.3)	0	0	0	211.200
TOTAL OPEX ANUAL	5.473.520	5.526.320	5.579.120	5.684.720

Tabla 10: OPEX anual

5.4 RESULTADOS

Antes de proceder con los resultados finales, se pretende introducir un breve resumen de cómo quedan los gastos del CAPEX y OPEX específicos, es decir, según la potencia instalada en el caso de los costes de inversión, y según la energía generada en el caso de gastos por operación y mantenimiento. Estos datos se muestran en la Tabla 11.

	Sin BESS (€)	Bat.1 8MW/16MW h (€)	Bat.2 16MW/32MW h (€)	Bat.3 16MW/64MW h (€)
CAPEX específico (€/kW)	1.465	1.511	1.557	1.650
OPEX específico (€/MWh)	19,83	20,02	20,22	20,60

Tabla 11: CAPEX y OPEX específico

En ambos casos, tanto en el CAPEX como en el OPEX, aumentan los costes a medida que suben las potencias y capacidades de las baterías. Como referencia externa, se han comparado los valores obtenidos con los publicados por la Asociación Empresarial Eólica (AEE) en el *Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España* [26]. En dicho informe se indica que el coste medio de un parque eólico terrestre se sitúa en un rango de entre 1.100 y 1.400 €/kW de potencia instalada. En los presentes casos, se encuentran ligeramente por encima del extremo superior del baremo, debido a la dificultad de la orografía montañosa del terreno, la obra civil necesaria, la construcción de la línea de evacuación hasta la subestación más cercana y la inversión en baterías.

Por otro lado, se ha querido incluir un resumen de los ingresos que se tendrán cada año y que por tanto son los que se tendrán en cuenta en los flujos de caja para los 25 años de vida útil del proyecto.

INGRESOS	Sin BESS	Bat.1 8MW/16MWh	Bat.2 16MW/32MWh	Bat.3 16MW/64MWh
Ingresos base sin BESS (€/año)	17.147.020,29	17.147.020,29	17.147.020,29	17.147.020,29
Mejora por arbitraje BESS (€/año)	0,00	490.866,60	981.733,20	1.624.197,44
Ingresos totales anuales (€/año)	17.147.020,29	17.637.886,89	18.128.753,49	18.771.217,73

Tabla 12: Tabla resumen ingresos

La Tabla 12 recoge la información correspondiente a los ingresos que se tendrán cada año, calculados en el capítulo de Metodología de cálculo energético y económico, y que se muestra con más detalle en el ANEXO II. Cálculo ingresos parque eólico. Como se puede apreciar se parte de un caso base con 17.147.020,29 € de ingresos anuales, que se van aumentando de forma proporcional según el escenario de baterías escogido, en saltos de aproximadamente 500.000 €.

Una vez analizados los costes de inversión y mantenimiento, así como los ingresos, se ha procedido a calcular los flujos de caja para así evaluar la rentabilidad del proyecto mediante distintos parámetros financieros. Estos indicadores financieros van a permitir a su vez hacer una comparativa entre los distintos escenarios propuestos para las diferentes configuraciones de baterías.

INDICADORES DE RENTABILIDAD	Sin BESS	Bat.1 8MW/16MWh	Bat.2 16MW/32MWh	Bat.3 16MW/64MWh
LCOE (€/MWh)	60,66	62,05	63,43	66,19
VAN (M€)	62,05	64,96	67,88	68,62
Período de retorno estimado (años)	8,8	8,7	8,7	8,8
TIR del proyecto	11,69%	11,76%	11,82%	11,62%
Tarifa normalizada TN (€/MWh)	79,96	82,25	84,53	87,53

Tabla 13: Indicadores de rentabilidad

La Tabla 13 representa los distintos resultados financieros obtenidos:

1. LCOE (*Levelised Cost of Energy*), permite evaluar el coste medio de cada MWh producido en el parque durante toda la vida útil del proyecto, contando con el CAPEX y OPEX, siendo el mínimo valor por el que habría que vender la energía para cubrir todos los costes del proyecto. Este valor parte de 60,66 €/MWh para el caso base, aumentando a medida que incrementa la inversión en las baterías, hasta llegar a 66,19 €/MWh.
2. VAN (Valor Actual Neto), representa el beneficio que se espera sacar del proyecto en valor de euros del presente, teniendo en cuenta el coste del capital con una tasa de descuento concreta, siendo en el presente estudio del 7%. Un VAN positivo indica que el proyecto es rentable y por tanto, cuanto más grande sea, mayor beneficio va a generar. Para el parque eólico sin baterías se tiene un VAN de 62,05 M€, y va ascendiendo con las distintas opciones, hasta llegar a los 68,62 M€, existiendo una diferencia ligeramente superior al 10% entre el caso base y el tercer sistema de baterías.
3. Periodo de retorno (Payback), es el tiempo necesario para que el flujo de caja acumulado del proyecto pase a ser positivo, es decir, el tiempo en el que los ingresos generados a lo largo de los años superan a los costes acumulados, contando con la inversión inicial y los gastos de operación hasta ese momento. Para todos los escenarios desarrollados se da en un tiempo muy parecido entre los 8 y los 9 años de proyecto, siendo aproximadamente un tercio de su vida útil.
4. TIR (Tasa Interna de Retorno). Representa la rentabilidad media anual que genera el proyecto durante toda su vida útil, y coincide matemáticamente con la tasa de descuento que hace que el VAN sea 0. Esto quiere decir que, si la TIR es mayor que la tasa de descuento, el proyecto es rentable. Esto sucede para todos los escenarios desarrollados, ya que se tienen tasas mayores a la tasa de descuento del 7%. Resulta relevante como el parque con la configuración de baterías 2 es el caso con la mayor rentabilidad porcentual, y la 3 la que menos, cuando esta última es la

que genera los mayores beneficios en números absolutos. Esto se debe a que el caso 3 conlleva una mayor inversión inicial, pero el caso 2 es más eficiente económicamente que el anterior.

5. Tarifa normalizada. Representa el precio medio venta de energía necesario para alcanzar la rentabilidad exigida por los inversores mediante la tasa de descuento seleccionada. A diferencia del LCOE, que es el mínimo valor por el que habría que vender la energía para cubrir todos los costes del proyecto, la tarifa normalizada incluye la rentabilidad mínima exigida por los inversores. Para el proyecto en cuestión, se parte desde el caso base, con un valor de 79,96 €/MWh, y aumenta progresivamente según va aumentando el CAPEX para cada tipo de batería, como sucede con el LCOE.

5.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Los resultados económicos obtenidos en el apartado anterior se corresponden con las hipótesis realizadas, entre ellas el WACC, tasa de proyección de ingresos, coste de las baterías, etc. La realidad es que estas hipótesis son aproximaciones, por ello es conveniente realizar un análisis de sensibilidad del VAN en caso de que una de las principales hipótesis cambie. El principal objetivo es evaluar cómo de robusto sería cada uno de los escenarios en caso de que los valores elegidos del WACC, tasa de proyección de ingresos, o coste de las baterías se vean alterados.

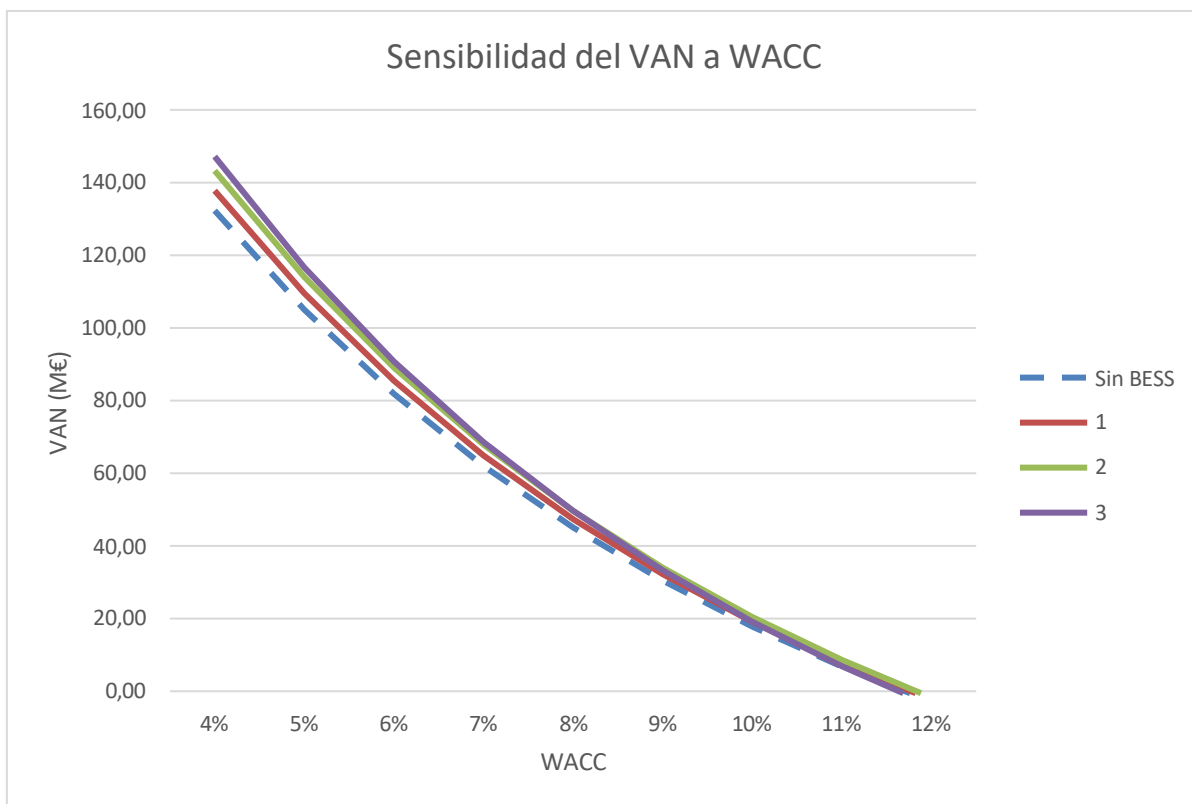


Ilustración 65: Análisis de sensibilidad del VAN con respecto al WACC

La Ilustración 65 recoge el análisis de sensibilidad del VAN con respecto a la tasa de descuento. Se puede apreciar en un primer análisis como a medida que aumentan el WACC disminuye el VAN. Esto se debe a que, al aumentar el coste del capital, se puede obtener menos rentabilidad del proyecto, especialmente en proyectos con ingresos lejanos en el tiempo.

Cabe destacar también que el VAN es 0, y dejaría de ser rentable, cuando el WACC toma el valor del TIR (casi un 12% para todos los escenarios).

Del mismo modo, se puede apreciar que para tasas inferiores al 8% el escenario 3 es el más rentable, mientras que para tasas de descuento mayores o iguales al 8%, es el escenario 2 el más rentable. Este dato es relevante, y afirma que a medida que aumenta la tasa de descuento, los beneficios adicionales aportados por una mayor capacidad en la batería 3 pierden valor frente la inversión realizada, suponiendo una peor relación entre el beneficio obtenido y la inversión realizada.

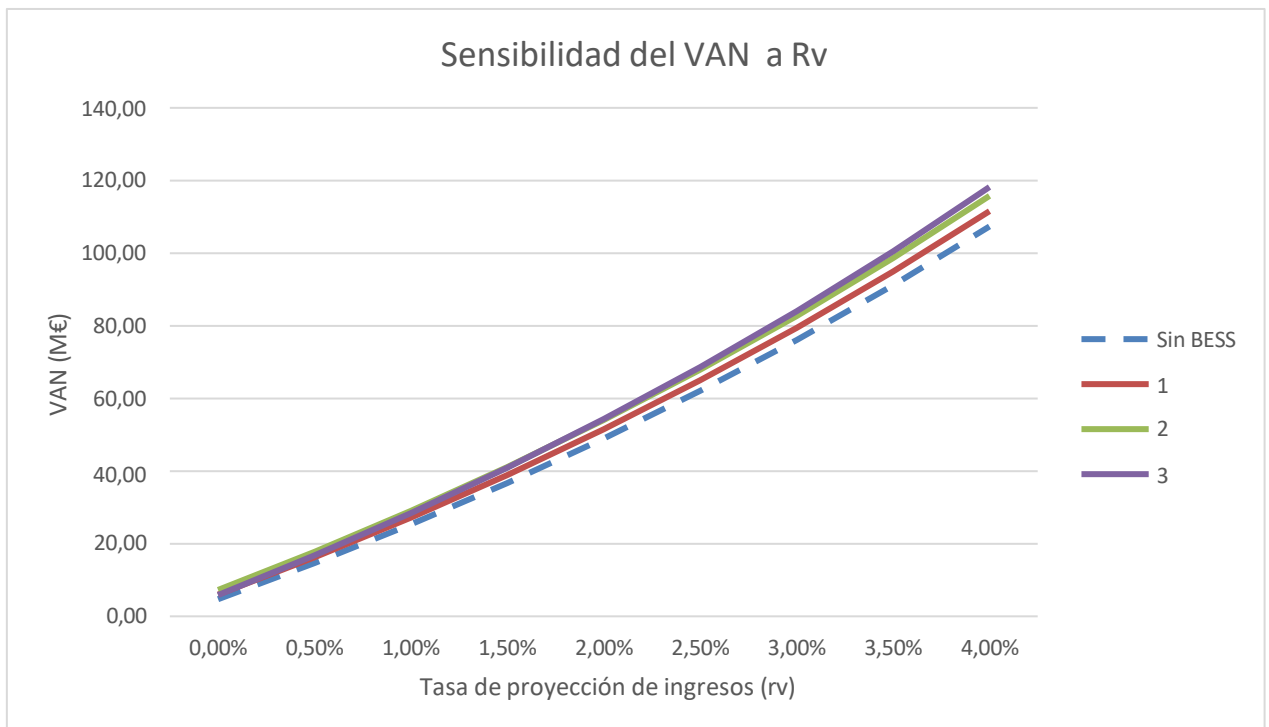


Ilustración 66: Análisis de sensibilidad del VAN con respecto a la tasa de proyección de ingresos

En este caso, la Ilustración 66 muestra como variaría el VAN en caso de que la tasa de proyección de ingresos cambie. Es lógico pensar que, si la tasa de proyección de ingresos es mayor, mayor rentabilidad se podría obtener del proyecto, y esta idea es la que indican las pendientes positivas de las tres curvas. La diferencia entre todas las curvas aumenta cada vez más según aumenta la tasa, pues potencia los beneficios en los modelos con mayores ingresos.

La adopción de la tasa del 2,5% es una de las hipótesis realizadas más difíciles de acertar, pues depende del precio de la electricidad en el mercado eléctrico. En cualquier caso, se tienen valores actuales netos siempre mayores que 0 en la gráfica, que afirman que el proyecto seguiría siendo rentable. Cabe destacar del mismo modo igual que antes, que con tasas inferiores al 1,5%, el proyecto con mejor rentabilidad económica sería el 2, mientras que, si está por encima de este valor, se obtendría un mayor retorno con las baterías de la configuración 3. Esto se debe a que una tasa de ingresos más alta valora mejor los proyectos con mayores ingresos, especialmente en proyectos largos.

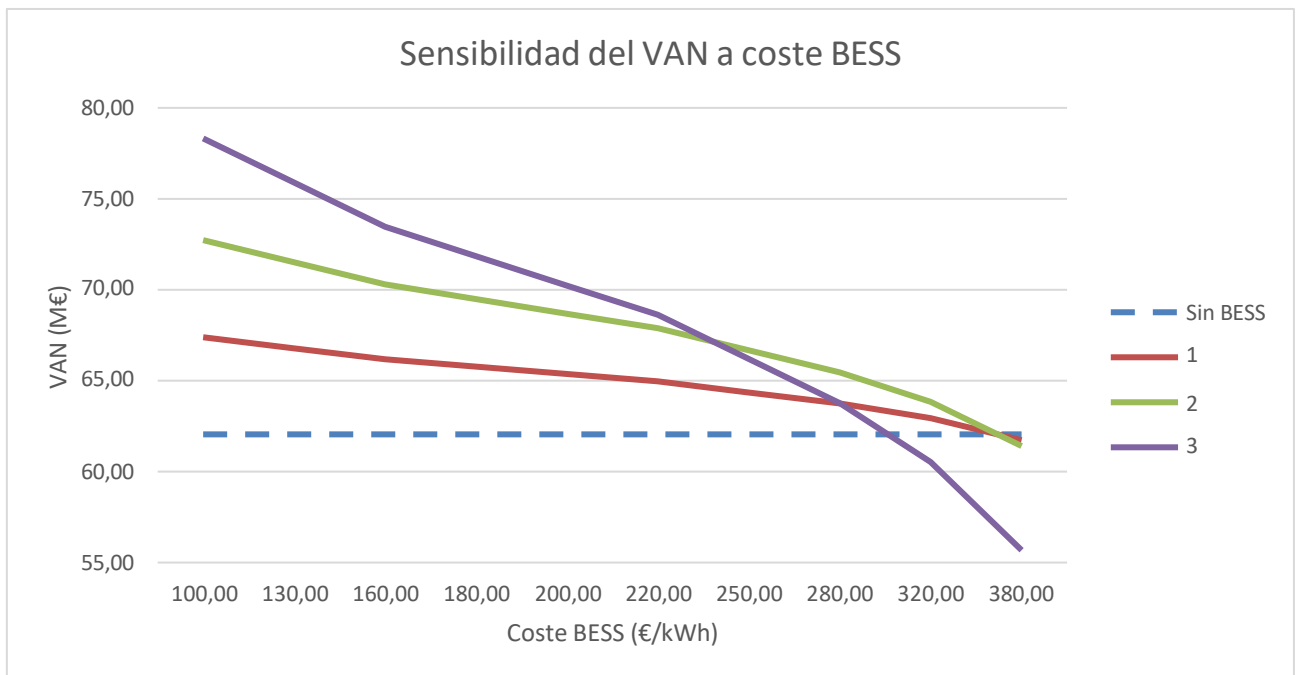


Ilustración 67: Sensibilidad del VAN al coste de BESS

En este caso, la Ilustración 67 muestra cómo de sensible es el VAN de cada proyecto ante un cambio en los precios BESS, que estaba fijado en 220 €/kWh para los tres escenarios con baterías. Como era esperable, el caso sin baterías mantiene su VAN constante, y en los demás casos se reduce el VAN a medida que el precio de las baterías aumenta.

Para valores de precios de baterías inferiores a los 250 €/ kWh, el escenario más rentable es el de las baterías con mayor capacidad, el tres. En este caso habría ingresos adicionales, sin ser muy penalizado por la inversión extra y su gasto en mantenimiento. En el rango desde los 250 €/ kWh hasta los 350 €/ kWh, el proyecto que cuenta con mayor atractivo es el 2, al presentar una mejor relación entre capacidad instalada, inversión requerida e ingresos adicionales obtenidos. Sin embargo, si se encareciesen lo suficiente como para llegar a un coste de 350 €/ kWh o mayor, habría que optar por el caso base, al presentar una mayor rentabilidad que los demás, pues deja de compensar invertir en las baterías comparándolo con el caso base.

Capítulo 6. CONCLUSIONES

Durante el presente Trabajo Fin de Grado se ha desarrollado la viabilidad técnica-económica de un parque eólico de 80 MW con un sistema de almacenamiento energético por baterías, partiendo de la selección del emplazamiento, el diseño del parque, así como la forma de operación del mismo en el mercado. Se ha querido hallar la rentabilidad del parque eólico para un caso sin baterías, y para tres configuraciones de baterías posibles, evaluando si mejoraban la rentabilidad del parque o no.

En primer lugar, se concluye que el emplazamiento seleccionado tiene mucho potencial en cuanto al recurso eólico que existe en la zona. La ubicación del parque en los picos de la cordillera convierte el lugar en un sitio estratégico para la explotación eólica, produciendo con los datos del año 2025 aproximadamente 276 GWh. Bien es cierto que la orografía montañosa en la que se encuentra el mismo encarece la construcción, pero compensa debido a la exposición al viento que supone. Además, se encuentra a una distancia de casi 11 km de la subestación VIRTUS 400, una distancia competitiva.

En cuanto al diseño técnico del parque se ha optado por una potencia instalada de 80 MW, dividiéndose en 16 aerogeneradores Gamesa G128 de 5 MW, estando el buje a una altura de 95 m. Para optimizar el rendimiento del parque, se ha realizado la distribución de las turbinas de forma que minimizara las pérdidas por estela, dando una producción neta elevada, e incrementando los beneficios con las hipótesis realizadas para las tres configuraciones de baterías posibles. La forma de integración de las baterías se ha basado en el arbitraje energético, aprovechando los precios en valles para cargar y descargando en horas pico.

Analizando los resultados económicos obtenidos, se tiene que el parque eólico solo ya es rentable, y mejora a medida que se aumenta la inversión en baterías según las hipótesis tomadas. En todos los casos se tienen Valores Actuales Netos positivos, siendo de 62,05 M€ para el caso sin baterías, de 64,96 M€ para la configuración 1, de 67,88 M€ para la 2, siendo la más rentable la configuración 3, de 16 MW y 64 MWh de capacidad, con 68,62 M€ de

beneficio. Por ello, se concluye que a pesar de la inversión extra que supone montar baterías en el parque y de aumentar LCOE, mejora también la rentabilidad. En todos los casos se recupera la inversión entre el año 8 y 9. A su vez, todas las TIR se encuentran por encima del WACC, y con valores muy similares, pero destaca la configuración 2 teniendo una TIR ligeramente más alta, de 16 MW de potencia y 32 MWh de capacidad, con un 11,82%.

Por otro lado, del análisis de sensibilidad se pueden extraer información relevante. Se concluye que, la configuración 3 a pesar de ser la más rentable para los parámetros escogidos, es la más sensible ante cualquier posible alteración. En caso de tener tasas de descuento superiores al 8% el proyecto más rentable sería la configuración de baterías 2, en vez de la 3. Lo mismo ocurre con tasas de crecimiento de ingresos inferiores al 1,5%. Esto se debe principalmente a que la configuración 3 depende más de los ingresos a largo plazo para justificar la inversión inicial. Si a estos ingresos se les exigen un coste de capital mayor, o crecen menos, entonces no se justifica una inversión mayor en baterías, teniendo la opción 2 una mejor relación entre rentabilidad obtenida e inversión realizada. Para el análisis de sensibilidad realizado variando el coste de las baterías ocurre lo mismo, estando el umbral de decisión entre la configuración 2 y 3 en 250 €/ kWh, siendo rentable una inversión mayor en baterías si el coste es menor. De lo contrario, se optaría por el sistema 2, hasta que alcance un precio de 350 €/ kWh, donde ya interesaría invertir más para el caso base, sin baterías.

Como conclusión, se obtiene que el almacenamiento energético por baterías aporta un valor real, incrementando los ingresos del parque, pero debe ser dimensionado cuidadosamente para así obtener el máximo incremento de su adición al parque. Asimismo, para la elección del escenario en el que invertir no existe una solución única, pues el caso óptimo dependerá del coste del capital, del precio de la electricidad durante la vida útil del proyecto, del coste de las baterías, o de la tasa nominal de proyección de costes, entre otros factores.

Por último, la viabilidad económica del parque presenta también sus limitaciones en el modelo propuesto. La estrategia de operación es fija, debido a la dificultad que supondría modelarla para optimizarla dinámicamente. Del mismo modo, no se ha incluido degradación

de las baterías, o participación en servicios de regulación de frecuencia. Todas estas últimas cuestiones quedan a merced de trabajos futuros.

Capítulo 7. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Organización de las Naciones Unidas, “*Causas y efectos del cambio climático.*”
<https://www.un.org/es/climatechange/science/causes-effects-climate-change>.
- [2] J. A. Pineda, “*Energía mareomotriz: guía completa,*” *EnColombia*.
<https://encolombia.com/medio-ambiente/interes-a/energia-mareomotriz/>
- [3] S. Kraemer. “*How solar thermal energy storage works with concentrated solar.*”
SolarPACES, 2018.
<https://www.solarpaces.org/how-csp-thermal-energy-storage-works/>
- [4] Energía y Calor Extremadura. *Tipos de combustibles para calderas de biomasa*, 2024.
<https://energiaycalorextremadura.es/biomasa/tipos-de-combustibles-para-calderas-de-biomasa/>
- [5] Red Eléctrica de España. *Potencia instalada por tecnologías*. Enero, 2026.
<https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada-generacion>
- [6] C. Q. Choi, “*Why don't hurricanes form at the equator?*”, *Live Science*, 2023.
<https://www.livescience.com/why-dont-hurricanes-form-at-the-equator>
- [7] M. Khan et al., “*Analysis of wind characteristics and wind energy resource assessment for Tonga using eleven methods of estimating Weibull parameters*” *Heliyon*, vol. 10, 2024.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S240584402406078X>
- [8] V. Yepes, “*Cimentaciones prefabricadas en aerogeneradores*”. *Universitat Politècnica de València*, 2015.
<https://victoryepes.blogs.upv.es/2015/04/27/cimentaciones-prefabricadas-en-aerogeneradores/>
- [9] G. Fan. et al., “*Characteristics of Wind Resources and Post-Project Evaluation of Wind Farms in Coastal Areas of Zhejiang*”, *Energies*, vol. 15, no. 9, art. 3351, 2022.
<https://www.mdpi.com/1996-1073/15/9/3351>
- [10] WeMake Consultores. “*Factor de capacidad en las energías renovables*”
<https://wemakeconsultores.com/factor-de-capacidad-en-las-renovables/>

- [11] Iberdrola. “*Qué son los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS)*”.
<https://www.iberdrola.com/conocenos/nuestra-actividad/almacenamiento-energia/bess>
- [12] Reporte minero & energético, “*La revolución energética impulsada por las Baterías de Almacenamiento de Energía (BESS)*”, 2023
<https://www.reporteminero.cl/noticia/noticias/2023/11/la-revolucion-energetica-impulsada-por-las-baterias-de-almacenamiento-de-energia-bess>
- [13] X. Xu, M. Bishop, D. G. Oikarinen y C. Hao, “*Application and modeling of battery energy storage in power systems*,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 2, no. 3, pp. 82-90, Sept. 2016, doi: 10.17775/CSEEJPES.2016.00039.
<https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7562828>
- [14] Google Earth. <https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>
- [15] Global Wind Atlas <https://globalwindatlas.info/en/>
- [16] National Renewable Energy Laboratory (NREL). <https://www.nrl.gov>
- [17] Junta de Castilla y León, “*Visor cartográfico de Castilla y León.*”
<https://idecyl.jcyl.es/vcig/>
- [18] Red Eléctrica, “*Conoce el estado de las solicitudes de acceso y conexión.*”
<https://www.ree.es/es/clientes/generador/acceso-conexion/conoce-el-estado-de-las-solicitudes>
- [19] Mapa Eólico Ibérico. <https://www.mapaeolicoiberico.com>
- [20] Furow. <https://furow.es/>
- [21] ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts). “*ERA5 hourly data on single levels from 1940 to present. Copernicus Climate Change Service (C3S) Climate Data Store.*”
<https://cds.climate.copernicus.eu/datasets/reanalysis-era5-single-levels?tab=overview>
- [22] ResearchGate, “*Illustration of a wind turbine wake incident upon the downstream turbine.*” https://www.researchgate.net/figure/Illustration-of-a-wind-turbine-wake-incident-upon-the-downstream-turbine_fig2_326712880
- [23] Wind Turbines – Part 1: Design requirements, IEC Standard 61400-1, 2019.
- [24] OMIE, “*Informe anual del mercado eléctrico 2025.*” Madrid, España, 2025.
<https://www.omie.es>
- [25] Banco Central Europeo, “*Estrategia de política monetaria: estabilidad de precios.*”
<https://www.ecb.europa.eu/mopo/strategy/pricestab/html/index.es.html>

- [26] Asociación Empresarial Eólica (AEE), “*Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España 2018*”. Madrid, España: Asociación Empresarial Eólica, 2019.
https://aeeolica.org/wp-content/uploads/2019/11/AEE_Estudio_Macroeconmico-2018.pdf.
- [27] Datosmacro, “*Consumo de electricidad en España*”.
<https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/electricidad-consumo/espana>
- [28] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), “*Factores de emisión de CO₂*”.
https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/energia/files-1/Eficiencia/RITE/documentosreconocidosrite/Otros%20documentos/Factores_emision_CO2.pdf

ANEXO I. OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

(ODS)

Este anexo se presenta como complemento al presente análisis técnico-económico y su relación con la Agenda 2030. Esta fue una propuesta lanzada en 2015 por la Organización de las Naciones Unidas (ONU), estableciendo 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) hacia los cuales se deberían desplazar en la medida de lo posible, todos los países del mundo. Estos objetivos buscan dar respuesta a los retos actuales, como la sostenibilidad energética, innovación industrial, uso eficiente de los recursos o la lucha contra el cambio climático. En su conjunto, la Agenda 2030 representa un marco común hacia un modelo de crecimiento más sostenible y respetuoso con el medio ambiente. Su finalidad es servir de guía para que gobiernos, empresas, y familias se alineen con un tipo de desarrollo más sostenible.

En este contexto, los parques eólicos con un sistema de almacenamiento BESS constituyen una actuación alineada con los objetivos propuestos, pues más allá de su viabilidad económica, el proyecto presenta una contribución relevante en materia medioambiental, tecnológica y de optimización de recursos. Los objetivos con los que más se alinea el proyecto son los siguientes:

1. **Objetivo de Desarrollo Sostenible 7.** Energía asequible y no contaminante.

Entre todos los ODS relacionados, es este el que posee una relación más directa. El parque eólico genera energía a partir de una fuente renovable no contaminante, a lo que se añade un sistema de almacenamiento energético para aumentar su aprovechamiento, mejorando la gestionabilidad de un recurso natural.

2. **Objetivo de Desarrollo Sostenible 9.** Industria, innovación e infraestructuras.

La implementación de BESS supone la incorporación de las últimas tecnologías en el almacenamiento electroquímico. Esto es una innovación en la gestión de la energía, tratando de ser un modelo energético más resiliente, flexible e innovador.

3. **Objetivo de Desarrollo Sostenible 11.** Ciudades y comunidades sostenibles.
El proyecto basado en la energía eólica con BESS, favorece la integración de la energía renovable en el suministro eléctrico, reduciendo la necesidad de cubrir el pico de demanda por tecnologías más contaminantes. Esta transición ecológica es beneficiosa tanto para las zonas urbanas como rurales.
4. **Objetivo de Desarrollo Sostenible 12.** Producción y consumo responsables.
Gracias a las baterías, se produce una optimización de la energía generada, que se puede almacenar en momentos de mayor demanda o de mayor valor energético. Asimismo, se consigue un menor desperdicio energético al poder almacenar excedentes.
5. **Objetivo de Desarrollo Sostenible 13.** Acción por el clima.
La explotación eólica contribuye a la descarbonización que se está llevando a cabo, produciendo una mayor penetración de las tecnologías renovables en el sistema eléctrico. Asimismo, mejora la adaptación del sistema a escenarios energéticos bajos en carbono, en línea con la mitigación del cambio climático.
6. **Objetivo de Desarrollo Sostenible 8.** Trabajo decente y crecimiento económico.
Al crear un nuevo parque desde cero, se genera una actividad asociada al desarrollo económico, pues se crean nuevos empleos, e impulsan los sectores con los que el proyecto está relacionado.

Con el fin de cuantificar el impacto que tiene la generación del parque en un año, se pretende comparar los resultados obtenidos en el análisis técnico-económico.

En cuanto a la energía renovable generada, se habrían producido 275.985 MWh durante el año 2025, y tomando como media un consumo per cápita en España de 5,1675 MWh/año [27], se obtiene que la energía generada sería suficiente como para abastecer a 53.407 personas durante un año entero. Por tanto, se concluye el gran impacto que supondría la creación del parque eólico en cuestión. Por otro lado, al generar energía de forma limpia, se evitaría una gran cantidad de CO₂ vertido a la atmósfera. Si se emplea como referencia la media elaborada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de 0,331 kg CO₂ / kWh de energía final [28], resulta que se evitarían 91.351,035 toneladas de CO₂ vertido en la atmósfera. Para poner en magnitud esta cantidad, considerando que un vehículo realiza 15.000 km al año, y produce 120 g CO₂/km, esto resulta en que durante el proceso de generación se ha evitado la producción de dióxido de carbono equivalente a lo que producirían 50.750 coches en un año aproximadamente.

Por último, la construcción del parque supone una inversión inicial de 117,2 M€, con una fase de construcción que estima entre los dos y tres años, generando empleo tanto de forma directa e indirecta en sectores de obra civil, instalaciones eléctricas, logística o transporte, beneficiándose la economía local. Durante la vida útil del proyecto también se generará empleo relacionado con las gestión y mantenimiento del parque.

ANEXO II. CÁLCULO INGRESOS PARQUE EÓLICO

Primero, se muestra el cálculo de los ingresos del parque eólico, sin ninguna configuración de baterías.

Hora	Producción media (kW)	Peso horario	Energía anual asignada (MWh/año)	Energía diaria producida (MWh)	Precio medio (€/MWh)	Ingreso anual por hora (€)
00:00	1755,2267	0,03846842	10616,72	29,087	80,96	859.529,79 €
01:00	1716,4599	0,03761879	10382,24	28,444	72,05	748.040,08 €
02:00	1694,7612	0,03714323	10250,99	28,085	67,46	691.531,66 €
03:00	1700,2509	0,03726354	10284,19	28,176	64,19	660.142,37 €
04:00	1726,8990	0,03784757	10445,38	28,617	62,40	651.791,58 €
05:00	1742,2856	0,03818479	10538,45	28,872	65,91	694.588,96 €
06:00	1772,9060	0,03885589	10723,66	29,380	73,24	785.400,67 €
07:00	1781,9407	0,03905390	10778,30	29,530	85,52	921.760,64 €
08:00	1793,9618	0,03931736	10851,02	29,729	84,35	915.283,21 €
09:00	1856,9357	0,04069752	11231,92	30,772	61,33	688.853,79 €
10:00	1805,6534	0,03957359	10921,73	29,923	42,98	469.416,14 €
11:00	1919,2370	0,04206295	11608,76	31,805	31,72	368.229,86 €
12:00	2023,4747	0,04434747	12239,26	33,532	27,93	341.842,40 €
13:00	2141,6293	0,04693701	12953,93	35,490	26,09	337.968,01 €
14:00	2223,5078	0,04873150	13449,18	36,847	25,49	342.819,65 €
15:00	2275,9317	0,04988045	13766,28	37,716	28,07	386.419,34 €
16:00	2302,1926	0,05045599	13925,12	38,151	35,89	499.772,47 €
17:00	2239,8850	0,04909043	13548,24	37,118	49,22	666.844,46 €
18:00	2129,3287	0,04666742	12879,53	35,286	65,22	840.002,78 €
19:00	1985,3691	0,04351233	12008,77	32,901	85,96	1.032.273,75 €
20:00	1856,6973	0,04069230	11230,48	30,768	104,89	1.177.965,06 €
21:00	1756,6298	0,03849917	10625,21	29,110	109,99	1.168.666,69 €
22:00	1672,6344	0,03665828	10117,15	27,718	98,49	996.438,23 €
23:00	1753,9344	0,03844010	10608,91	29,065	84,97	901.438,67 €

En rojo se muestran la energía que se vierte tras haber almacenado una parte, y en verde cuando se suma lo almacenado anteriormente para su venta.

1ª Configuración de baterías

Hora	Energía anual asignada (MWh/año)	Energía diaria vertida (MWh)	Precio medio (€/MWh)	Ingreso anual por hora (€)	Capacidad disponible en batería (MW)
00:00	10616,72	29,09	80,96	859.529,79 €	16,00
01:00	10382,24	28,44	72,05	748.040,08 €	16,00
02:00	10250,99	28,08	67,46	691.531,66 €	16,00
03:00	7364,19	20,18	64,19	472.707,57 €	8,00
04:00	7525,38	20,62	62,40	469.583,58 €	0,00
05:00	10538,45	28,87	65,91	694.588,96 €	0,00
06:00	10723,66	29,38	73,24	785.400,67 €	0,00
07:00	13406,30	36,73	85,52	1.146.507,20 €	8,00
08:00	13479,02	36,93	84,35	1.136.955,01 €	16,00
09:00	11231,92	30,77	61,33	688.853,79 €	16,00
10:00	10921,73	29,92	42,98	469.416,14 €	16,00
11:00	11608,76	31,80	31,72	368.229,86 €	16,00
12:00	12239,26	33,53	27,93	341.842,40 €	16,00
13:00	10033,93	27,49	26,09	261.785,21 €	8,00
14:00	10529,18	28,85	25,49	268.388,85 €	0,00
15:00	13766,28	37,72	28,07	386.419,34 €	0,00
16:00	13925,12	38,15	35,89	499.772,47 €	0,00
17:00	13548,24	37,12	49,22	666.844,46 €	0,00
18:00	12879,53	35,29	65,22	840.002,78 €	0,00
19:00	12008,77	32,90	85,96	1.032.273,75 €	0,00
20:00	13858,48	37,97	104,89	1.453.615,98 €	8
21:00	13253,21	36,31	109,99	1.457.720,41 €	16
22:00	10117,15	27,72	98,49	996.438,23 €	16
23:00	10608,91	29,07	84,97	901.438,67 €	16
Total	274817,40	752,92	63,93	17.637.886,89 €	

2ª Configuración de baterías

Hora	Energía anual asignada (MWh/año)	Energía diaria vertida (MWh)	Precio medio (€/MWh)	Ingreso anual por hora (€)	Capacidad disponible en batería (MW)
00:00	10616,72	29,09	80,96	859.529,79 €	32,00
01:00	10382,24	28,44	72,05	748.040,08 €	32,00
02:00	10250,99	28,08	67,46	691.531,66 €	32,00
03:00	4444,19	12,18	64,19	285.272,77 €	16,00
04:00	4605,38	12,62	62,40	287.375,58 €	0,00
05:00	10538,45	28,87	65,91	694.588,96 €	0,00
06:00	10723,66	29,38	73,24	785.400,67 €	0,00
07:00	16034,30	43,93	85,52	1.371.253,76 €	16,00
08:00	16107,02	44,13	84,35	1.358.626,81 €	32,00
09:00	11231,92	30,77	61,33	688.853,79 €	32,00
10:00	10921,73	29,92	42,98	469.416,14 €	32,00
11:00	11608,76	31,80	31,72	368.229,86 €	32,00
12:00	12239,26	33,53	27,93	341.842,40 €	32,00
13:00	7113,93	19,49	26,09	185.602,41 €	16,00
14:00	7609,18	20,85	25,49	193.958,05 €	0,00
15:00	13766,28	37,72	28,07	386.419,34 €	0,00
16:00	13925,12	38,15	35,89	499.772,47 €	0,00
17:00	13548,24	37,12	49,22	666.844,46 €	0,00
18:00	12879,53	35,29	65,22	840.002,78 €	0,00
19:00	12008,77	32,90	85,96	1.032.273,75 €	0,00
20:00	16486,48	45,17	104,89	1.729.266,90 €	16
21:00	15881,21	43,51	109,99	1.746.774,13 €	32
22:00	10117,15	27,72	98,49	996.438,23 €	32
23:00	10608,91	29,07	84,97	901.438,67 €	32
Total	273649,40	749,72	63,93	18.128.753,49 €	

3ª Configuración de baterías

Hora	Energía anual asignada (MWh/año)	Energía diaria vertida (MWh)	Precio medio (€/MWh)	Ingreso anual por hora (€)	Capacidad disponible en batería (MW)
00:00	10616,72	29,09	80,96	859.529,79 €	64,00
01:00	10382,24	28,44	72,05	748.040,08 €	64,00
02:00	10250,99	28,08	67,46	691.531,66 €	64,00
03:00	4444,19	12,18	64,19	285.272,77 €	48,00
04:00	4605,38	12,62	62,40	287.375,58 €	32,00
05:00	4698,45	12,87	65,91	309.674,56 €	16,00
06:00	15979,66	43,78	73,24	1.170.350,11 €	32,00
07:00	16034,30	43,93	85,52	1.371.253,76 €	48,00
08:00	16107,02	44,13	84,35	1.358.626,81 €	64,00
09:00	11231,92	30,77	61,33	688.853,79 €	64,00
10:00	10921,73	29,92	42,98	469.416,14 €	64,00
11:00	11608,76	31,80	31,72	368.229,86 €	64,00
12:00	6399,26	17,53	27,93	178.731,20 €	48,00
13:00	7113,93	19,49	26,09	185.602,41 €	32,00
14:00	7609,18	20,85	25,49	193.958,05 €	16,00
15:00	7926,28	21,72	28,07	222.490,54 €	0,00
16:00	13925,12	38,15	35,89	499.772,47 €	0,00
17:00	13548,24	37,12	49,22	666.844,46 €	0,00
18:00	12879,53	35,29	65,22	840.002,78 €	0,00
19:00	17264,77	47,30	85,96	1.484.079,51 €	16
20:00	16486,48	45,17	104,89	1.729.266,90 €	32
21:00	15881,21	43,51	109,99	1.746.774,13 €	48
22:00	15373,15	42,12	98,49	1.514.101,67 €	64
23:00	10608,91	29,07	84,97	901.438,67 €	64
Total	271897,40	744,92	63,93	18.771.217,73 €	

ANEXO III. CÁLCULO DE FLUJOS DE CAJA

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Sin BESS													
Ingresos (€)	0	17.575.696	18.015.088	18.465.465	18.927.102	19.400.280	19.885.287	20.382.419	20.891.979	21.414.279	21.949.636	22.498.377	23.060.836
OPEX (€)	0	-5.582.990	-5.694.650	-5.808.543	-5.924.714	-6.043.208	-6.164.072	-6.287.354	-6.413.101	-6.541.363	-6.672.190	-6.805.634	-6.941.746
CAPEX (€)	-117.200.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo neto (€)	-117.200.000	11.992.706	12.320.438	12.656.923	13.002.388	13.357.072	13.721.214	14.095.065	14.478.879	14.872.916	15.277.446	15.692.743	16.119.090
Flujo acumulado (€)	-117.200.000	-105.207.294	-92.886.856	-80.229.933	-67.227.545	-53.870.474	-40.149.259	-26.054.194	-11.575.316	3.297.600	18.575.046	34.267.789	50.386.878
TIR del proyecto	11,69%												
VAN (MILLONES DE EUR)	62,05 €	PAYBACK 8,78 años											
Bat.1 8MW/16MWh													
Ingresos (€)	0	18.078.834	18.530.805	18.994.075	19.468.927	19.955.650	20.454.541	20.965.905	21.490.052	22.027.304	22.577.986	23.142.436	23.720.997
OPEX (€)	0	-5.636.846	-5.749.583	-5.864.575	-5.981.866	-6.101.503	-6.223.534	-6.348.004	-6.474.964	-6.604.464	-6.736.553	-6.871.284	-7.008.710
CAPEX (€)	-120.896.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo neto (€)	-120.896.000	12.441.988	12.781.222	13.129.500	13.487.061	13.854.147	14.231.008	14.617.901	15.015.088	15.422.840	15.841.434	16.271.152	16.712.287
Flujo acumulado (€)	-120.896.000	-108.454.012	-95.672.790	-82.543.290	-69.056.229	-55.202.082	-40.971.075	-26.353.174	-11.338.086	4.084.754	19.926.188	36.197.340	52.909.627
TIR del proyecto	11,76%												
VAN (MILLONES DE EUR)	64,96 €	PAYBACK 8,74 años											
Bat.2 16MW/32MWh													
Ingresos (€)	0	18.581.972	19.046.522	19.522.685	20.010.752	20.511.021	21.023.796	21.549.391	22.088.126	22.640.329	23.206.337	23.786.496	24.381.158
OPEX (€)	0	-5.690.702	-5.804.516	-5.920.606	-6.039.019	-6.159.799	-6.282.995	-6.408.655	-6.536.828	-6.667.564	-6.800.916	-6.936.934	-7.075.673
CAPEX (€)	-124.592.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo neto (€)	-124.592.000	12.891.270	13.242.005	13.602.078	13.971.733	14.351.222	14.740.801	15.140.736	15.551.298	15.972.764	16.405.421	16.849.561	17.305.485
Flujo acumulado (€)	-124.592.000	-111.700.730	-98.458.724	-84.856.646	-70.884.913	-56.533.691	-41.792.890	-26.652.154	-11.100.856	4.871.908	21.277.330	38.126.891	55.432.376
TIR del proyecto	11,82%												
VAN (MILLONES DE EUR)	67,88 €	PAYBACK 8,69 años											
Bat.3 16MW/64MWh													
Ingresos (€)	0	19.240.498	19.721.511	20.214.548	20.719.912	21.237.910	21.768.858	22.313.079	22.870.906	23.442.679	24.028.746	24.629.464	25.245.201
OPEX (€)	0	-5.798.414	-5.914.382	-6.032.670	-6.153.323	-6.276.390	-6.401.918	-6.529.956	-6.660.555	-6.793.766	-6.929.642	-7.068.234	-7.209.599
CAPEX (€)	-131.984.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo neto (€)	-131.984.000	13.442.084	13.807.128	14.181.878	14.566.589	14.961.520	15.366.940	15.783.123	16.210.351	16.648.912	17.099.104	17.561.230	18.035.602
Flujo acumulado (€)	-131.984.000	-118.541.916	-104.734.788	-90.552.909	-75.986.321	-61.024.801	-45.657.861	-29.874.738	-13.664.387	2.984.526	20.083.630	37.644.860	55.680.462
TIR del proyecto	11,62%												
VAN (MILLONES DE EUR)	68,62 €	PAYBACK 8,82 años											

13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
23.637.357	24.228.291	24.833.998	25.454.848	26.091.219	26.743.500	27.412.087	28.097.389	28.799.824	29.519.820	30.257.815	31.014.261	31.789.617
-7.080.581	-7.222.193	-7.366.637	-7.513.970	-7.664.249	-7.817.534	-7.973.885	-8.133.362	-8.296.030	-8.461.950	-8.631.189	-8.803.813	-8.979.889
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16.556.775	17.006.098	17.467.361	17.940.878	18.426.970	18.925.966	19.438.203	19.964.027	20.503.794	21.057.870	21.626.626	22.210.448	22.809.728
66.943.654	83.949.752	101.417.113	119.357.991	137.784.961	156.710.927	176.149.130	196.113.157	216.616.951	237.674.821	259.301.447	281.511.894	304.321.622
24.314.022	24.921.872	25.544.919	26.183.542	26.838.131	27.509.084	28.196.811	28.901.731	29.624.275	30.364.882	31.124.004	31.902.104	32.699.656
-7.148.884	-7.291.861	-7.437.699	-7.586.453	-7.738.182	-7.892.945	-8.050.804	-8.211.820	-8.376.057	-8.543.578	-8.714.449	-8.888.738	-9.066.513
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17.165.138	17.630.011	18.107.221	18.597.090	19.099.949	19.616.139	20.146.007	20.689.911	21.248.218	21.821.304	22.409.554	23.013.365	23.633.143
70.074.765	87.704.776	105.811.997	124.409.086	143.509.035	163.125.174	183.271.181	203.961.092	225.209.310	247.030.614	269.440.168	292.453.533	316.086.676
24.990.687	25.615.454	26.255.840	26.912.236	27.585.042	28.274.668	28.981.535	29.706.074	30.448.725	31.209.943	31.990.192	32.789.947	33.609.696
-7.217.186	-7.361.530	-7.508.761	-7.658.936	-7.812.114	-7.968.357	-8.127.724	-8.290.278	-8.456.084	-8.625.206	-8.797.710	-8.973.664	-9.153.137
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17.773.501	18.253.924	18.747.080	19.253.301	19.772.928	20.306.312	20.853.811	21.415.795	21.992.641	22.584.738	23.192.482	23.816.283	24.456.558
73.205.877	91.459.801	110.206.881	129.460.182	149.233.110	169.539.421	190.393.233	211.809.028	233.801.669	256.386.407	279.578.889	303.395.172	327.851.730
25.876.331	26.523.239	27.186.320	27.865.978	28.562.628	29.276.693	30.008.611	30.758.826	31.527.797	32.315.992	33.123.891	33.951.989	34.800.788
-7.353.791	-7.500.867	-7.650.884	-7.803.902	-7.959.980	-8.119.180	-8.281.563	-8.447.194	-8.616.138	-8.788.461	-8.964.230	-9.143.515	-9.326.385
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18.522.540	19.022.372	19.535.436	20.062.076	20.602.648	21.157.514	21.727.048	22.311.632	22.911.658	23.527.530	24.159.661	24.808.474	25.474.403
74.203.001	93.225.374	112.760.810	132.822.886	153.425.534	174.583.048	196.310.095	218.621.727	241.533.385	265.060.915	289.220.576	314.029.050	339.503.453