



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

Estudio de la viabilidad de una instalación de
generación eléctrica híbrida de energías renovables
con baterías de ion litio

Autor: **María Casas Avery**

Director: **Consuelo Alonso Alonso**

Co-Director: **Fernando Cuadra**

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
“Estudio de la viabilidad de una instalación de generación eléctrica híbrida de energías
renovables con baterías de ion litio”

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

curso académico 2021/2022 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

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

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: María Casas Avery

Fecha: 05/ 07/2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

ALONSO ALONSO
CONSOLACION -
05408293G

Firmado digitalmente por
ALONSO ALONSO CONSOLACION
- 05408293G
Fecha: 2022.07.07 19:53:53
+02'00'

Fdo.: Consuelo Alonso Alonso

Fecha: 05/ 07/ 2022

Agradecimientos

A la empresa Vortex, por la información de los datos de viento facilitada.

A Consuelo, por su apoyo y cariño a lo largo de todo el proyecto.

A mi padre, Pepe Casas y a mi madre, María Avery, por su continuo apoyo.

A Jorge San Román, por su constante ayuda y motivación.

A David Post de Enel-X, por introducirme en el mundo de los sistemas de almacenamiento y motivarme para seguir aprendiendo en este sector.

TÍTULO DEL TFG: ESTUDIO DE LA VIABILIDAD DE UNA INSTALACIÓN DE GENERACIÓN ELÉCTRICA HÍBRIDA DE ENERGÍAS RENOVABLES CON BATERÍAS DE ION LITIO

Autor: Casas Avery María

Director: Alonso Alonso Consuelo

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

Palabras clave: Parque eólico, Sistemas de almacenamiento, Demanda, Peak Demand, Arbitrage

1. Introducción

Uno de los mayores retos a los que se enfrenta la humanidad es el cambio climático. Para hacer frente a este reto, el presente proyecto valora la construcción de un parque eólico con un sistema de almacenamiento que de flexibilidad al sistema. De esta manera la energía se puede almacenar y desplazar entre el momento de su generación y el momento de la demanda.

2. Definición del Proyecto

Este proyecto desarrolla el estudio de la viabilidad para la implantación de un parque eólico con sistema de almacenamiento de baterías de ion litio en la costa al sur de Lanzarote, siguiendo la demanda de la isla. El estudio se ha hecho para 8 aerogeneradores Vestas V162-6MW, con una altura de buje de 119m y una potencia total instalada de 48MW, y el análisis de sensibilidades llevado a cabo ha sido con baterías de la marca Evo-Power, de potencia 50MW y capacidades de 50MWh, 100MWh y 200MWh.

Para este análisis, en primer lugar, a través de un modelo de zonificación para la sensibilidad ambiental se ha estudiado la viabilidad ambiental del proyecto. En segundo lugar, desde un punto de vista técnico y gracias a programas de simulación, se ha estudiado la generación de energía eólica disponible y la vertida a la red, además del estudio de las horas con mayor excedente de generación en la isla para la carga de las baterías. Por último, se ha llevado a cabo el estudio de la viabilidad económica, donde se ha elaborado una comparación de rentabilidades entre los diferentes escenarios según la capacidad de la batería.

3. Descripción del modelo/sistema/herramienta

El presente proyecto se ha diseñado considerando dos líneas de alineación, situando los ocho aerogeneradores en perpendicular a la dirección dominante del viento, para de esta manera, ser capaces de generar la máxima energía posible.

Para ello, en primer lugar, se ha analizado en la aplicación Windoghapher la serie de datos de viento, obtenidos mediante una estación meteorológica virtual, para obtener las estadísticas sobre la dirección dominante del viento. A continuación, se han introducido las condiciones del emplazamiento en WAsp (coordenadas, rugosidades del terreno, topografía, datos de viento, etc) y se ha evaluado la generación del emplazamiento.

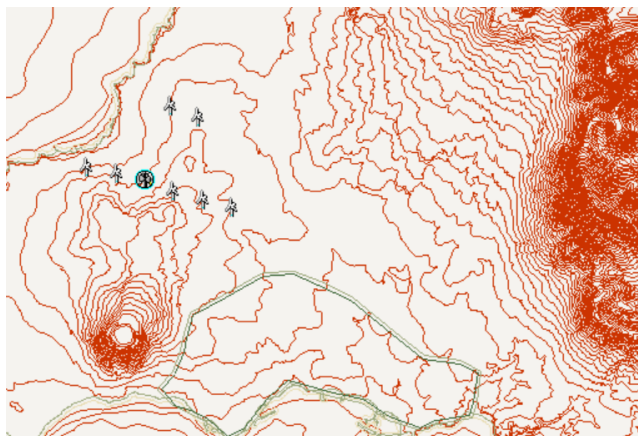


Ilustración 1: Confeción del parque eólico sobre el mapa digitalizado del emplazamiento

A continuación, se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidades para el sistema de almacenamiento complementario del parque. En este estudio se han medido los valles y los picos del 40% de la demanda horaria de Lanzarote, y se ha comparado con la generación horaria del parque. De esta manera, se ha concluido cuáles son las horas indicadas para almacenar y desplazar la energía entre el momento de su generación y el momento de la demanda.

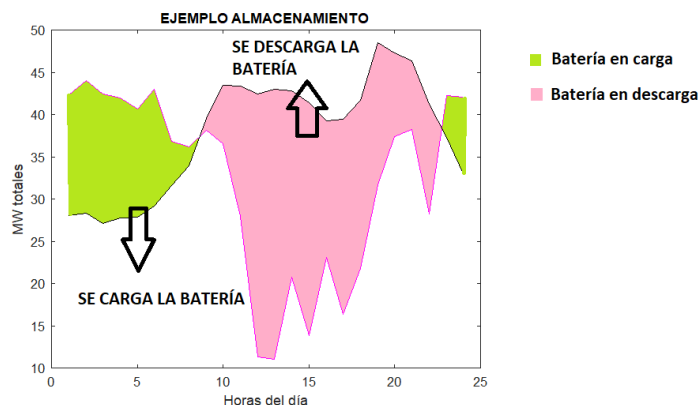


Ilustración 2: Carga y descarga batería

4. Resultados

Un primer resultado de este proyecto viene del índice de sensibilidad ambiental con un valor igual a 6.960 puntos sobre 10.000 (siendo cero máxima sensibilidad ambiental y 10.000 mínima sensibilidad ambiental) equivalente a una sensibilidad media. En el proyecto se proponen medidas de mitigación para minimizar los efectos sobre el medio ambiente.

Un segundo resultado viene de la simulación a través de WAsp con la energía generada por el parque eólico 236.443 MWh, la energía vertida a la red 208.637MWh con un factor de carga de 49,61% y la reducción de emisiones de 160.641 CO₂-equivalente en el caso de sustituir el gas de la central térmica de Punta Grande de Lanzarote, por la del parque.

Un tercer resultado viene del análisis de las sensibilidades del parque, cuya conclusión es que la mejor opción es el sistema de almacenamiento de 50MW con una capacidad de 100MWh. Se ha obtenido cuánta energía de carga proviene del excedente del parque (Peak Demand) y cuánta de la red en horas valle (Arbitrage).

Por último, se ha estudiado han estudiado los valores de la rentabilidad económica, el LCOE, el VAN y el TIR.

Resultados Parque Eólico	
Modelo aerogenerador	Vestas V162-6.0MW
Número aerogeneradores	8
Potencia total instalada	48MW eólica
Energía vertida a la red	208,637 GWh/año
Horas netas equivalentes	4.346 h
Factor de capacidad	49,6%
LCOE	20,15 euros
VAN	10.534.389 euros
TIR	9,62%

Resultado óptimo obtenido de los análisis de sensibilidad	
Potencia instalada Parque eólico	48 MW
Potencia Sistema Almacenamiento	50 MW
Capacidad Sistema Almacenamiento	100MWh
Horas netas equivalentes	4.722 h
Energía almacenada por Arbitrage	28.855 MWh
Energía almacenada por Peak Demand	7.644 MWh
LCOE	31,46 euros
VAN	14.683.365 euros
TIR	9,16%

5. Conclusiones

Se ha llegado a la conclusión que el sistema óptimo para el caso de Lanzarote es montar un parque eólico de 48 MW, compuesto por 8 aerogeneradores Vestas V162-6MW, con 4.346,61 horas de utilización acompañado de una batería de potencia de 50MW y una capacidad de 100MWh, actuando la batería en “Arbitrage” y “Peak Demand”. La TIR del proyecto obtenida del proyecto asciende a 9,16%.

TFG TITLE: FEASIBILITY STUDY OF A HYBRID RENEWABLE ENERGY POWER GENERATION FACILITY USING LITHIUM-ION BATTERIES

Author: Casas Avery María

Supervisor: Alonso Alonso Consuelo

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

Keywords: Wind Power Plant, Battery Energy Storage System (BESS), *Peak Demand*³, *Arbitrage*⁴

1. Introduction

One of the biggest challenges facing humanity is climate change. In order to meet this challenge, the present project assesses the construction of a wind power plant with a storage system that gives flexibility to the system. In this way energy can be stored and shifted between the time of generation and the time of demand.

2. Definition of the Project

This project develops the feasibility study for the implementation of a wind power plant with lithium-ion battery storage system on the south coast of the island of Lanzarote. The study has been carried out for 8 Vestas V162-6MW wind turbines, with a hub height of 119m and a total installed power of 48MW, and the sensitivity analysis carried out has been with EvoPower batteries, with a power of 50MW and capacities of 50MWh, 100MWh and 200MWh.

For this analysis, firstly, the environmental viability of the project was studied using a zoning model for environmental sensitivity. Secondly, from a technical point of view and thanks to simulation programmes, the available wind energy generation and the energy fed into the grid have been studied, as well as the hours with the greatest generation surplus for charging the batteries. Finally, the economic viability study has been carried out, where a comparison of the profitability of the different scenarios according to battery capacity has been drawn up.

3. Description of the model/system/tool

This project has been designed considering two alignment lines, placing the eight wind turbines perpendicular to the dominant wind direction, to be able to generate as much energy as possible.

To do this, firstly, the wind data series, obtained from a virtual weather station, was analysed in the Windoghapher application to obtain statistics on the dominant wind direction. The site conditions were then entered into WAsp (coordinates, terrain roughness, topography, wind data, etc.) and the site generation was evaluated.

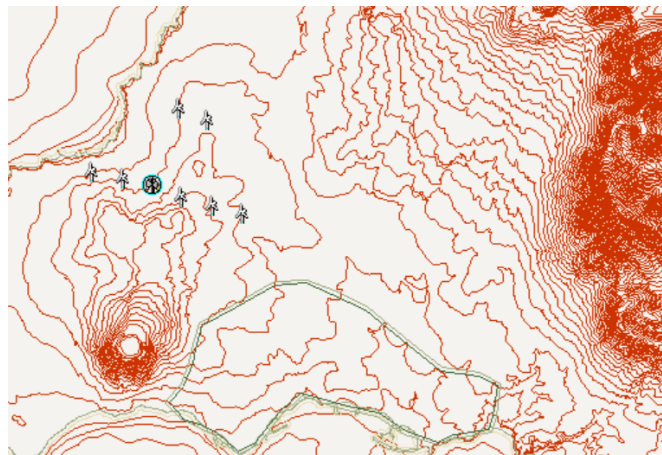


Ilustración 3: Wind power plant design based on the digitised map of the site

A sensitivity analysis was then carried out for the wind farm's complementary storage system. In this study, the valleys and peaks of 40% of Lanzarote's hourly demand were measured and compared with the wind farm's hourly generation. In this way, it has been concluded which are the best times to store and shift energy between the time of generation and the time of demand.

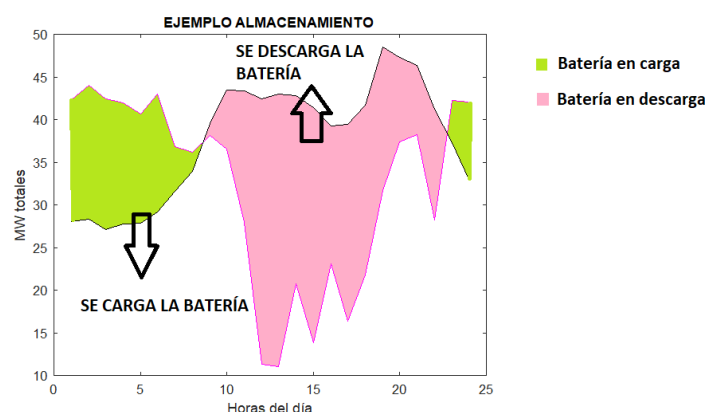


Ilustración 4: Charging and discharging moments of the batteries

4. Results

A first result of this project comes from the environmental sensitivity index with a value equal to 6,960 points out of 10,000, being zero maximum environmental sensitivities and 10,000 minimum.

A second result comes from the simulation through WAsp with the energy generated by the wind farm 236,443 MWh, the energy fed into the grid 208,637 MWh with a load factor of 49.61% and the reduction of emissions of 160,641 CO₂-equivalent in the case of replacing the gas from the Punta Grande thermal power station in Lanzarote with that of the wind farm.

A third result comes from the analysis of the park's sensitivities, the conclusion of which is that the best option is the 50MW storage system with a capacity of 100MWh. It has been obtained how much load energy comes from the farm surplus (Peak Demand) and how much from the grid in off-peak hours (Arbitrage).

Finally, the values of economic profitability, LCOE, NPV and IRR have been studied.

Wind Power Plant Results	
Wind turbine model	Vestas V162-6.0MW
Number of wind turbines	8
Total Power Installed	48MW eólica
Energy fed into the grid	208,637 GWh/año
Equivalent net hours	4.346 h
Capacity factor	49,61%
LCOE	20,15 euros
NPV	10.534.389 euros
IRR	9,62%

<i>Optimal result obtained from sensitivity analyses</i>	
Installed capacity Wind Power Plant	48 MW
Power Storage System	50 MW
Capacity Storage System	100MWh
Equivalent net hours	4.722 h
Energy stored by Arbitrage	28.855 MWh
Energy stored by Peak Demand	7.644 MWh
LCOE	31,46 euros
NPV	14.683.365 euros
IRR	9,16%

5. Conclusions

It has been concluded that the optimal system for the case of Lanzarote is to install a wind farm of 48 MW, consisting of 8 wind turbines Vestas V162-6MW, with 4,346.61 hours of use accompanied by a battery of 50MW power and a capacity of 100MWh, acting the battery in "Arbitrage" and "Peak Demand". The IRR of the project obtained from the project amounts to 9,16%.

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	9
1.1 Motivación del proyecto.....	9
Capítulo 2. La energía del viento	12
2.1 El recurso eólico	12
2.1.1 Conceptos básicos de meteorología	12
2.1.2 Caracterización del potencial eólico.....	15
2.1.3 Medición y tratamiento de datos	21
2.2 Almacenamiento de la energía	23
2.2.1 Situación Actual de las baterías	23
2.2.2 Formas de actuación de las baterías en el mercado.....	27
Capítulo 3. Elección del emplazamiento y selección de aerogeneradores	29
3.1 Selección del emplazamiento.....	29
3.1.1 Velocidad y dirección medias del viento	29
3.1.2 Pendientes del emplazamiento.....	30
3.1.3 Lista de espacios naturales protegidos	33
3.1.4 Punto de interconexión.....	34
3.1.5 Comunicación por carreteras y vías de acceso	36
3.2 Características técnicas aerogeneradores	37
3.2.1 Funcionamiento y partes de un aerogenerador	37
3.2.2 Tecnología de conexión a la red.....	39
3.2.3 Características técnicas Vestas V162-6.0 MW.....	40
Capítulo 4. Análisis del micrositing	42
4.1 Análisis Windographer.....	42
4.1.1 Resultados de la simulación	44
4.1.2 Conclusiones de la Simulación.....	54
4.2 Análisis WAsP	54
4.2.1 Datos de entrada de la simulación.....	54
4.2.2 Resultados de la simulación	61
4.2.3 Energía vertida a la red	64

4.2.4 Conclusiones de la simulación	65
4.3 Análisis demanda Lanzarote	66
4.3.1 Introducción demanda de Lanzarote.....	66
4.3.2 Análisis de los datos	67
4.3.3 Conclusiones.....	69
Capítulo 5. Carga y descarga de las baterías.....	70
5.1 Organización de la generación térmica y renovable en la isla de Lanzarote	70
5.2 Análisis generación eólica del parque hora a hora	72
5.3 Flujos y optimización de recarga de las baterías.....	75
5.4 Resultados	85
Capítulo 6. Análisis del impacto ambiental y medidas de mitigación	89
7.1 Análisis de la sensibilidad ambiental	89
7.2 Ahorro energético y contaminación evitada	94
7.3 Objetivos de desarrollo sostenible	99
Capítulo 7. Viabilidad económica	102
Capítulo 8. Conclusiones y Trabajos Futuros.....	112
Capítulo 9. Bibliografía.....	113
ANEXO I- Cálculo LCOE, VAN Y TIR.....	116

Índice de figuras

Figura 1: Potencia Instalada en Canarias (MW)[1]	10
Figura 2: Producción de Energía Eléctrica Bruta en Canarias (MWh) [1].....	10
Figura 3: Creación del viento [3].....	13
Figura 4: Circulación del viento a nivel global [3].....	13
Figura 5: Vientos de origen térmico [3]	15
Figura 6: Relación energía cinética de entrada y salida en la turbina eólica [3]	16
Figura 7: Límite de Betz (izq) y valores de C_p con control de paso fijo (Dcha) [3].....	17
Figura 8: Curva de potencia con control de paso fijo [3]	19
Figura 9: Curva de potencia con control de paso variable [3].....	20
Figura 10: Curva coeficiente de empuje.....	21
Figura 11: Torre de la estación anemométrica	22
Figura 12: Clasificación de las tecnologías de Almacenamiento Energético [4]	24
Figura 13: Revenue stack	27
Figura 14: Velocidades del viento en las islas de Las Palmas y Lanzarote [5]	30
Figura 15: Vista en Google Earth del emplazamiento.....	31
Figura 16: Pendiente del terreno aerogeneradores 1-6	31
Figura 17: Pendiente del terreno aerogeneradores 7-8	32
Figura 18: Zonas protegidas de la isla de Lanzarote [1]	34
Figura 19: Leyenda sistema eléctrico ibérico [6]	35
Figura 20: Mapa sistema eléctrico ibérico en torno al emplazamiento [6]	35
Figura 21: Subestación Eléctrica Playa Blanca 66/132 KV [7].....	36
Figura 22: Carreteras y vías de acceso al emplazamiento [8]	36
Figura 23: Partes interiores y exteriores de la góndola de un aerogenerador.....	37
Figura 24: Evolución tamaño de aspas y potencia de los aerogeneradores.....	38
Figura 25: Conexión a la red mediante generador síncrono	39
Figura 26: Conexión a la red mediante un generador asíncrono	40

Figura 27: Imágenes del aerogenerador Vestas V162-6.0 MW	41
Figura 28: Datos del comienzo de la serie temporal [9].....	43
Figura 29: Configuración Data Set Windographer [9]	43
Figura 30: Serie temporal de viento años 2019-2021 [9]	44
Figura 31: Serie temporal de viento 2011-2021 [9]	45
Figura 32: Rosa de frecuencia por mes	45
Figura 33: Rosa de frecuencia por horas [9]	46
Figura 34: Rosa de frecuencia total de medición [9].....	46
Figura 35: Rosa de la energía por meses [9]	47
Figura 36: Rosa de la energía por horas [9].....	48
Figura 37: Rosa de la energía total de medición [9].....	48
Figura 38: Rosa de velocidad por meses [9]	49
Figura 39: Rosa de velocidad por horas [9].....	49
Figura 40: Rosa de velocidad total de medición [9].....	50
Figura 41: Velocidad media del viento por meses [9].....	50
Figura 42: Velocidad media del viento [9].....	51
Figura 43: Distribución de Weibull por mes [9]	51
Figura 44: Distribución de Weibull total de medida [9].....	52
Figura 45: Probabilidad acumulada serie temporal [9]	52
Figura 46: Boxplot de la serie temporal [9].....	53
Figura 47: Dmap de la serie temporal [9].....	53
Figura 48: Vista de la superficie del terreno del emplazamiento	55
Figura 49: Clases de rugosidad según el tipo de emplazamiento	55
Figura 50: Mapa Topográfico del emplazamiento [10].....	56
Figura 51: Mapa topográfico con los aerogeneradores [10].....	57
Figura 52: Serie temporal del viento en formato WAsp [11]	58
Figura 53: Curva de Potencia	60
Figura 54: Curva coeficientes de empuje	60
Figura 55: Curva de potencia y coeficiente de empuje de la simulación [11].....	61
Figura 56: Estadísticas generales obtenidas en la simulación [11]	62

Figura 57: Estadísticas generales obtenidas en la simulación de cada aerogenerador [11]	64
Figura 58: Curvas típicas demanda en función de la estación del año	66
Figura 59: Parámetros climatológicos Lanzarote	67
Figura 60: Demanda anual isla de Lanzarote por meses [12].....	68
Figura 61: Flujo entre la isla de Lanzarote y la isla de Fuerteventura [13].....	69
Figura 62: Distribución de la generación según la P.O. SENP 1 para una demanda media de 100MW	71
Figura 63: Energía producida por la planta por meses	74
Figura 64: Velocidad del viento a 120 m	74
Figura 65: Demanda media isla de Lanzarote escalada al 40%	75
Figura 66: Oscilación precio diario de la electricidad [15]	77
Figura 67: Precios (Euro/MWh) en el mercado diario en España en el año 2019	77
Figura 68: Precios (Euro/MWh) en el mercado diario en España en el año 2021	78
Figura 69: Media de la velocidad del viento a lo largo del día durante el año 2019.....	78
Figura 70: Demanda de la isla al 40% superpuesta junto a la generación de la planta	79
Figura 71: Ejemplo de las horas de carga y descarga de las baterías	80
Figura 72: Ejemplo carga de una batería de 50 MW con una capacidad de 50MWh.	82
Figura 73: Ejemplo carga de una batería de 50 MW con una capacidad de 100MWh.	83
Figura 74: Ejemplo carga de una batería de 50 MW con una capacidad de 200MWh.	84
Figura 75: Proporción de la energía destinada a la carga de las baterías de potencia 50MW y capacidad 50 MWh.....	85
Figura 76: Proporción de la energía destinada a la carga de las baterías de potencia 50MW y capacidad 200 MWh.....	86
Figura 77: Proporción de la energía destinada a la carga de las baterías de potencia 50MW y capacidad 100 MWh.....	86
Figura 78: Porcentaje de la generación renovable y no renovable, emisiones ahorradas a la atmósfera para la instalación de una planta de 48MW en la isla de Lanzarote	96
Figura 79: Porcentaje de la generación renovable y no renovable, emisiones ahorradas a la atmósfera para la instalación de una planta de 48MW y un sistema de almacenamiento de 50 MWh en la isla de Lanzarote	97

Figura 80: Porcentaje de la generación renovable y no renovable, emisiones ahorradas a la atmósfera para la instalación de una planta de 48MW y un sistema de almacenamiento de 100 MWh en la isla de Lanzarote	98
Figura 81: Porcentaje de la generación renovable y no renovable, emisiones ahorradas a la atmósfera para la instalación de una planta de 48MW y un sistema de almacenamiento de 200 MWh en la isla de Lanzarote	99
Figura 82: Objetivos de desarrollo sostenible [18].....	101
Figura 83: Fórmula del LCOE.....	102
Figura 84: Revenues Stack de las baterías.....	110

Índice de tablas

Tabla 1: Evolución Potencia Instalada 2015-2030 [2]	11
Tabla 2: Coordenadas UTM de los aerogeneradores del emplazamiento	32
Tabla 3: Características técnicas Vestas 162-6.0 MW	41
Tabla 4: Coordenada Aerogenerador 3.....	42
Tabla 5: Tabla resumen datos Windographer [9]	54
Tabla 6: Curvas de potencia y coeficientes de empuje según la iteración acorde con la simulación.....	59
Tabla 7: Resultados simulación del emplazamiento.....	62
Tabla 8: Resumen resultados de la simulación para cada aerogenerador.....	63
Tabla 9: Pérdidas de energía tenidas en cuenta en el parque.....	65
Tabla 10: Grupos térmicos isla de Lanzarote	71
Tabla 11: Tabla ejemplo de grupos de respaldo	71
Tabla 12: Inputs y Outputs simulación WAsp.....	73
Tabla 13: Estudio de las sensibilidades de las baterías	81
Tabla 14: Horas netas equivalentes para todas las sensibilidades	87
Tabla 15: Índice de sensibilidad ambiental del emplazamiento [16]	91
Tabla 16: Indicadores de exclusión de energía eólica en el emplazamiento [16]	92
Tabla 17: Indicadores de ponderación de energía eólica del emplazamiento [16].....	93
Tabla 18: Emisiones de CO2 equivalente del sistema peninsular español por tecnología [17]	95
Tabla 19: Porcentaje de la generación renovable y no renovable, emisiones ahorradas a la atmósfera para la instalación de una planta de 48MW en la isla de Lanzarote	95
Tabla 20: Porcentaje de la generación renovable y no renovable, emisiones ahorradas a la atmósfera para la instalación de una planta de 48MW y un sistema de almacenamiento de 50 MWh en la isla de Lanzarote	97

Tabla 21: Porcentaje de la generación renovable y no renovable, emisiones ahorradas a la atmósfera para la instalación de una planta de 48MW y un sistema de almacenamiento de 100 MWh en la isla de Lanzarote	98
Tabla 22: Porcentaje de la generación renovable y no renovable, emisiones ahorradas a la atmósfera para la instalación de una planta de 48MW y un sistema de almacenamiento de 200 MWh en la isla de Lanzarote	99
Tabla 23: Capex planta eólica 48 MW	103
Tabla 24: Opex planta eólica 48 MW	103
Tabla 25: Precios de compra baterías	104
Tabla 26: Capex baterías	104
Tabla 27: Opex para planta eólica 48MW con sistema de almacenamiento de potencia 50 MW y capacidad 50MWh.....	105
Tabla 28: Opex para planta eólica 48MW con sistema de almacenamiento de potencia 50 MW y capacidad 100MWh.....	105
Tabla 29: Opex para planta eólica 48MW con sistema de almacenamiento de potencia 50 MW y capacidad 200MWh.....	106
Tabla 30: Energía total generada	106
Tabla 31: LCOE de la planta eólica de 48 MW con diferentes sistemas de almacenamiento	107
Tabla 32: VAN y TIR de los diferentes escenarios del proyecto	111

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

A lo largo de las últimas décadas, los países se han esforzado por incrementar las interconexiones eléctricas entre ellos para así poder optimizar sus recursos energéticos. Sin embargo, en el caso de las islas Canarias, al encontrarse geográficamente aisladas, no pueden aprovecharse de las ventajas de estos intercambios ya que todas las islas consisten en sistemas completamente aislados, salvo la isla de Fuerteventura y Lanzarote que sí están conectadas entre ellas.

Algunas de las ventajas de un sistema interconectado son las siguientes:

- Seguridad de suministro
- Estabilidad y garantía de frecuencia
- Reducción de la dependencia de proveedores únicos
- Mejor aprovechamiento de las energías renovables
- Menos instalaciones ociosas

Las Islas Canarias, al no estar nada interconectadas ni con el resto de la Península ni con ningún otro país debido a la lejanía y profundidad de sus aguas, tienen que ser capaces de satisfacer por sí mismas la demanda de sus consumidores. Esto lleva a que haya una elevada potencia instalada, ya que no se puede recurrir a la ayuda de ningún país vecino que ayude a mantener la continuidad de suministro. Normalmente, las interconexiones actúan como principal y más inmediato sustento en caso de que ocurra cualquier percance en la cobertura de la demanda, sin embargo, como Canarias no cuenta con ello, debe tener un número de instalaciones redundante, que pertenecen la mayor parte del tiempo ociosas.

En Canarias hay 3.308 MW de potencia instalada, lo que significa que si todas estas centrales/plantas estuviesen generando energía las 24h de los 365 días del año se producirían en total 28.581.120 MWh. La realidad es que la producción bruta de energía en Canarias es de 9.282.754 MW, es decir, 66% de las horas del año hay instalaciones ociosas. Las

siguientes figuras muestran el mix energético de las islas de potencia instalada (MW) y de energía bruta producida (MWh).

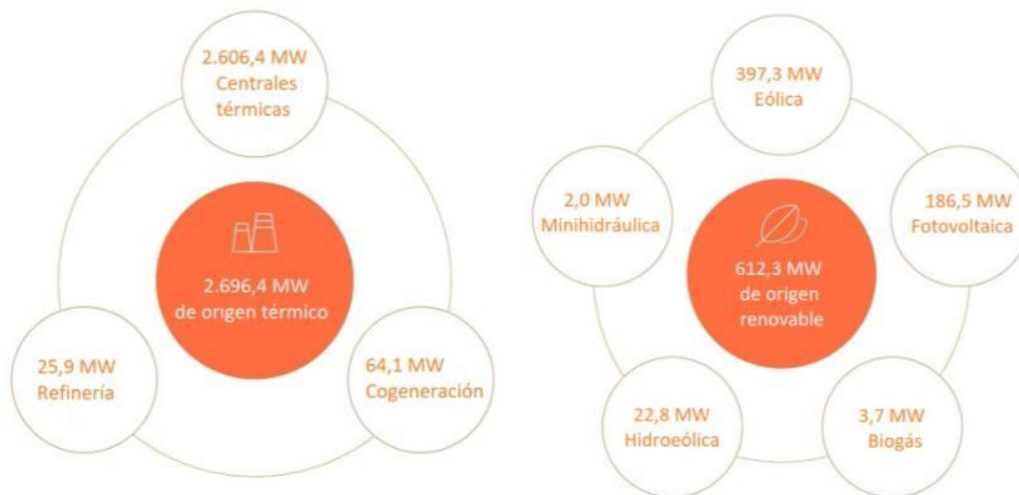


Figura 1: Potencia Instalada en Canarias (MW)[1]



Figura 2: Producción de Energía Eléctrica Bruta en Canarias (MWh) [1]

Por otra parte, si se observan los MWh producidos por cada tecnología en la segunda figura, se puede llegar a la conclusión de que para lograr el objetivo de neutralidad energética de

2050 todavía queda mucho por mejorar, ya que tan solo el 12% aproximadamente es de origen renovable en las islas.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima contiene la hoja de ruta para disminuir los gases de efectos invernadero en los años 2020-2030. Entre las dimensiones en las que se divide el PNIEC, se encuentra la de “Descarbonización de la economía y avance de la renovables”. Se aborda la necesidad de que los principales sectores que consumen energía eléctrica (transporte, generación eléctrica y calefacción residencial) pasen a tener un origen renovable. La siguiente tabla muestra el avance que se pretende llevar a cabo en la Potencia Instalada de energía eléctrica (MW) en la próxima década.

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

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Tabla 1: Evolución Potencia Instalada 2015-2030 [2]

Por esta razón, antes del 2030 se pretenden cerrar en el territorio de las islas 1.854 MW centrales de fuel/gas y más centrales de combustible fósil e implantar nuevas plantas eólicas terrestres y marinas, plantas fotovoltaicas, etc.

Capítulo 2. LA ENERGÍA DEL VIENTO

En este capítulo se explican los conceptos necesarios para entender cómo se aprovecha la energía del viento. En primer lugar, se analizará el viento mediante el desarrollo de conceptos de meteorología, la caracterización del potencial eólico y, por último, el estudio de la medición y tratamiento de datos.

2.1 EL RECURSO EÓLICO

2.1.1 CONCEPTOS BÁSICOS DE METEOROLOGÍA

2.1.1.1 ORIGEN DEL VIENTO

En primer lugar, es importante entender cómo se forman las corrientes en la atmósfera. Por una parte, la radiación solar que incide en la Tierra es distinta dependiendo de la latitud, siendo mayor en el ecuador que en los polos. Por ello, se produce un movimiento del aire caliente del ecuador hacia los polos y viceversa.

En segundo lugar, el viento se produce por la rotación de la Tierra y el efecto de Coriolis. Cuando la Tierra gira, el aire de las capas altas del hemisferio norte tiende a desviarse hacia el este y el de las capas bajas tiende al desviarse hacia el oeste. En el hemisferio sur ocurre al revés.

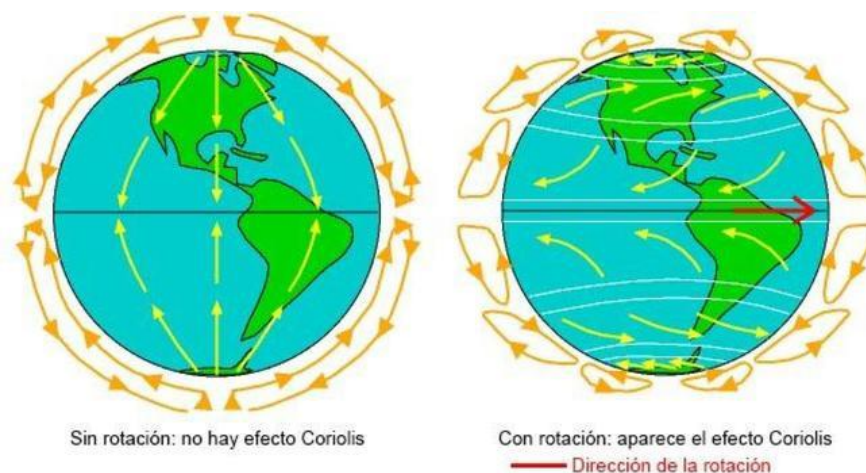


Figura 3: Creación del viento [3]

2.1.1.2 CIRCULACIÓN A NIVEL GLOBAL (MACROESCALA), EFECTOS LOCALES (MESOESCALA) Y MICROESCALA:

En primer lugar, se analizará la circulación del viento a nivel global. Se divide según la latitud en celdas: Hadley, Ferrel y Polar. En cada una de ellas el viento sopla de una dirección según las condiciones de presión y densidad del aire.

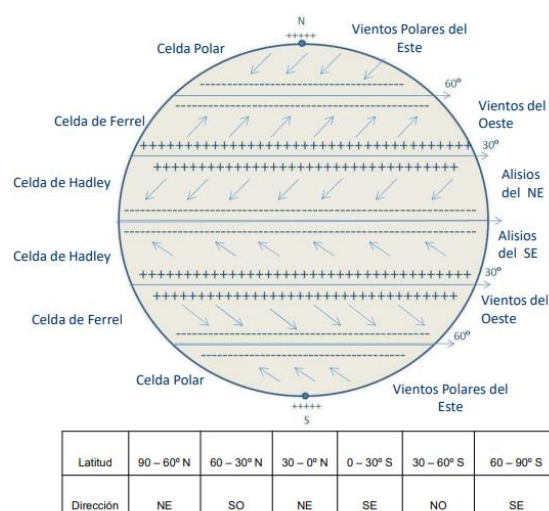


Figura 4: Circulación del viento a nivel global [3]

En el emplazamiento de estudio de este trabajo se van a trabajar con vientos alisios, los correspondientes a las celdas de Hadley. Estos vientos se caracterizan por venir del sudeste. Más adelante, cuando se estudie la rosa de los vientos del emplazamiento, se comprobará que la dirección dominante del viento coincide con la mostrada en la figura anterior.

En segundo lugar, se va a estudiar el viento a nivel de la meso escala. Las condiciones geográficas del terreno pueden cambiar las tendencias que seguiría el viento según su estudio global. La orografía puede ser la causa de los calentamientos y enfriamientos en la atmósfera lo que produce un incremento de presión que según su magnitud puede cambiar la tendencia de movimiento del aire. Si los vientos globales son débiles y este incremento de presión es significativo, los vientos locales se manifestarán con mayor intensidad.

A nivel de la meso escala se pueden clasificar en los vientos de origen térmico (las brisas entre mar y montaña, los vientos de montaña y las brisas entre montaña y valle) y los vientos de origen orográfico. Sin embargo, al estar el emplazamiento de estudio situado en la costa de la isla de Lanzarote, en esta pequeña introducción solo se van a explicar las brisas que se crean entre el mar y la montaña.

Durante las horas de sol, la tierra se calienta más rápido que el agua del mar, lo que produce que la presión de la tierra sea menor que la de la superficie marina. Como el aire se mueve desde las zonas de mayor presión a menor presión, se produce una brisa desde el mar hacia la costa. Por el contrario, durante las horas de noche, la tierra y el aire que hay sobre ella se enfría más rápido que el agua del mar, más cálido ya que lleva todo el día expuesto a la radiación solar. Por lo que en este caso la alta presión se ubica sobre la tierra y los vientos se revierten soplando hacia el mar. Estas brisas se notan más en verano ya que la diferencia térmica es mayor.



Figura 5: Vientos de origen térmico [3]

Para la elección del emplazamiento es necesario tener en cuenta los factores que condicionan las corrientes de viento a nivel local. Para asegurarse de obtener un viento limpio, sin demasiadas turbulencias por culpa de un terreno demasiado rugoso, o un viento apantallado por culpa de que el emplazamiento esté situado demasiado próximo a alguna montaña.

El emplazamiento elegido, se encuentra muy próximo a la costa y relativamente alejado de cualquier montaña. Por ello, la rugosidad será mínima y no habrá problemas de viento apantallado.

2.1.2 CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO

- **Potencia eólica disponible y aprovechable en el viento:**

El viento que incide perpendicularmente en el aerogenerador lleva una energía cinética, que es la que pretende aprovechar el molino para así poder generar electricidad. La potencia de la masa de aire que atraviesa una turbina eólica viene determinada por la siguiente ecuación.

$$P_d = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3$$

Sin embargo, el viento no es capaz de entregar toda su energía cinética al aerogenerador, ya que, si esto ocurriese, la velocidad de la masa de aire una vez

atravesada la turbina eólica sería igual a cero, y eso no es posible. A continuación, se muestra una representación de la velocidad de entrada y la velocidad de salida

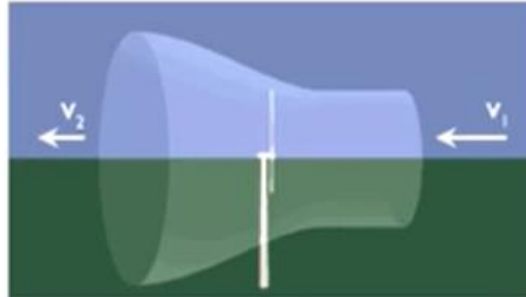


Figura 6: Relación energía cinética de entrada y salida en la turbina eólica [3]

del viento en la turbina eólica.

$$E_{c1} = \frac{1}{2} * m * v_1^2$$

$$E_{c2} = \frac{1}{2} * m * v_2^2$$

$$E_{cr} = \frac{1}{2} * m * (v_1^2 - v_2^2)$$

En 1919, el físico alemán Albert Betz, tras el estudio de la relación de los vientos de entrada y salida en la turbina eólica, obtuvo el valor límite de esta relación. Expuso este hallazgo en la denominada ley de Betz, que dice que sólo puede convertirse el 16/27 (59%) de la energía cinética del viento en energía mecánica usando un aerogenerador, es decir, representa el máximo valor posible de la fracción de potencia disponible en el viento que es capaz de obtener un aerogenerador (rendimiento). A este valor se le denomina coeficiente de potencia. En la práctica alcanza valores de 0,42-0,45 para aerogeneradores tripalas.

La potencia aprovechable viene denominada por la siguiente ecuación, siendo C_p el coeficiente de potencia establecido por la ley de Betz.

$$P_a = C_p * \frac{1}{2} * \rho * A * V^3$$

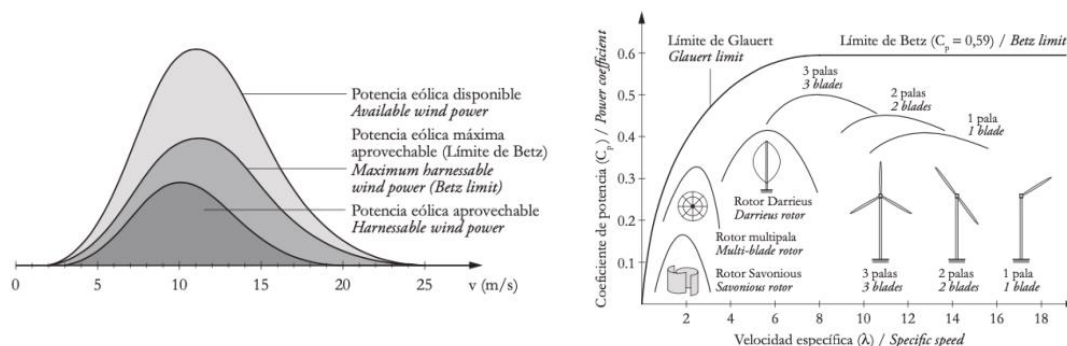


Figura 7: Límite de Betz (izq) y valores de C_p con control de paso fijo (Dcha) [3]

- Curva de potencia de un aerogenerador:

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que indica cuál es la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador para las diferentes velocidades del viento. Hoy en día existen dos tipos de sistemas de regulación: control de paso fijo y control de paso variable.

1. Control de paso fijo (stall control):

Los aerogeneradores de regulación (pasiva) por pérdida aerodinámica tienen las palas del rotor unidas al buje mediante un ángulo fijo, no siendo posible que estas puedan girar sobre su propio eje.

Por otra parte, el perfil de la pala se ha diseñado aerodinámicamente para que si la velocidad del viento comienza a ser demasiado elevada, se cree turbulencia en la parte de la pala donde no da el viento, produciendo pérdidas de potencia y sustentación. Esta pérdida de sustentación hace que la fuerza de la pala no actúe sobre el rotor.

La principal ventaja de este tipo de control de regulación es que se evitan problemas en las partes móviles del rotor, así como los costes de mantenimiento.

Sin embargo, conlleva un diseño aerodinámico muy complejo y se capta un 10-15% menos de potencia que con el control de paso de pala. Además, para su funcionamiento es necesario incorporar un aerofreno.

En la curva de potencia de un control con paso fijo se distinguen los siguientes puntos:

- o Por debajo de la velocidad de arranque (entre 3-4m/s en aerogeneradores tripala actuales) y por encima de la velocidad de parada (25m/s aproximadamente) la potencia producida por el aerogenerador es nula.
- o La curva de potencia entre la velocidad de arranque y la velocidad nominal (en torno a los 12-14m/s), se genera de forma directamente proporcional a la velocidad del viento.
- o Por encima de la velocidad nominal y hasta la velocidad de parada, la potencia que se produce es ligeramente inferior a la nominal.

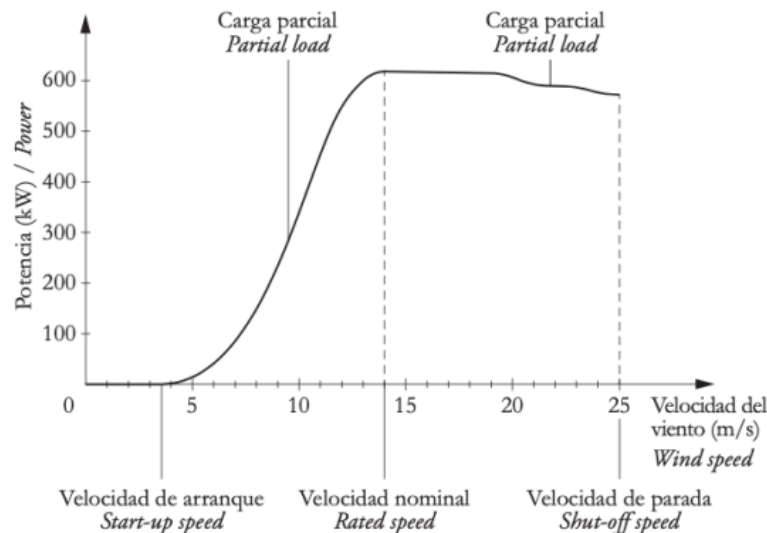


Figura 8: Curva de potencia con control de paso fijo [3]

2. Control de paso variable (pitch control):

En un aerogenerador de regulación por cambio del ángulo de paso, las palas del rotor son capaces de girar alrededor de su eje longitudinal. Los puntos significativos de la curva de potencia son los siguientes:

- o Por debajo de la velocidad de arranque (entre 3-4m/s en aerogeneradores tripala actuales) y por encima de la velocidad de parada (25m/s aproximadamente) la potencia producida por el aerogenerador es nula.
- o La curva de potencia entre la velocidad de arranque y la velocidad nominal (en torno a los 12-14m/s), se genera de forma directamente proporcional a la velocidad del viento.
- o Por encima de la velocidad nominal hasta la velocidad de parada se produce la potencia nominal.

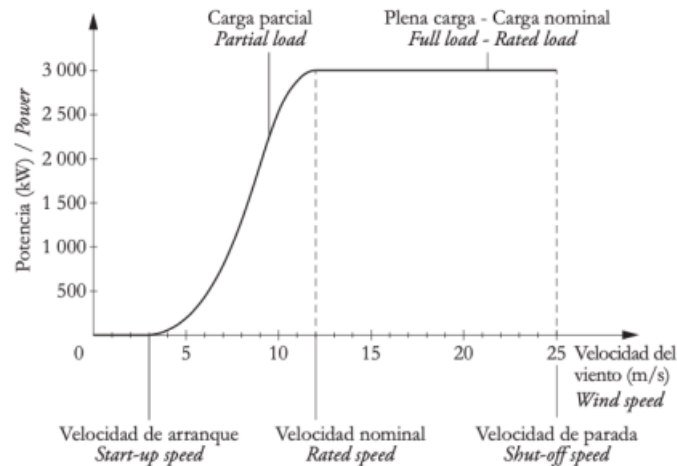


Figura 9: Curva de potencia con control de paso variable [3]

- Coeficiente de empuje de un aerogenerador:

La fuerza que ejerce el viento sobre el aerogenerador es igual y opuesta a la que este ejerce sobre el aire. Dicha fuerza frena el aire y da lugar a una estela. Cuanto mayor sea el viento, mayor será la estela que se crea, por lo tanto, mayor será el área de turbulencia. Esto se expresa con el coeficiente de empuje.

$$C_T = \frac{F}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \cdot \frac{\pi D^2}{4}}$$

Donde D es el diámetro del aerogenerador, F es la fuerza de empuje y v es la velocidad del viento a la altura del buje. En ocasiones, este valor se da en función del coeficiente de velocidad inducida a, siendo 2·a la velocidad que pierde el viento al atravesar el aerogenerador.

$$a = \frac{1 - \sqrt{1 - C_T}}{2}$$

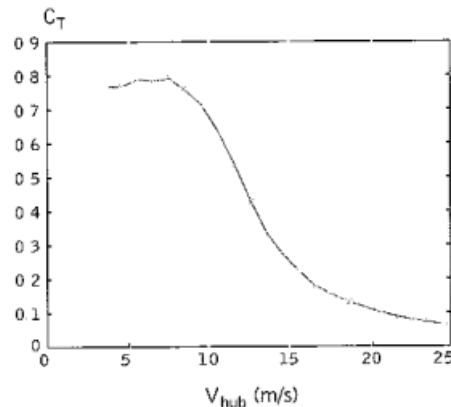


Figura 10: Curva coeficiente de empuje

2.1.3 MEDICIÓN Y TRATAMIENTO DE DATOS

El primer paso para todo proyecto eólico consiste en la estimación del recurso eólico del emplazamiento de estudio. Para ello, es necesario realizar una campaña de medición con una estación anemométrica. Este tipo de instalaciones se encargan de recoger la serie temporal de los datos de la velocidad y la dirección del viento a alturas diferentes como mínimo durante un periodo de tiempo de 3 a 5 años. Una vez recogidos estos datos, se puede llevar a cabo la caracterización del recurso eólico mediante el estudio de las siguientes variables: velocidad, dirección, rugosidad, cizalladura, densidad del aire, turbulencia, rafagosidad.

2.1.3.1 Estación Anemométrica

Para llevar a cabo el estudio explicado, se necesita un equipo especial destinado a la medición y registro del vector viento:

- Torre: La Torre puede estar fabricada con una estructura de metal o de hormigón. Como es necesario medir a diferentes alturas, sobre la torre se colocan diversos aparatos de medición en lugares distintos. La altura de la torre debe ser al menos dos tercios de la altura de buje.

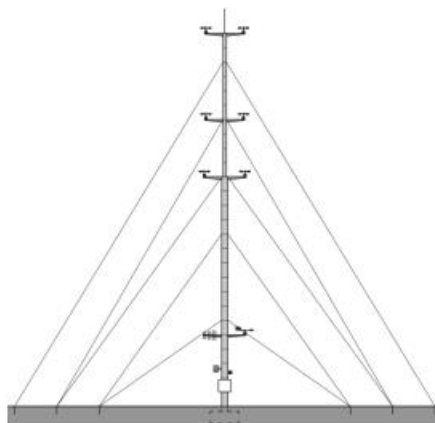


Figura 11: Torre de la estación anemométrica

- Anemómetros: Son sensores que se encargan de medir la velocidad del viento. Lo normal es instalar varios anemómetros a diferentes alturas para evaluar el perfil de variación del viento con la altura.
- Veletas: Son sensores que miden la dirección del viento. Igual que ocurre con los anemómetros, se instala más de uno a diferentes alturas, de esta manera se evita la pérdida de datos en caso de que haya alguna avería. Estos dispositivos están montados sobre un eje vertical cuyo movimiento sigue al viento cuando este cambia de dirección.
- Termómetro: Mide la temperatura del aire, lo que permite a su vez el cálculo de la densidad del aire.
- Barómetro: Mide la presión del aire, lo que permite a su vez también el cálculo de la densidad del aire.
- Logger: Se encarga del registro y almacenamiento de los datos recogidos por todos los sensores.
- Otros elementos: Entre los que se pueden encontrar por ejemplo un pararrayos, soportes, cables, puesta a tierra, cimentación de la torre...

Es importante tener en cuenta para la ubicación de la estación que el viento incida de forma directa, sin que haya ningún objeto que lo apantalle. Para asegurarse de que esto ocurre, se instalan brazos salientes de la torre sobre los que se instalan los sensores.

Por otro lado, las veletas se colocan orientadas al norte geográfico.

Para comprobar que la estación está realizando las medidas correctamente, es muy útil comparar los resultados con estaciones próximas. Como mínimo se necesita un año de medición, para comprobar las variaciones estacionales, sin embargo, es muy recomendable la realización de más.

2.2 ALMACENAMIENTO DE LA ENERGÍA

2.2.1 SITUACIÓN ACTUAL DE LAS BATERÍAS

Para lograr alcanzar la neutralidad climática antes del año 2050 es necesario llevar a cabo la transformación del sistema energético. Actualmente, se tiene un sistema energético centralizado y basado en centrales gestionables. Sin embargo, si se quiere lograr la descarbonización del sistema hay que prescindir de este tipo de centrales contaminantes y pasar a un sistema descentralizado y flexible basado en energías verdes.

Esto plantea un gran reto tecnológico como es la integración de un elevado volumen de energías renovables. Estas fuentes de energía tienen un perfil de producción muy rígido y variable, debido a la propia variabilidad del viento y el sol. Para lo cual el desarrollo de sistemas de almacenamiento y de flexibilidad serán fundamentales para adaptar el consumo a esta producción variable.

El principal objetivo de la Estrategia de Almacenamiento Energético es asegurar el despliegue efectivo del almacenamiento, vector clave para alcanzar los objetivos de la

transición energética hacia la neutralidad climática establecidos por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima y por La Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima establece un objetivo de 6.000 MW adicionales de almacenamiento en 2030, 3.500 MW en nuevas plantas de bombeo y 2.500 MW en baterías.

Existen muchas tecnologías de almacenamiento, con distintas ventajas e inconvenientes. Desde el punto de vista del sistema no basta con un solo tipo. Al contrario, de forma análoga a la generación, donde un mix equilibrado es fundamental, también es necesario un mix de almacenamiento.



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021.
Adaptación de European Association for Storage of Energy (EASE).

Figura 12: Clasificación de las tecnologías de Almacenamiento Energético [4]

El futuro desarrollo técnico de estas tecnologías no solamente abaratará costes e incrementará prestaciones, también dará mayor riqueza a este mix. Sin embargo, hoy en día entre las tecnologías más maduras destacan el bombeo, las baterías de ion litio y el hidrógeno. Por ello, son las que van a desarrollarse a continuación, y a la vista de sus características se explicará por qué se ha elegido el almacenamiento en el emplazamiento mediante baterías ion litio.

- Centrales Hidráulicas de Bombeo:

El bombeo es una tecnología veterana, con elevadas eficiencia técnica y flexibilidad. Bombean grandes volúmenes de agua desde un embalse inferior a un vaso superior durante horas de valle de días laborables y fines de semana y lo turbinan durante las horas punta de demanda.

Una de sus ventajas es que tienen alta garantía de funcionamiento y muy alta flexibilidad, pudiendo arrancar en poco tiempo y parar o variar la carga de forma prácticamente instantánea.

La vida útil de la obra civil es bastante elevada 100 años, y la de los equipos (turbobomba, generador, etc) 50 años. También, es interesante añadir que, a diferencia de otras formas de almacenamiento, no se deteriora su capacidad de almacenamiento.

En el mundo existen 158 GW de potencia instalada de centrales reversibles. España se sitúa como el sexto país con más GW con un total de 3,3 GW de bombeo puro y 2,7 GW de bombeo mixto.

Por último, contradiciendo una percepción extendida, existe en España un elevado potencial para nuevos bombeos. Más aún, gran parte de este potencial no presenta mayores impactos medioambientales porque puede consistir en la repotenciación de plantas ya existentes o en nuevas instalaciones en plantas hidroeléctricas sin bombeo.

- Baterías Ion Litio:

El almacenamiento electroquímico convierte energía eléctrica en energía química para ser almacenada en baterías mediante procesos de oxidación y reducción.

Este sistema es muy útil para almacenar la energía a corto plazo, con cargas y descargas frecuentes. Su cadena de valor es compleja, sin embargo, las baterías, especialmente las de ion litio, se han beneficiado de una bajada espectacular de costes, que se espera que continúe

todavía varios años. También se ha producido una bajada en los materiales requeridos para una determinada capacidad de almacenamiento, en especial de materiales caros y poco habituales como el cobalto.

Unido esto a mejoras en los procesos de reciclaje se pueden conseguir huellas ambientales muy reducidas. A medio y largo plazo se están desarrollando nuevas químicas que prometen impactos y costes aún más reducidos.

Esta última posibilidad tiene el interés añadido de que permite optimizar la red de conexión. Como las baterías almacenan energía durante los períodos de generación elevada, la red puede diseñarse para una potencia de evacuación más pequeña que la potencia pico de la planta. Es por tanto una tecnología que compite con el transporte. La regulación del transportista tiene que comenzar a tener en cuenta esta circunstancia, a fin de evitar incentivos perversos en el desarrollo del sistema y de la red.

Además, las baterías tienen una respuesta extremadamente rápida, de meros milisegundos. Esto las convierte en una tecnología ideal para proporcionar una serie de servicios del sistema, desde reserva secundaria a control de tensiones. De nuevo, es preciso tener en cuenta estos servicios en la regulación técnica y de los mercados correspondientes. Esto no solamente afecta a las baterías, sino también a otras tecnologías que pueden proporcionar servicios comparables, como los condensadores síncronos.

- Hidrógeno:

El hidrógeno se utiliza ya en numerosos procesos industriales, a pesar de ser una tecnología que sigue en vías de desarrollo. Se puede emplear en prácticamente cualquier uso que hoy requiere petróleo o gas natural. Simplificando mucho, donde la electricidad no llegue, puede llegar el hidrógeno electrolítico.

Por todo ello, para la realización de este proyecto, se ha decidido llevar a cabo la parte de almacenamiento mediante el uso de baterías de ion litio. Esto se debe a que se espera tener que llevar a cabo cargas y descargas frecuentes, y se quiere una respuesta rápida por parte

del sistema de almacenamiento. También, en términos económicos es la más asequible para el proyecto.

2.2.2 FORMAS DE ACTUACIÓN DE LAS BATERÍAS EN EL MERCADO

Para el funcionamiento de las baterías en el sistema, hay diferentes formas de programarlas para que actúen en unos momentos o en otros. Esta programación depende de la empresa que gestione las baterías y sobre todo de las regulaciones en cada país.

A continuación, se adjunta una tabla que recoge de dónde se obtienen los ingresos de las baterías, esto se denomina “Revenue stack”.

1. ENERGY ARBITRAGE (ARB) - MERCHANT/REGULATED	2. DEMAND CHARGE MANAGEMENT (DCM) - REGULATED
3. CRITICAL PRICE RESPONSE (CAP) - MERCHANT	4. FREQUENCY SUPPORT (FCAS) - MERCHANT

Figura 13: Revenue stack

- 1. Energy Arbitrage (ARB):** En español se conoce como “Arbitraje de energía”. Este es el más conocido, consiste en que la batería compra la energía a la red en los momentos más baratos y la almacena, y cuando la energía está muy cara, se la vende a la red.
- 2. Demand Charge Management (DCM):** También conocido como “Gestión de la demanda”. Este tipo de carga y descarga de las baterías consiste en almacenar la energía generada por la planta en momentos en los que la generación total del sistema es mayor que la demanda del sistema, y, por lo tanto, en lugar de verter esta energía a la red, se almacena en las baterías para que no se desaproveche.

- 3. Critical Price Response (CAP):** Este tipo de ingresos sólo ocurren en sistemas en los que el precio de la electricidad es muy intermitente, es decir, en sistemas que pueden llegar a alcanzar precios de la electricidad muy altos. Por ello, hay empresas de seguros que hacen acuerdos con empresas de baterías para que si la electricidad sube de un cierto precio, utilizar la energía almacenada en lugar de comprarla de la red.

Esta modalidad no se ha dado en Europa todavía, ya que hasta el momento los precios de la electricidad habían estado muy bien regulados y eran bastante constantes. En países como Australia, un país muy comprometido con las energías renovables, este tipo de negocios sí se han llevado a cabo.

- 4. Frequency Support (FCAS):** Por último, otra fuente de ingresos para las baterías viene cuando apoyan al mantenimiento de la frecuencia del sistema en casos, por ejemplo, de desconexión de generadores.

Capítulo 3. ELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO Y SELECCIÓN DE AEROGENERADORES

3.1 SELECCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

Para llevar a cabo la correcta instalación de un parque eólico se debe realizar una caracterización inicial del emplazamiento. Para este estudio se han seguido los siguientes pasos:

1. Búsqueda de datos de viento eólicos oficiales.
2. Estudio de la orografía: pendientes del terreno.
3. Medio ambiente: excluido de la lista de espacios naturales protegidos.
4. Interconexión eléctrica.
5. Accesibilidad: características y estado de las carreteras.

3.1.1 VELOCIDAD Y DIRECCIÓN MEDIAS DEL VIENTO

Para que un aerogenerador sea eficiente, se necesita que esté localizado en un lugar con rachas de viento mayores a 6,5 m/s. Para ello, se ha usado la herramienta Global Wind Atlas y se ha estudiado el viento a 100m de altura sobre el suelo. Por otra parte, se ha analizado también la dirección dominante del viento en los sitios interesantes de estudio.

A continuación, se adjunta una figura que muestra por colores el valor del viento en las islas de Las Palmas y Lanzarote.

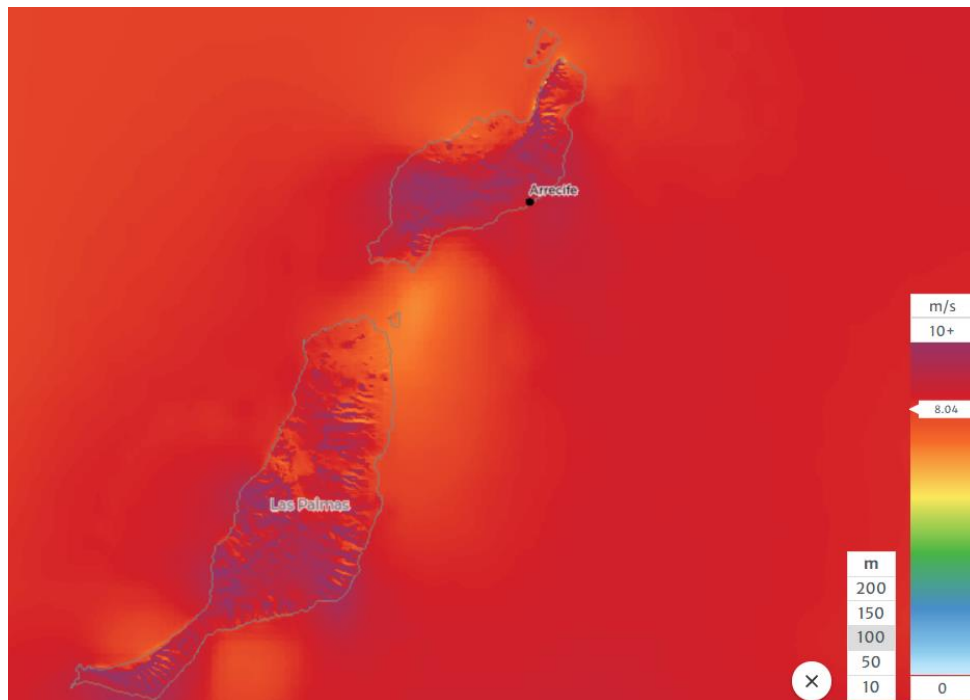


Figura 14: Velocidades del viento en las islas de Las Palmas y Lanzarote [5]

Como se observa en la figura, la zona elegida es muy ventosa, con una media de 7,55 m/s a una altura de 100m, ampliamente superior a la mínima requerida.

3.1.2 PENDIENTES DEL EMPLAZAMIENTO

El parque eólico se situará pegado a la costa, al sur de la isla de Lanzarote cerca del pueblo de Playa Blanca.

Para la distribución de los aerogeneradores se tuvieron en cuenta dos factores. El primero, que la distancia entre los aerogeneradores fuese de al menos 3 veces el diámetro del rotor. Entre las opciones de los aerogeneradores del proyecto, el de mayor diámetro es el V162-6.0 MW, cuyo rotor mide 162m, por ello, se ha confeccionado el emplazamiento para que la distancia entre cada aerogenerador sea en torno a los 486m. Además, para elegir la orientación y disposición de los aerogeneradores, se ha estudiado la rosa de frecuencia de los vientos. Finalmente, el emplazamiento ha quedado de la siguiente manera.



Figura 15: Vista en Google Earth del emplazamiento

Además, como objeto de este apartado, se ha analizado la pendiente del terreno del emplazamiento con la herramienta Google Earth. Se puede comprobar que la pendiente media del terreno es del 4% y que no se superan los 25m de altitud entre aerogeneradores.



Figura 16: Pendiente del terreno aerogeneradores 1-6



Figura 17: Pendiente del terreno aerogeneradores 7-8

Las coordenadas de cada aerogenerador del emplazamiento son las siguientes.

Aerogeneradores	X_{UTM} (m E)	Y_{UTM} (m N)	Altura (m)
Aerogenerador 1 (G1)	611056,68	3196537,76	40
Aerogenerador 2 (G2)	611506,54	3196437,24	40
Aerogenerador 3 (G3)	611950,92	3196351,65	44
Aerogenerador 4 (G4)	612363,23	3196169,13	64
Aerogenerador 5 (G5)	612812,88	3196046,38	55
Aerogenerador 6 (G6)	613255,73	3195920,24	45
Aerogenerador 7 (G7)	612328,51	3197469,5	41
Aerogenerador 8 (G8)	612745	3197296	48

Tabla 2: Coordenadas UTM de los aerogeneradores del emplazamiento

3.1.3 LISTA DE ESPACIOS NATURALES PROTEGIDOS

Para la selección del lugar del emplazamiento se han estudiado cuidadosamente las zonas protegidas de Lanzarote:

- Parques Nacionales Lanzarote:
 - L-0 Parque Nacional de Timanfaya

- Reservas naturales integrales:
 - L-1 Reserva Natural de los islotes

- Parques Naturales
 - L-2 Parque Natural del Archipiélago Chinillo
 - L-3 Parque Natural de los Volcanes

- Monumentos Naturales
 - L-4 Monumento Natural de La Corona
 - L-5 Monumento Natural de Los Ajanes
 - L-6 Monumento Nacional de La Cueva de Los Naturalistas
 - L-7 Monumento Natural del Islote de Halcones
 - L-8 Monumento Natural de Las Montañas del Fuego

- Paisajes protegidos
 - L-9 Paisaje Protegido de Tenegüime
 - L-10 Paisaje Protegido de La Geria

- Sitios de Interés Científico
 - L-11 Sitio de Interés Científico de Los Jameos
 - L-12 Sitio de Interés Científico del Janubio

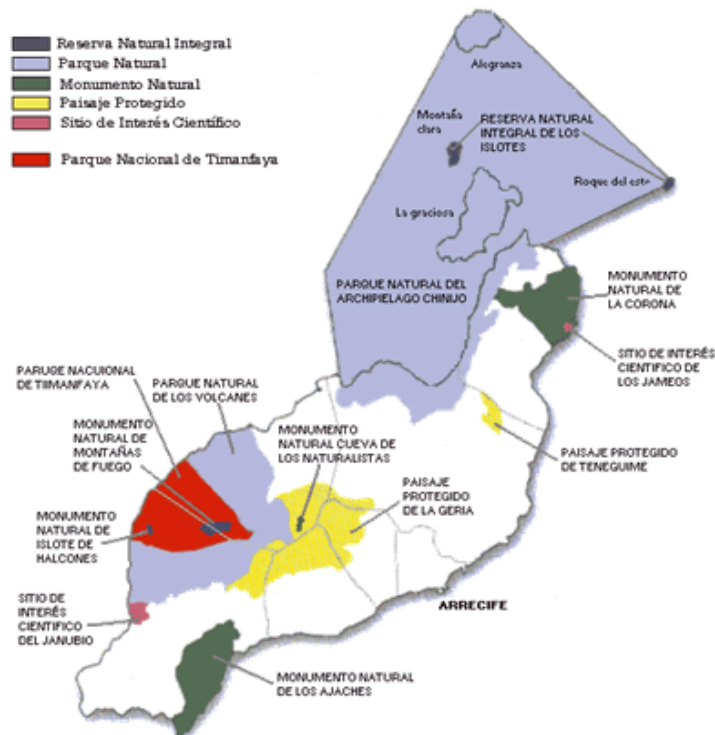


Figura 18: Zonas protegidas de la isla de Lanzarote [1]

3.1.4 PUNTO DE INTERCONEXIÓN

Para que el emplazamiento sea viable, debe estar cercano a alguna línea eléctrica o a alguna subestación, preferiblemente a una distancia inferior a 25km. Por ello, para el estudio de la elección del lugar del emplazamiento, fue preciso analizar el mapa del sistema eléctrico canario en la zona del emplazamiento. A continuación, se observan los posibles puntos de interconexión.



Figura 20: Mapa sistema eléctrico ibérico en torno al emplazamiento [6]

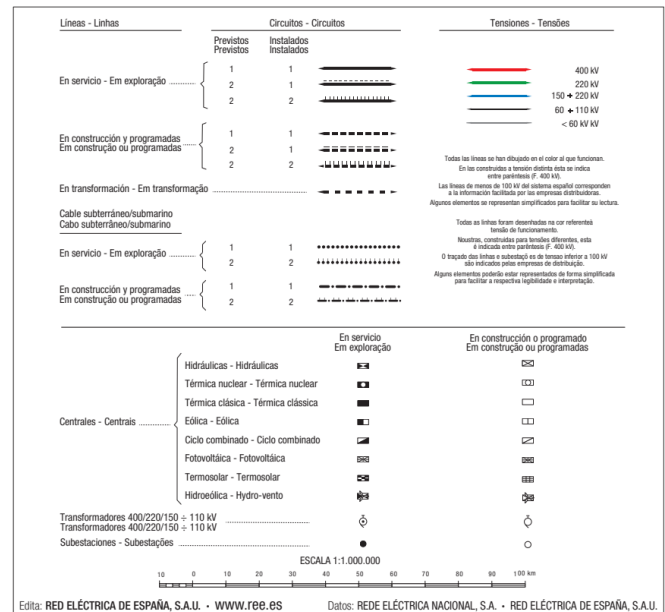


Figura 19: Leyenda sistema eléctrico ibérico [6]

Cerca del emplazamiento se observan por tanto las siguientes líneas y subestaciones:

- Línea subterránea de 66 KV en funcionamiento que conexiona la isla de Lanzarote con la isla de Fuerteventura.
- Línea subterránea en construcción de 132 KV como soporte a la línea anterior entre las islas de Lanzarote y Fuerteventura.
- Línea de 132 KV en funcionamiento que conecta Playa Blanca con Punta Grande, pasando por Tías y S. Bartolomé.
- Subestación de Playa Blanca de 132/66 KV.



Figura 21: Subestación Eléctrica Playa Blanca 66/132 KV [7]

La subestación de Playa Blanca se encuentra a una distancia de 5 Km del centro del emplazamiento, por lo tanto, podría ser un buen punto de destino para las líneas eléctricas aéreas de la planta.

3.1.5 COMUNICACIÓN POR CARRETERAS Y VÍAS DE ACCESO



Figura 22: Carreteras y vías de acceso al emplazamiento [8]

Como se puede observar en la imagen anterior, la red de carreteras de la isla de Lanzarote cuenta con tres vías principales, que conectan Órzola, Arrecife y Playa Blanca, denominadas

las vías LZ-1, LZ-2 y LZ-3. Por las proximidades del emplazamiento se encuentra la LZ-2, que comunica la capital con Playa Blanca y varios caminos despejados por donde será posible el traslado de las piezas de los aerogeneradores al parque.

3.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS AEROGENERADORES

3.2.1 FUNCIONAMIENTO Y PARTES DE UN AEROGENERADOR

Una central eólica es una instalación en donde la energía cinética del aire al moverse se puede transformar en energía mecánica de rotación. Para ello, se instala una torre en cuya parte superior existe un rotor con múltiples palas orientadas en perpendicular a la dirección del viento. Las palas giran alrededor de un eje horizontal que actúa sobre un generador de electricidad. El dispositivo que convierte la energía cinética del viento en energía eléctrica es el aerogenerador. Para entender el funcionamiento de un aerogenerador se tomará como ejemplo la siguiente imagen.

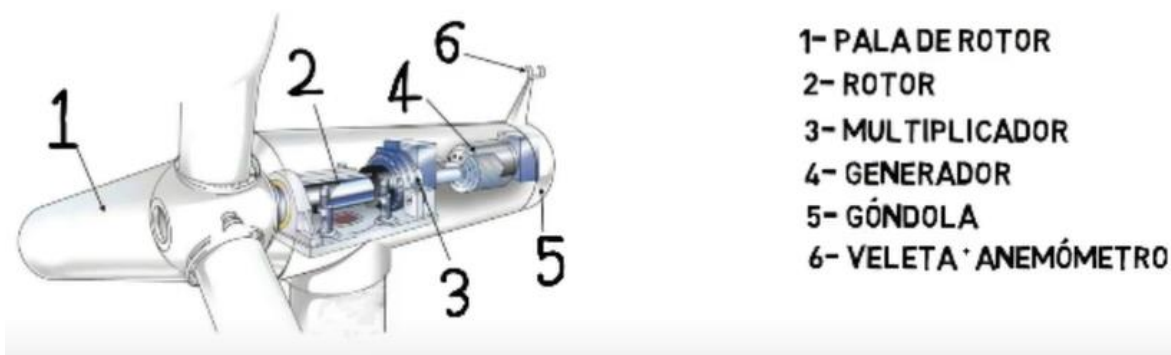


Figura 23: Partes interiores y exteriores de la góndola de un aerogenerador

En primer lugar, se observa la pala del rotor. Las palas son un componente clave en los aerogeneradores. Capturan la energía del viento y transmiten su potencia hasta el buje. El buje está unido al rotor y empieza a girar gracias al viento absorbido por las palas. El rotor de la turbina suele girar a una velocidad entre 14 y 30 vueltas por minuto, por lo tanto, este

se conecta a un multiplicador que gracias a un conjunto de engranajes transforman esta velocidad a una más elevada para adaptarla a las necesidades del generador. El generador transforma la energía mecánica procedente del rotor de la máquina en energía eléctrica. Todos estos componentes se encuentran en una caja llamada góndola. La góndola cuenta en la parte superior con dos instrumentos que miden la velocidad y la dirección del viento. Estos instrumentos son la veleta y el anemómetro. Esta información es enviada a unos ordenadores de control y cuando el viento cambia de dirección los motores giran la góndola y las palas del rotor se mueven con ella para ponerse de cara al viento y recibir al viento de manera perpendicular.

La cantidad de energía que se puede obtener es en función del tamaño del molino. A mayor longitud de las aspas se obtiene mayor potencia y, por lo tanto, mayor cantidad de energía. El tamaño de estos aerogeneradores ha ido evolucionando a lo largo de los años desde molinos con aspas de un diámetro igual a 15m (50KW) a molinos modernos con diámetros de 124m (5.000KW).

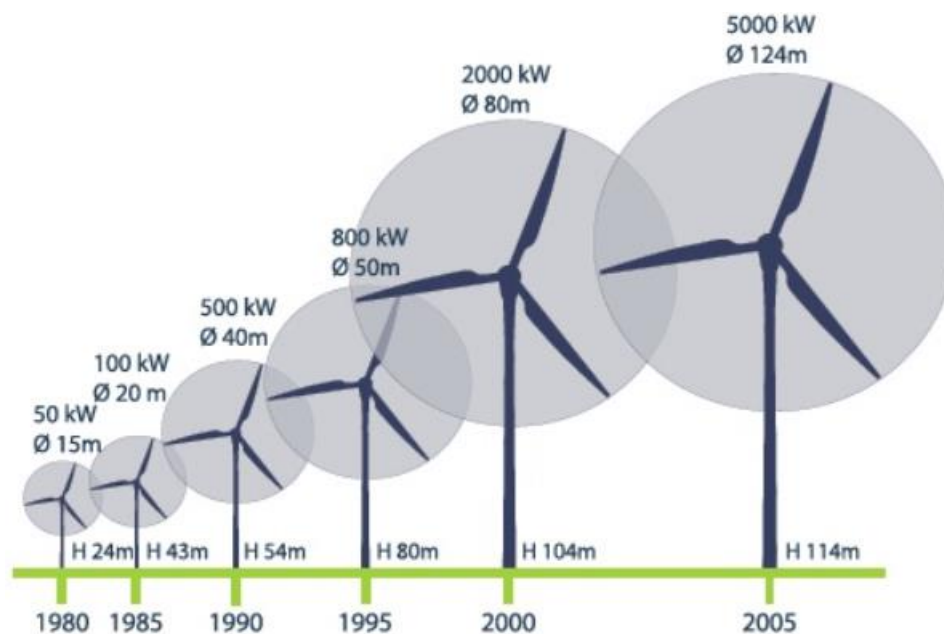


Figura 24: Evolución tamaño de aspas y potencia de los aerogeneradores

Los aerogeneradores necesitan una velocidad mínima del viento de 3 a 4 m/s. Su rendimiento óptimo se da para velocidades de 13-14 m/s y para velocidades mayores de 25 m/s dejan de funcionar por razones de seguridad.

3.2.2 TECNOLOGÍA DE CONEXIÓN A LA RED

Un generador eólico se conecta a la red a través de un generador síncrono o de un generador asíncrono.

Generador síncrono:

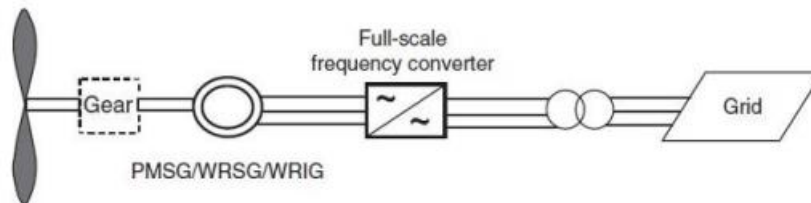


Figura 25: Conexión a la red mediante generador síncrono

El generador síncrono tiene el problema de que siempre debe girar a la misma velocidad (velocidad de sincronismo). Sin embargo, como se pueden tener vientos variables, entonces mantener el generador girando a una velocidad determinada es relativamente complejo, y no tienen la capacidad de generar energía eléctrica con frecuencia fija. Por ello, estos generadores se conectan a la red eléctrica mediante un convertidor CA-CC-CA en el estator, denominados “Full Converter”. Es decir, la alimentación de corriente alterna de frecuencia y magnitud variable, se rectifica primero en corriente continua fijo y a continuación se convierte de nuevo en alimentación de corriente alterna (con frecuencia y magnitud fija).

Tienen la ventaja de que pueden participar en el control de tensión de la red aportando p consumiendo reactiva y tienen un aceptable comportamiento ante huecos de tensión.

Generador asíncrono:

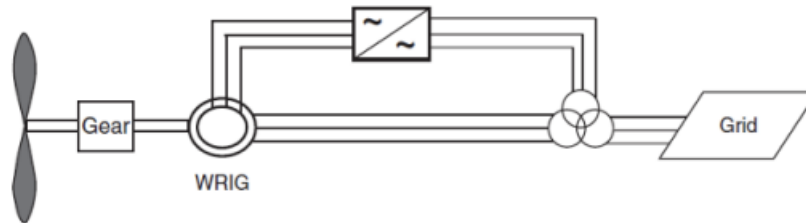


Figura 26: Conexión a la red mediante un generador asíncrono

Entre los generadores asíncronos más empleados para la conexión a la red de aerogeneradores, se encuentra el generador asíncrono doblemente alimentado con CROW-BAR, que incluye un sistema de doble convertidor CA-CC y CC-CA en el rotor.

Igual que ocurría con el generador síncrono, este tipo de configuración permite un control total de la potencia y puede también colaborar en el control de tensión de la red. El Crow-bar, ayuda a poder soportar con un cierto grado de eficiencia los huecos de tensión, protegiendo así al aerogenerador de una posible sobretensión. Para eliminar el exceso de energía almacenada en el condensador durante el hueco de tensión, se suele incluir un Chopper entre la salida del convertidor y el propio condensador.

3.2.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS VESTAS V162-6.0 MW

Para llevar a cabo el estudio del proyecto propuesto, es necesario conocer las especificaciones técnicas del aerogenerador sobre el que se va a basar el parque, es decir, el modelo “Vestas V126-6.0 MW”, dado que el diseño, dimensionamiento y cálculos de la instalación van a depender de ello. A continuación, se adjunta una tabla con los parámetros del modelo en estudio.

Parámetros Vestas 162-6.0 MW	
Modelo	Vestas 162-6.0 MW
Frecuencia	50 Hz
Potencia Aparente Nominal	7 MVA
Potencia Activa Nominal	6MW
Diámetro del rotor	162 m
Altura de buje	119m
Torre	Tubular de Acero
Factor de potencia	0,9
Tensión de cortocircuito	9,90%
Ur	36 kV
Um	36 kV
Corriente de cortocircuito	20 KA
Tensión de baja de Red	720 V
Convertidor	Full-Scale
Velocidad de arranque	3 m/s

Tabla 3: Características técnicas Vestas 162-6.0 MW

A continuación, se muestran dos imágenes. En la primera, se observa la góndola con las tres aspas y en la segunda se observa la torre y su significativa altura.



Figura 27: Imágenes del aerogenerador Vestas V162-6.0 MW

Capítulo 4. ANÁLISIS DEL MICROSITING

4.1 ANÁLISIS WINDOGRAPHER

Windographer es un Software diseñado para importar, analizar y visualizar datos de recursos eólicos medidos a partir de torres de medición. Es capaz de importar datos de formatos muy variados de forma muy rápida y posteriormente analizarlos y crear todo tipo de gráficos y análisis estadísticos.

Para el estudio realizado en este proyecto van a ser de especial interés los resultados obtenidos sobre la velocidad y dirección media del viento, ya que a partir de estos se obtendrán las conclusiones de cuál es la mejor orientación de los aerogeneradores en el emplazamiento.

El estudio se ha realizado a partir de una serie de datos temporales de diez años (2011-2021) proporcionados por la empresa Vortex basada en una estación anemométrica virtual.

Para la obtención de datos, se decidió que la coordenada de interés fuese la coordenada de la ubicación de uno de los aerogeneradores, en concreto, el aerogenerador “G3”.

Aerogenerador	X_{UTM} (m E)	Y_{UTM} (m N)
G3	611950,92	3196351,65

Tabla 4: Coordenada Aerogenerador 3

En primer lugar, se importaron los archivos de texto de Vortex a las alturas de buje 90m, 100m y 120m. Estos datos se tuvieron que configurar para adaptarlos al programa y se pudieran leer correctamente. Una vez introducidos, se indicó que la serie temporal de los datos comenzaba: “01/01/2011” a las “01:00”, con un periodo de tiempo entre muestra y muestra de “60 minutos”.

Start Date/Time

Windographer cannot detect date/time information in this data file.
Please indicate the start time and the length of time step.
Windographer will assume that the data file contains no gaps.

Start of first time step: Date

Time

Length of time step (minutes)

Figura 28: Datos del comienzo de la serie temporal [9]

A continuación, se configuraron los sensores de cada nivel de medición según el tipo de dato: anemómetro, veleta, termómetro y barómetro.

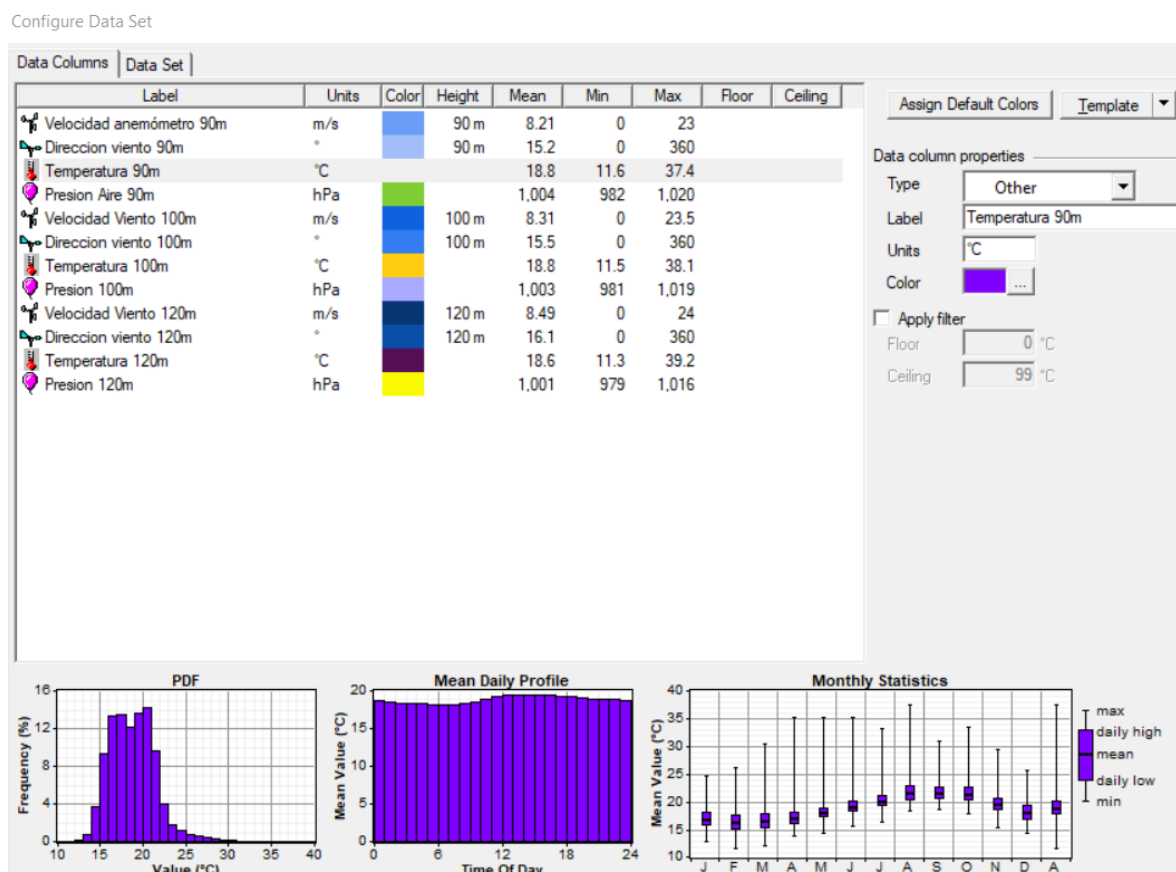


Figura 29: Configuración Data Set Windographer [9]

4.1.1 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Una vez importados los datos en el programa Windographer, se han obtenido los siguientes resultados.

4.1.1.1 Serie temporal (Anemómetro 90m, 100m y 120m)

En la serie temporal se plasman gráficamente la evaluación de los datos de cada registro de velocidad. En esta representación, se observa de manera muy rápida que los datos son correctos, ya que oscilan entre valores de 2 y 18 m/s y que como era de esperar a mayor altura, mayor valor de velocidad.

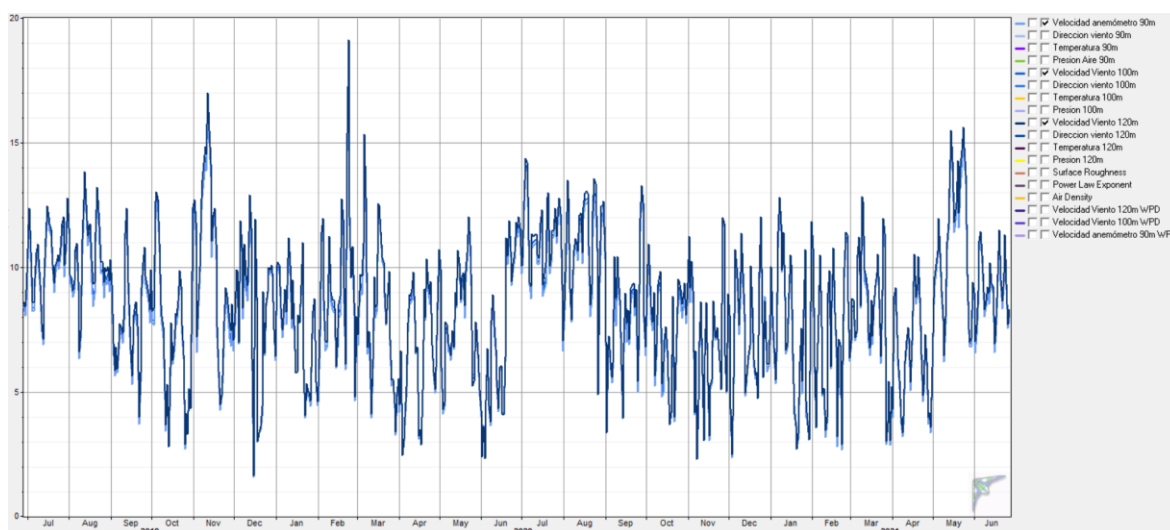


Figura 30: Serie temporal de viento años 2019-2021 [9]

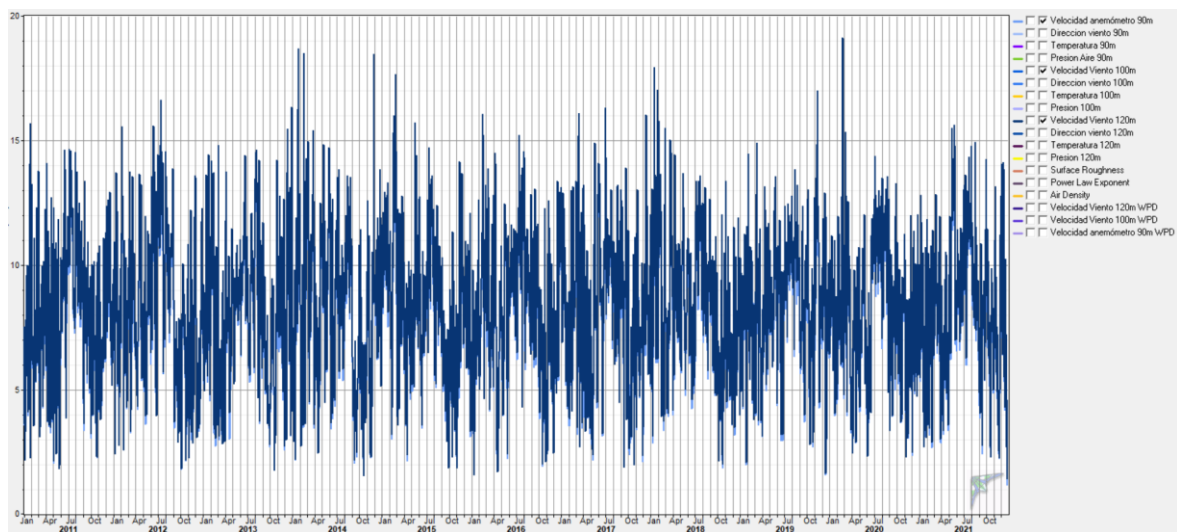
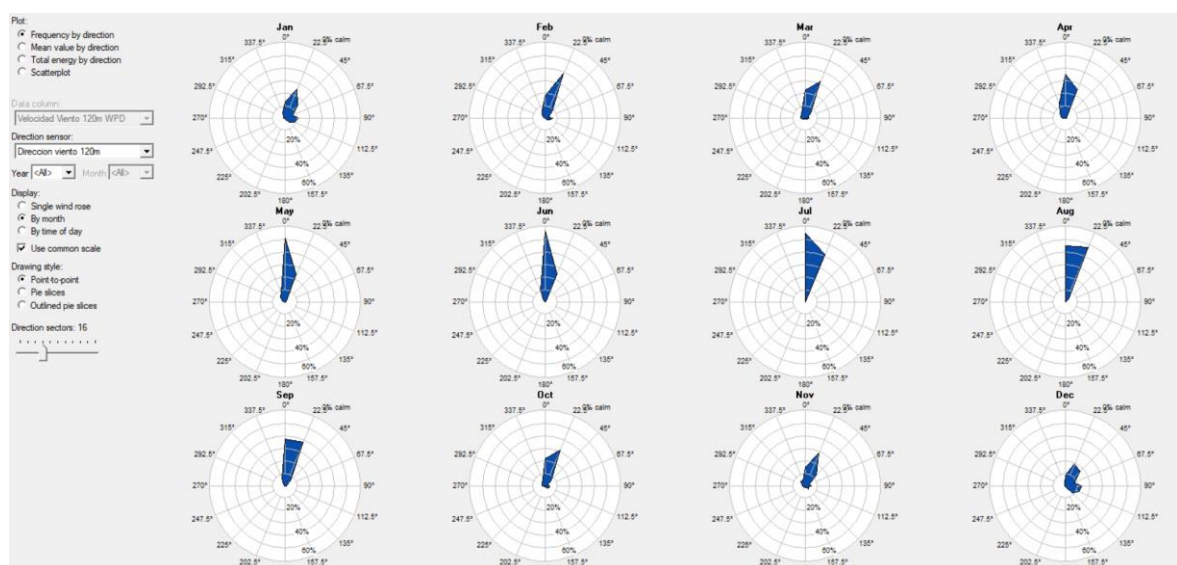


Figura 31: Serie temporal de viento 2011-2021 [9]

4.1.1.2 Rosa de los vientos

A partir de la rosa de los vientos, se pueden obtener la rosa de los vientos de frecuencia, la rosa de los vientos de velocidad y la de energía. Al estar la altura de buje a 119m, únicamente se van a representar las rosas de los vientos a 120m.

4.1.1.2.1 Rosa de frecuencia



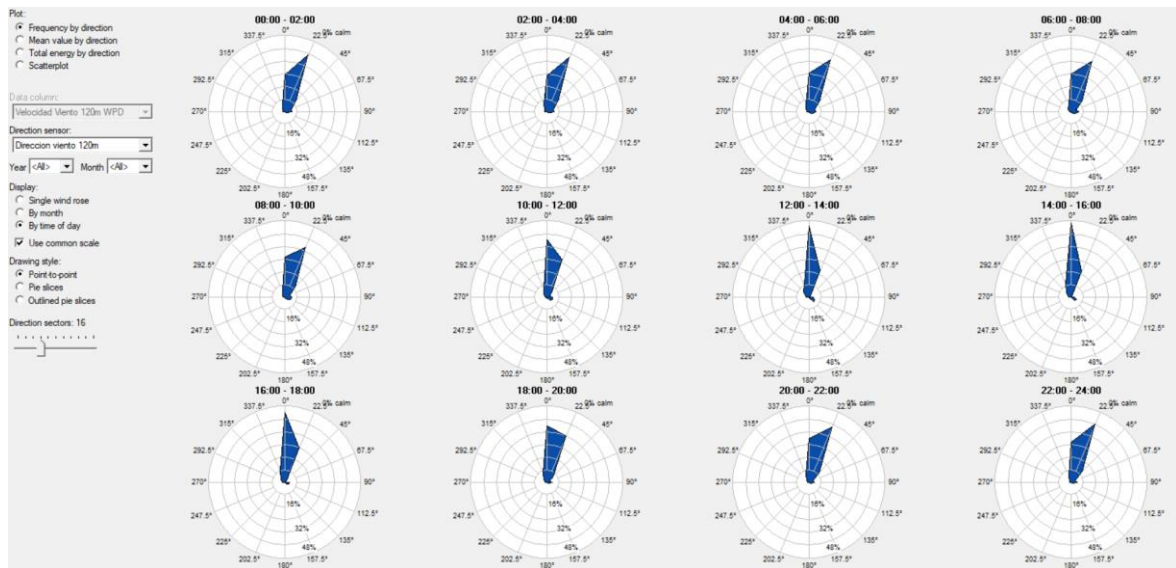


Figura 33: Rosa de frecuencia por horas [9]

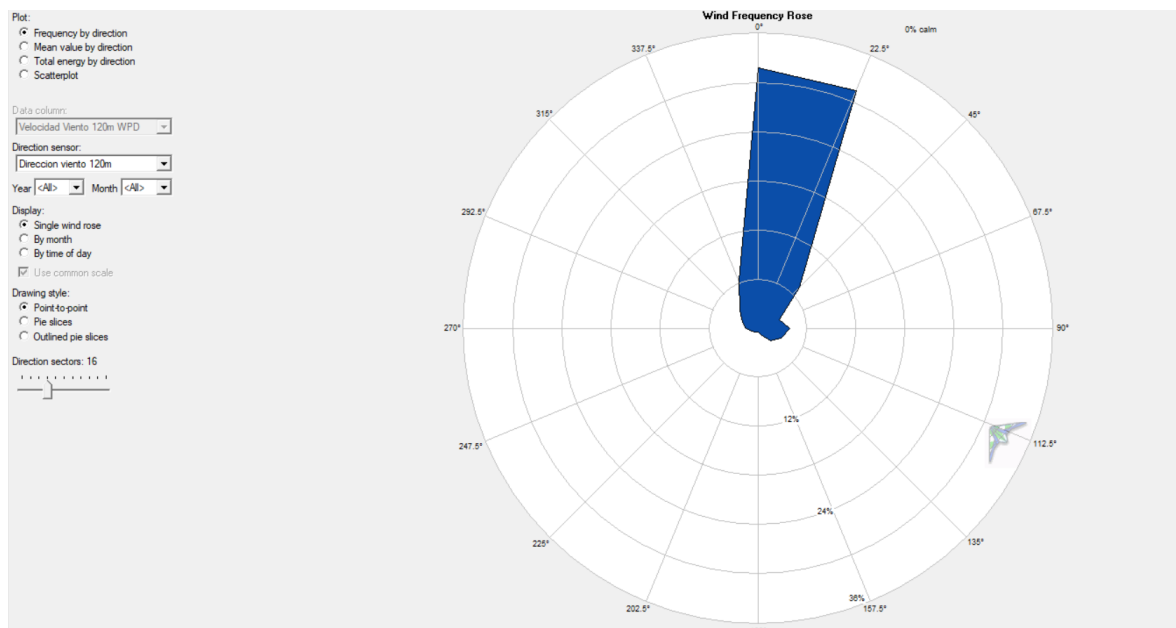


Figura 34: Rosa de frecuencia total de medición [9]

En conclusión, se observa que claramente hay una dirección dominante del viento, entre 0° y 22° como la dirección de mayor frecuencia. Por ello, lo ideal sería colocar los

aerogeneradores en perpendicular a esa dirección para maximizar el aprovechamiento del viento.

A continuación, se añaden más representaciones interesantes para la compresión de la serie temporal de vientos.

4.1.1.2.2 Rosa de energía

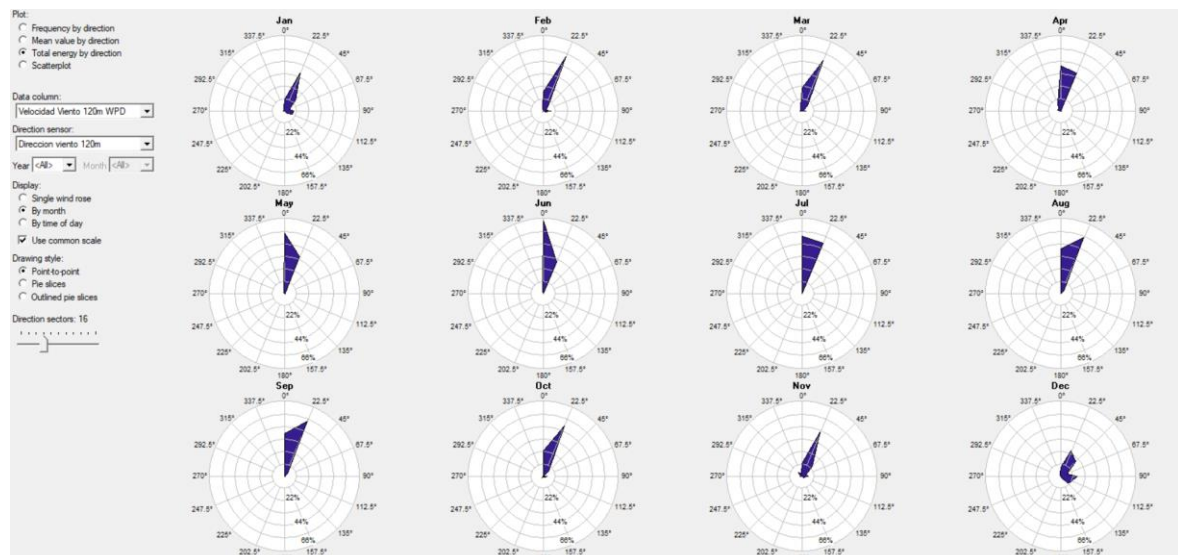


Figura 35: Rosa de la energía por meses [9]

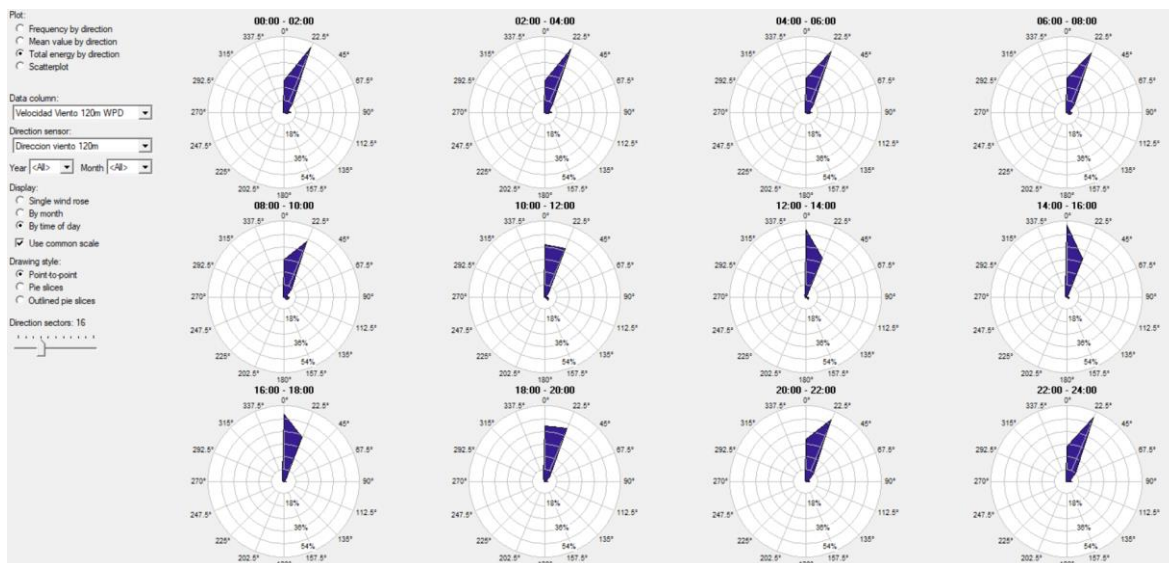


Figura 36: Rosa de la energía por horas [9]

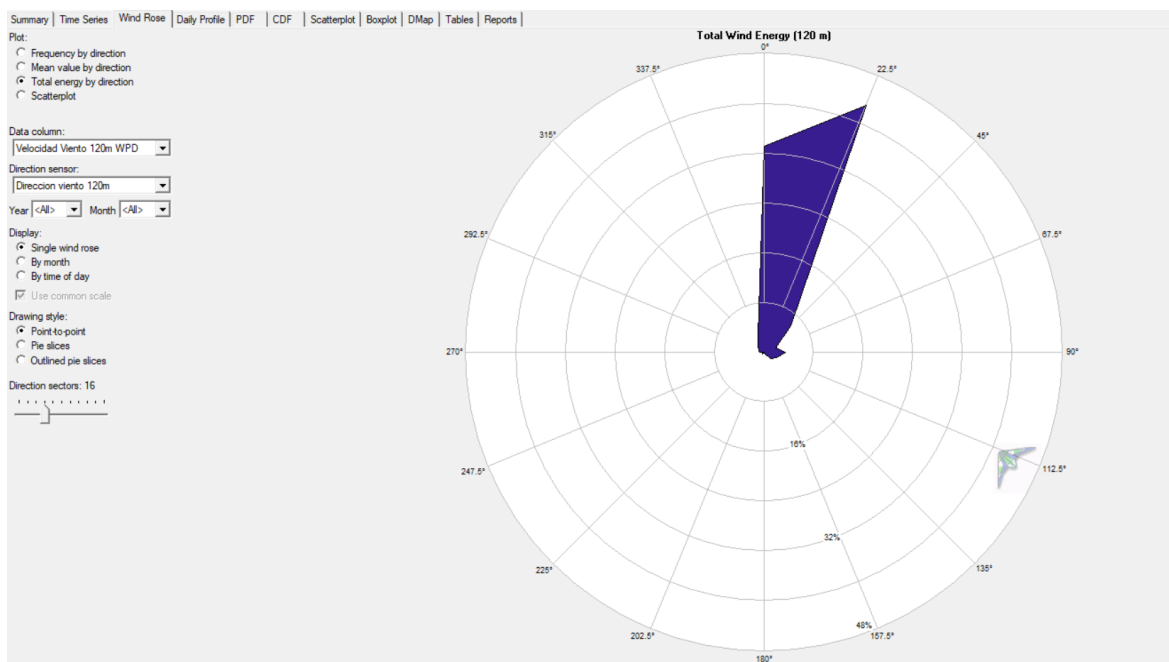


Figura 37: Rosa de la energía total de medición [9]

4.1.1.2.3 Rosa de velocidad



Figura 38: Rosa de velocidad por meses [9]

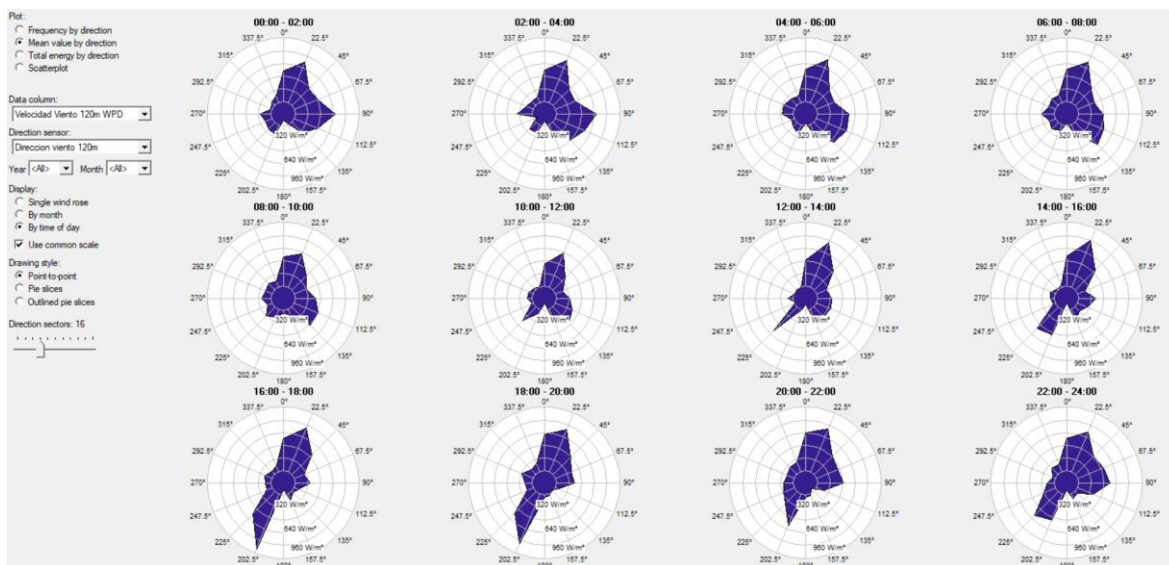


Figura 39: Rosa de velocidad por horas [9]

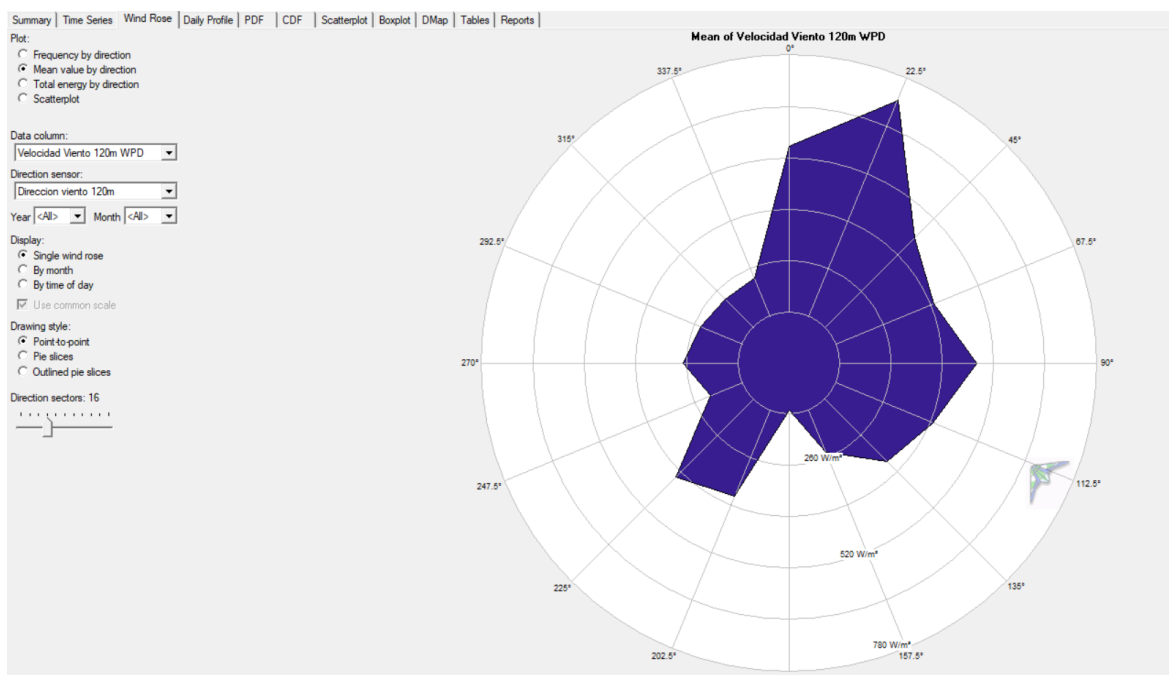


Figura 40: Rosa de velocidad total de medición [9]

4.1.1.3 Velocidad media

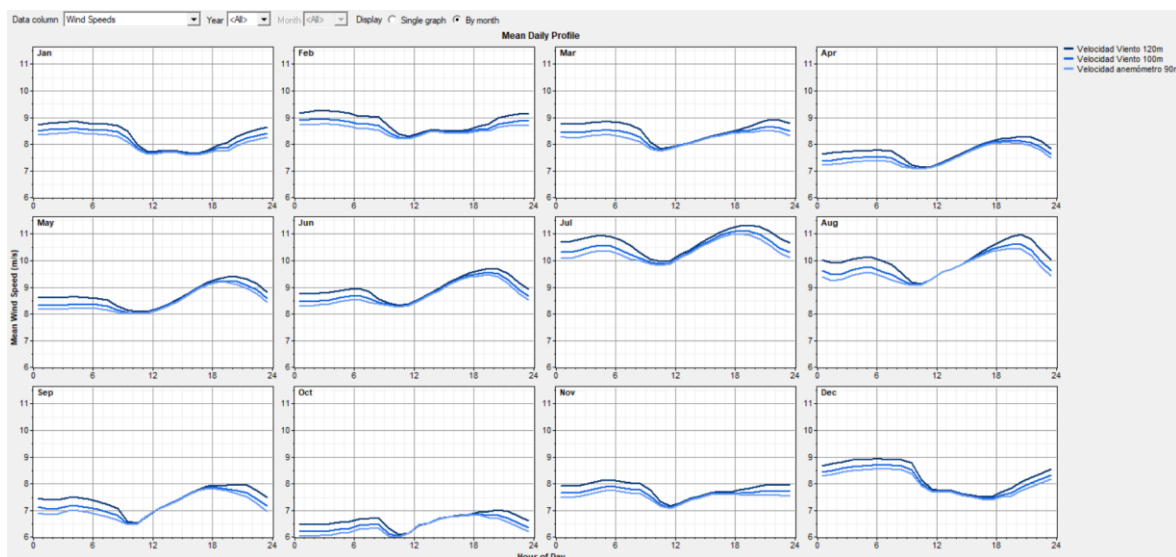


Figura 41: Velocidad media del viento por meses [9]

En esta Figura, se observa que los meses más ventosos son julio y agosto, con unas velocidades medias de aproximadamente 10 u 11 m/s. Mientras el que menos octubre con

rachas de viento en torno a los 6,5 m/s. También, es interesante observar cómo va cambiando de media la curva del viento a lo largo del día, siendo durante el invierno más ventoso por las noches y en verano más ventoso por las tardes.

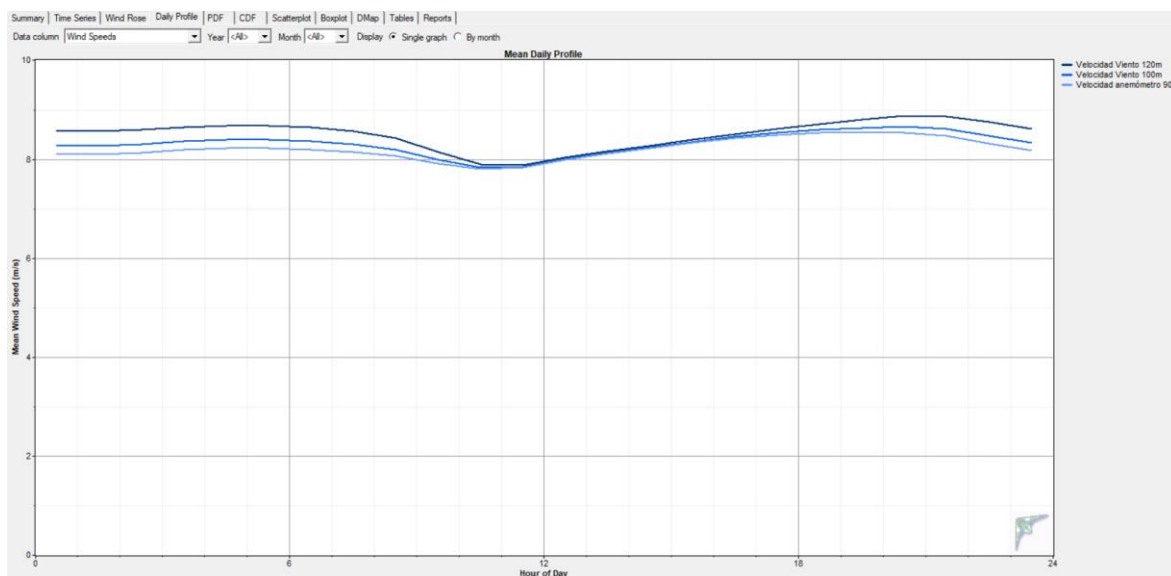


Figura 42: Velocidad media del viento [9]

4.1.1.4 Distribución de Weibull

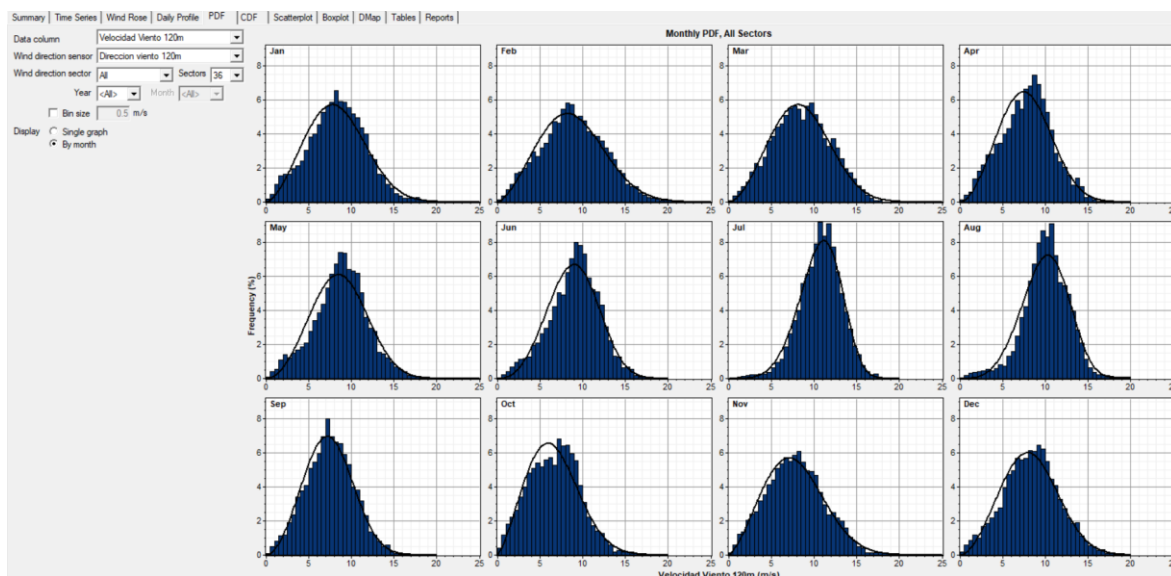


Figura 43: Distribución de Weibull por mes [9]

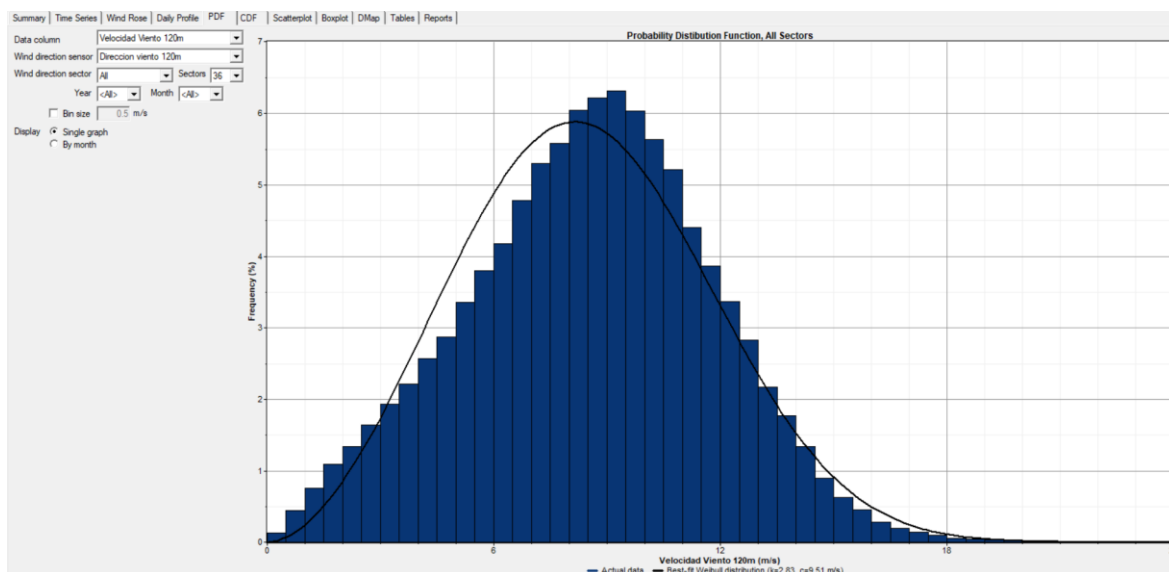


Figura 44: Distribución de Weibull total de medida [9]

4.1.1.5 Probabilidad Acumulada

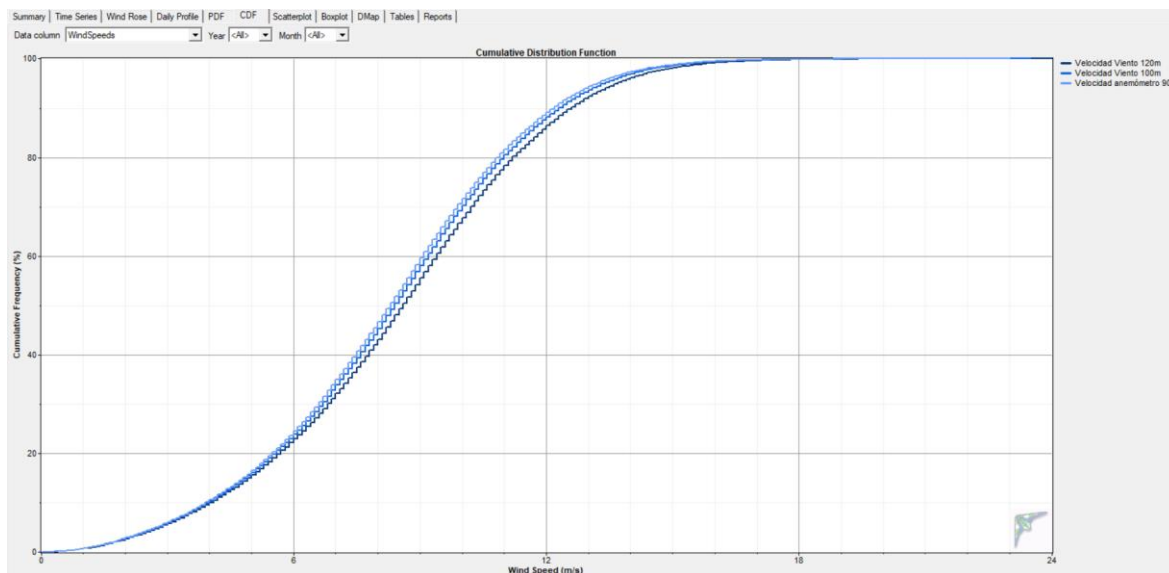


Figura 45: Probabilidad acumulada serie temporal [9]

4.1.1.6 Boxplot

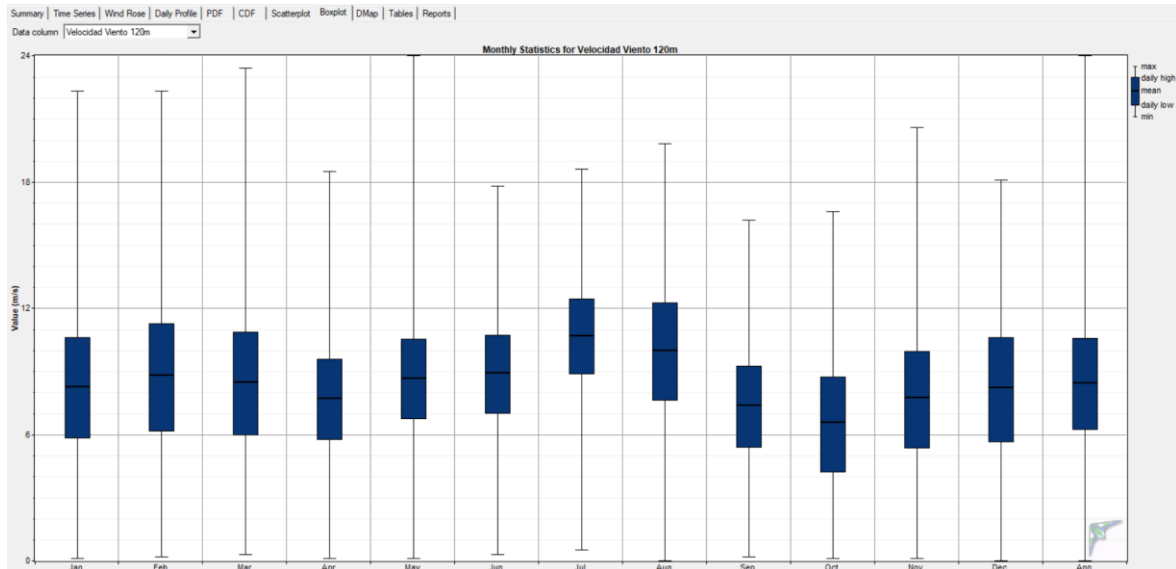


Figura 46: Boxplot de la serie temporal [9]

4.1.1.7 Dmap

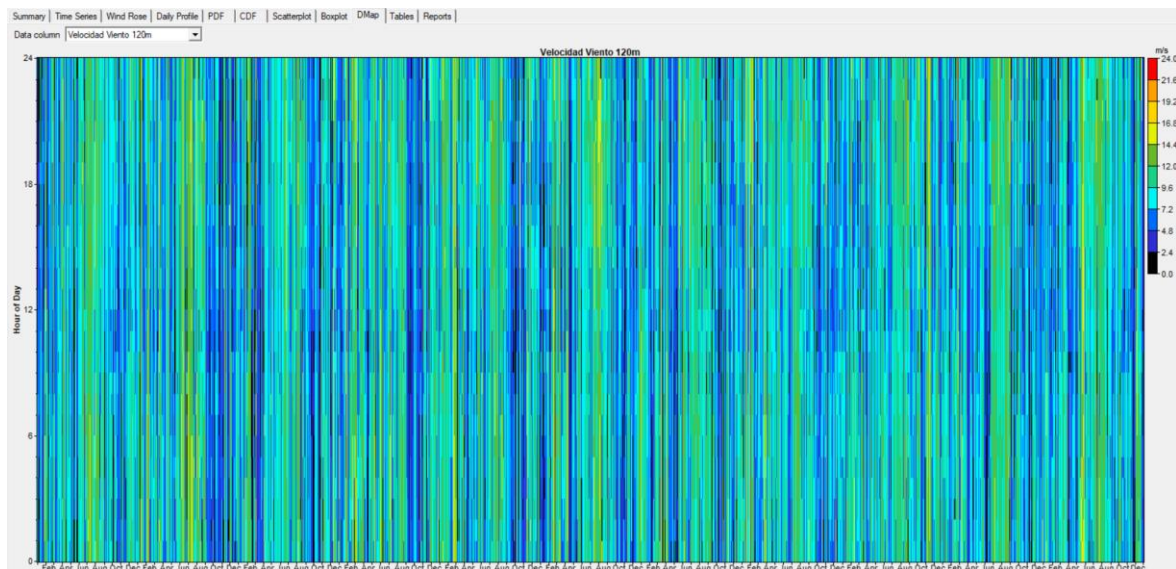


Figura 47: Dmap de la serie temporal [9]

4.1.1.8 Tabla resumen

Variable	Velocidad Viento 120	Velocidad Viento 100	Velocidad anemómetro
Measurement height (m)	120	100	90
Mean wind speed (m/s)	8.494	8.313	8.208
MMM wind speed (m/s)	8.494	8.313	8.208
Median wind speed (m/s)	8.600	8.400	8.300
Min wind speed (m/s)	0.000	0.000	0.000
Max wind speed (m/s)	24.000	23.500	23.000
Weibull k	2.830	2.839	2.838
Weibull c (m/s)	9.514	9.310	9.193
Mean power density (W/m²)	528	494	476
MMM power density (W/m²)	528	494	475
Mean energy content (kWh/m²/yr)	4,622	4,326	4,165
MMM energy content (kWh/m²/yr)	4,621	4,325	4,165
Energy pattern factor	1.440	1.438	1.438
Frequency of calms (%)	0.00	0.00	0.00
Possible records	96,312	96,312	96,312
Valid records	96,312	96,312	96,312
Missing records	0	0	0
Data recovery rate (%)	100.00	100.00	100.00
1-hr autocorrelation coefficient	0.978	0.977	0.976
Diurnal pattern strength	0.039	0.029	0.028
Hour of peak wind speed	24	22	21

Tabla 5: Tabla resumen datos Windographer [9]

4.1.2 CONCLUSIONES DE LA SIMULACIÓN

Una vez realizado el estudio en Windographer, se han obtenidos los resultados sobre cuál es la dirección dominante del viento, cuál es su velocidad media, etc. Gracias a estos resultados, se ha elegido la disposición idónea de los aerogeneradores del emplazamiento, es decir, en perpendicular a la dirección dominante. Estos datos, serán los que se usen a continuación en la simulación de WAsp.

4.2 ANÁLISIS WAsP

4.2.1 DATOS DE ENTRADA DE LA SIMULACIÓN

Para realizar con éxito la simulación del programa WAsp, se necesita tener los siguientes datos de entrada:

- Topografía del terreno
- Datos del viento obtenidos a partir del programa Windographer
- Coordenadas de los aerogeneradores

- Coordenadas de la estación de medición
- Curvas de potencia y coeficientes de empuje

Para la representación de la topografía del terreno en el emplazamiento, se han usado los mapas de curvas de nivel del Instituto Geográfico Nacional. Además, se han incorporado las rugosidades de las distintas zonas que rodean al emplazamiento. Por una parte, rugosidades de valor “0,0001” correspondientes al agua del mar, ya que el emplazamiento está situado en la costa, y rugosidades de valor “0,0003” ya que el terreno que rodea a la planta está compuesto de parcelas despejadas de arena, sin árboles ni ningún obstáculo de densidad notable.



Figura 48: Vista de la superficie del terreno del emplazamiento

z_0 [m]	Terrain surface characteristics	Roughness Class
1.00	city	
0.80	forest	
0.50	suburbs	
0.40		3 (0.40 m)
0.30	shelter belts	
0.20	many trees and/or bushes	
0.10	farmland with closed appearance	2 (0.10 m)
0.05	farmland with open appearance	
0.03	farmland with very few buildings/trees	1 (0.03 m)
0.02	airport areas with buildings and trees	
0.01	airport runway areas	
0.008	mown grass	
0.005	bare soil (smooth)	
0.001	snow surfaces (smooth)	
0.0003	sand surfaces (smooth)	
0.0002		0 (0.0002 m)
0.0001	water areas (lakes, fjords, open sea)	

Figura 49: Clases de rugosidad según el tipo de emplazamiento

Una vez obtenidas las curvas de nivel de la base de datos del Instituto Geográfico Nacional, se importan al programa WAsp Map Editor y se digitalizan las rugosidades. Se obtienen por lo tanto las siguientes curvas de nivel que más tarde serán las que se empleen en la simulación final.

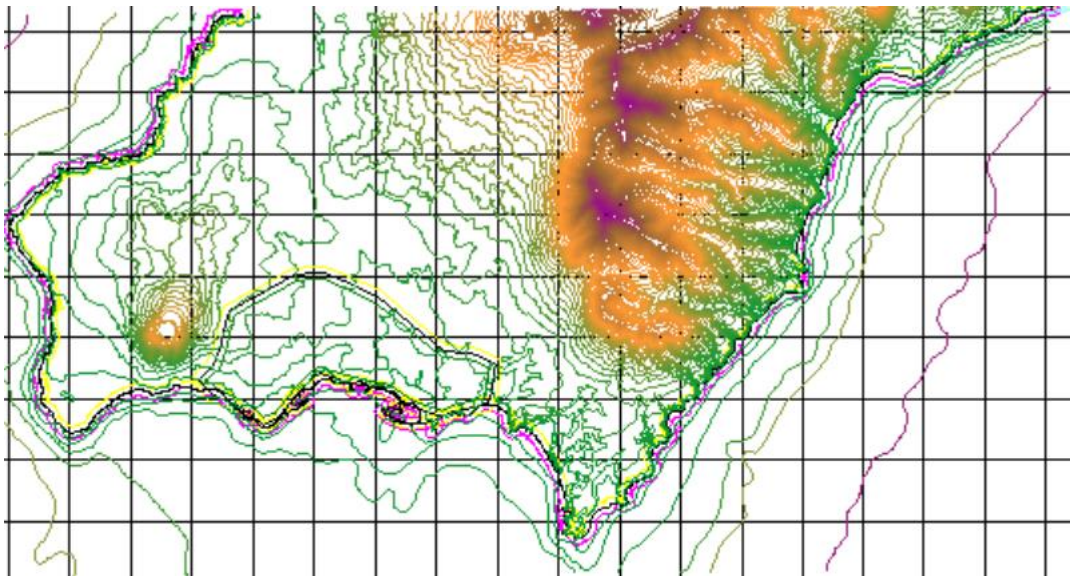


Figura 50: Mapa Topográfico del emplazamiento [10]

Una vez realizada la simulación completa, se obtiene este mismo mapa con la posición de los aerogeneradores y de la estación meteorológica (que se ha tomado como si fuese la posición del aerogenerador 3).

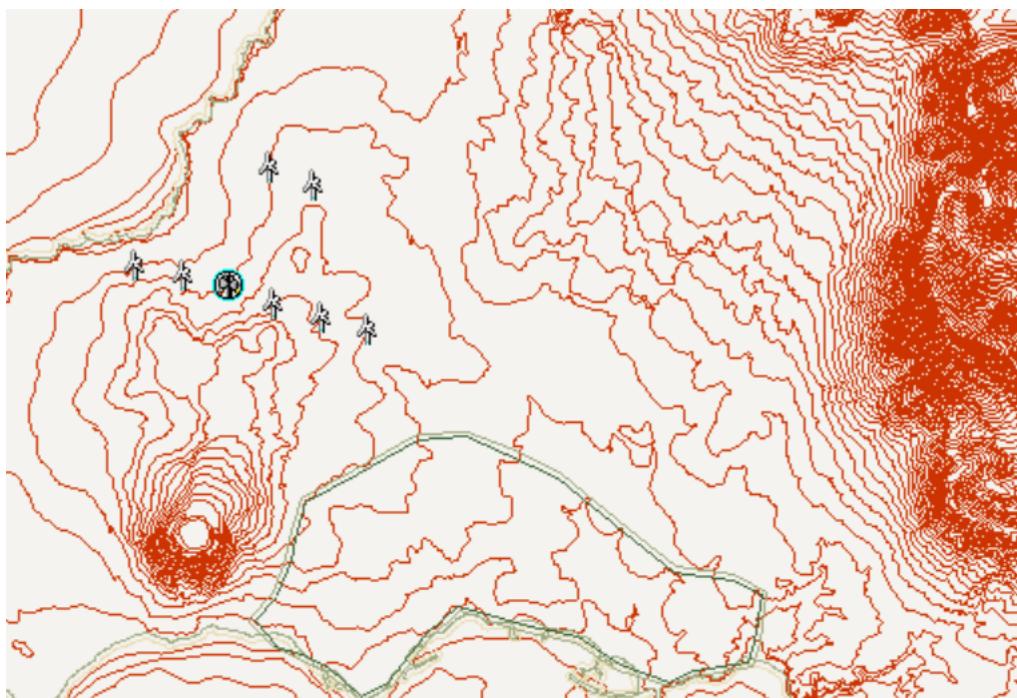


Figura 51: Mapa topográfico con los aerogeneradores [10]

A continuación, para la obtención del siguiente dato de entrada, hay que pasar a formato WAsp los datos de viento obtenidos a partir de Windographer. Esto ha sido posible gracias a la herramienta Wind Climate Analyst, que permite obtener un análisis de datos rápido de la serie temporal de datos de viento y un fichero de climatología de la región que se utilizará en la simulación de WAsp para generar las condiciones meteorológicas de viento geostrófico.

Para ello, se exportaron los datos de Windographer a una altura de buje de 120m en formato de texto. Una vez importados en WAsp Climate Analyst, se le especificaron al programa cuales eran los valores correspondientes a la dirección y la velocidad del viento. Por último, se exportaron los resultados obtenidos y se guardó el nuevo archivo en formato “.tab”.

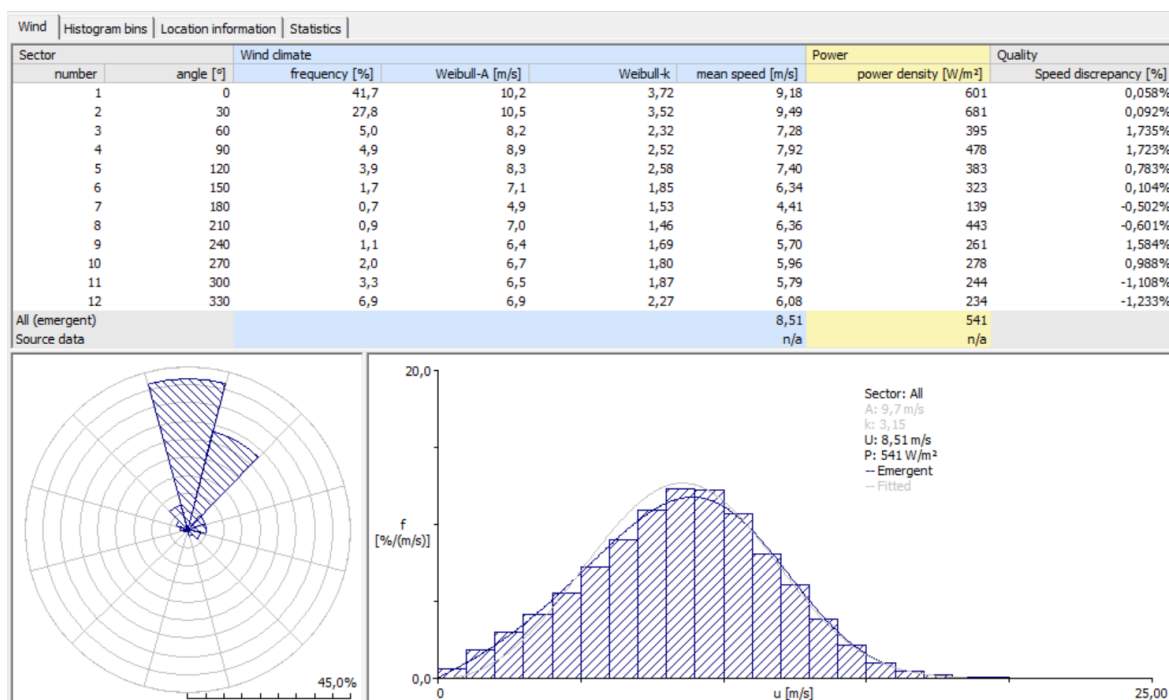


Figura 52: Serie temporal del viento en formato WAsp [11]

Por último, para obtener las curvas de potencia y los coeficientes de empuje fue preciso el uso de la herramienta WAsp Turbine Editor. Las curvas de potencia y coeficientes de empuje dependen del tipo de aerogenerador que decida emplearse. Para el caso de un aerogenerador Vestas V162-6MW se obtuvieron los siguientes resultados.

V162 a 1,185 kg/m3		
Velocidad (m/s)	Potencia (kW)	Coef Empuje
3	28,8	0,9096
3,5	142	0,8836
4	279,8	0,854
4,5	448,4	0,838
5	651	0,82
5,5	894,4	0,814
6	1185,8	0,812
6,5	1529,6	0,8106
7	1932,8	0,808
7,5	2393,4	0,805

8	2917,8	0,8006
8,5	3506,6	0,7952
9	4134,4	0,77
9,5	4725,6	0,7112
10	5262,2	0,6468
10,5	5654,6	0,575
11	5897,4	0,5022
11,5	5971,8	0,43
12	5994,8	0,3704
12,5	6000	0,3222
13	6000	0,2826
13,5	6000	0,25
14	6000	0,223
14,5	6000	0,2
15	6000	0,1804
15,5	6000	0,1634
16	6000	0,1488
16,5	6000	0,1358
17	6000	0,1242
17,5	6000	0,1148
18	5826,8	0,1032
18,5	5565	0,0912
19	5345	0,0806
19,5	5111	0,0716
20	4826,4	0,0636
20,5	4539	0,0566
21	4253,6	0,0496
21,5	3971,2	0,0436
22	3675,6	0,0386
22,5	3371,2	0,0336
23	3090,8	0,03
23,5	2790,8	0,026
24	2466,2	0,022

Tabla 6: Curvas de potencia y coeficientes de empuje según la iteración acorde con la simulación

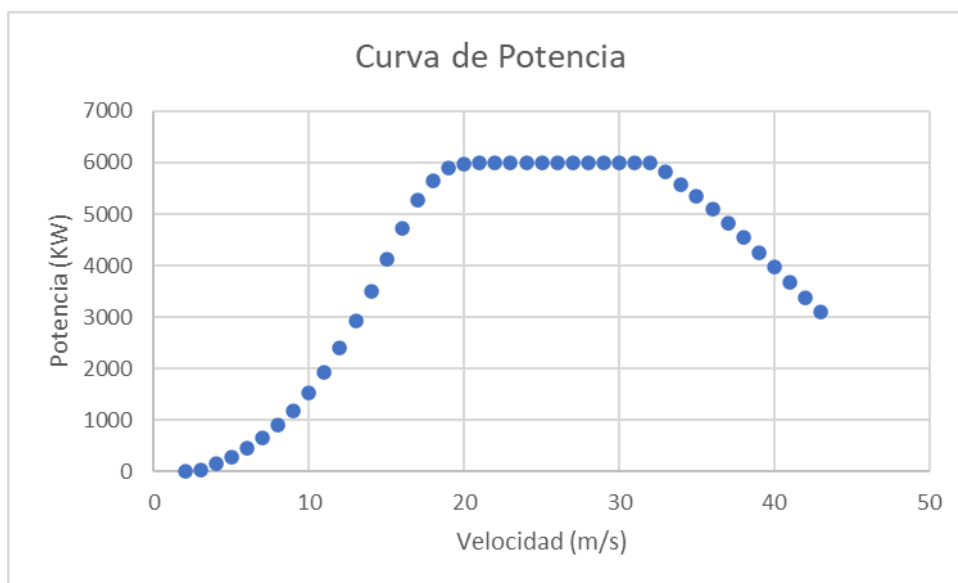


Figura 53: Curva de Potencia

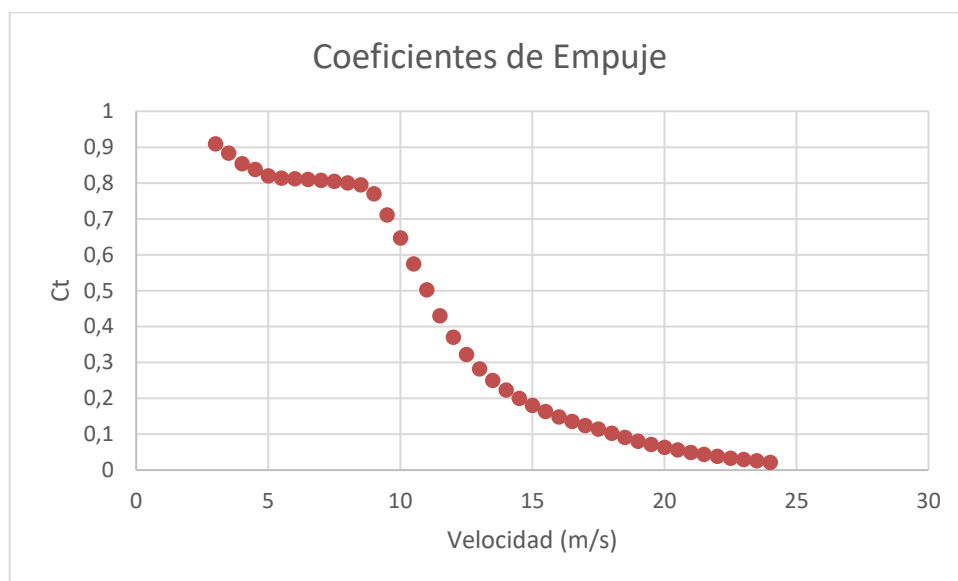


Figura 54: Curva coeficientes de empuje

Por último, se importan todos estos datos en WAsp y se obtiene la gráfica siguiente.

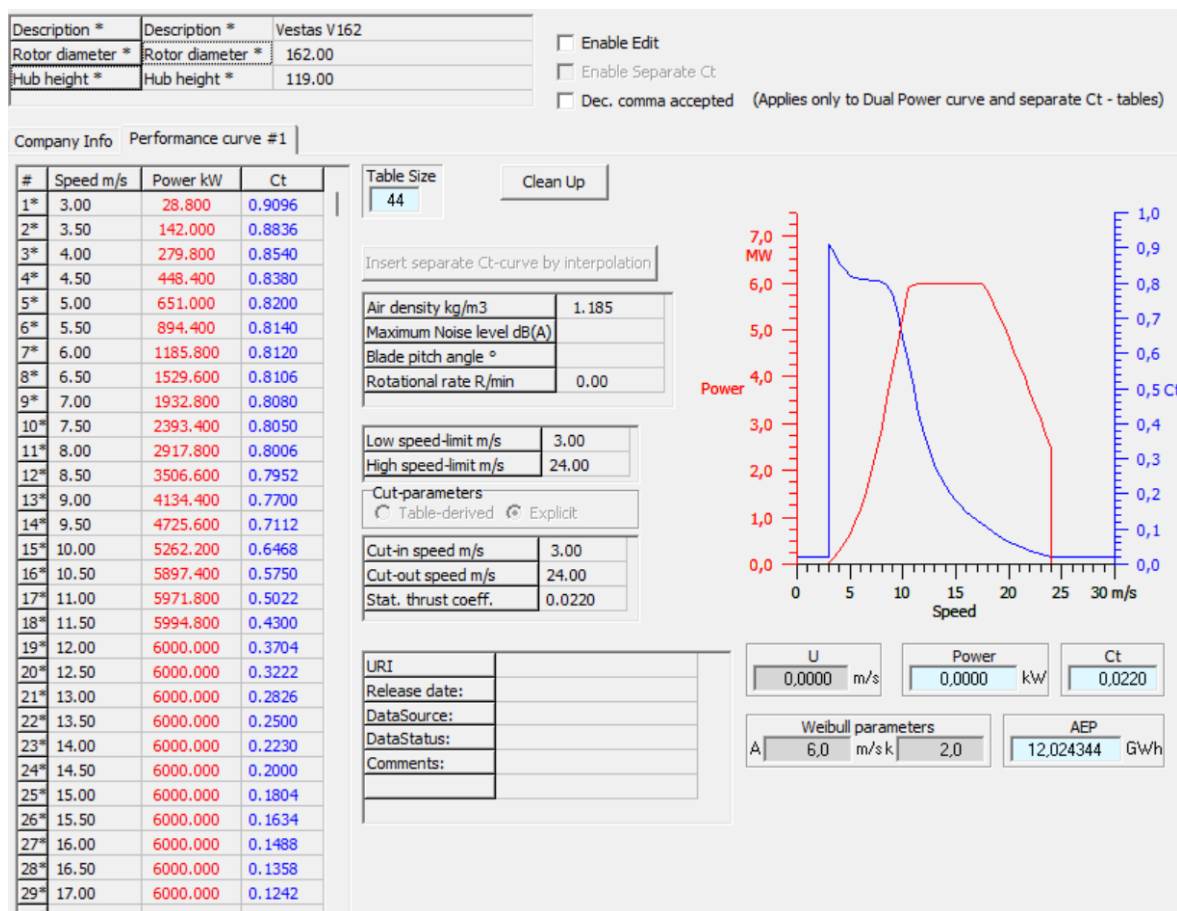


Figura 55: Curva de potencia y coeficiente de empuje de la simulación [11]

Con todos estos resultados ya en formato WAsp se procedió a la simulación completa del parque y se obtuvieron los siguientes resultados.

4.2.2 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Tras la simulación se obtuvieron los siguientes resultados:

Variable	Total
Producción bruta al año (GWh/año)	251,742
Producción neta al año (GWh/año)	242,213

Pérdidas por efecto estela (%)	3,78
--------------------------------	------

Tabla 7: Resultados simulación del emplazamiento

Settings	Site list	Statistics	WF Power curve	
Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	251,742	31,468	29,700	33,581
Total net AEP [GWh]	242,213	30,277	27,612	32,643
Proportional wake loss [%]	3,78	-	0,86	7,03
Mean speed [m/s]	-	8,82	8,43	9,27
Power density [W/m2]	-	619	537	713
RIX	-	-	0,4	1,2

Figura 56: Estadísticas generales obtenidas en la simulación [11]

Descomponiendo estos resultados por cada generador se obtienen los siguientes resultados de cada uno.

Variable	Producción bruta (GWh/año)	Producción neta (GWh/año)	Pérdidas por efecto estela (%)	RIX (%)	DR (%)
Aerogenerador 1	30,912	30,159	2,44	0,4	-0,8
Aerogenerador 2	30,122	28,760	4,52	0,5	-0,7
Aerogenerador 3	29,700	27,612	7,03	1,2	0,0
Aerogenerador 4	33,581	31,306	6,78	0,5	-0,7
Aerogenerador 5	32,694	30,949	5,34	0,4	-0,8
Aerogenerador 6	31,832	31,267	1,78	0,4	-0,8
Aerogenerador 7	29,974	29,518	1,52	1,1	-0,1

Aerogenerador 8	32,926	32,643	0,86	0,7	-0,5
-----------------	--------	--------	------	-----	------

Tabla 8: Resumen resultados de la simulación para cada aerogenerador

En primer lugar, llama la atención las diferencias que hay por las pérdidas de efecto estela entre unos aerogeneradores y otros. Los que cuentan con mayores pérdidas son los aerogeneradores 3 y 4. Esto es probablemente porque los aerogeneradores 7 y 8 apantallan el viento y provocan esta diferencia por efecto estela con respecto al resto de los aerogeneradores del emplazamiento. Por ello, cabe plantearse si los aerogeneradores 7 y 8 están bien colocados en esas coordenadas del emplazamiento, o, por el contrario, si hubiese otro lugar en el emplazamiento donde fuese posible optimizar estas pérdidas.

En segundo lugar, cuando se emplea un modelo es importante saber si los resultados son válidos y fiables. Para ello, WAsp proporciona el índice de RIX (Ruggedness Index) y el índice DR (Diferencial de RIX). Con el índice de RIX, es útil para saber si se produce desprendimiento del flujo, y así poder determinar si el modelo aplicado en WAsp es válido para dicho terreno. En el caso del emplazamiento de estudio, el Índice de RIX oscila entre 0,1-1,2%, estos valores se encuentran próximos al cero, lo que significa que no hay apenas pendientes superiores a una pendiente crítica específica, es decir, apenas no hay desprendimiento de flujo por lo que el modelo usado en WAsp es correcto. El índice DR, compara si el valor de RIX es el mismo en el punto de estudio y en la estación meteorológica.

$$DR (\%) = \Delta RIX = RIX_{parque} - RIX_{estación}$$

En los resultados obtenidos se distinguen aquellos valores para el índice DR negativos, y un valor igual a cero. El valor igual a cero corresponde con el aerogenerador 3, lo cual tiene sentido ya que efectivamente, la estación virtual para la cual se pidieron los datos a la empresa Vortex, se situó en las coordenadas exactas del aerogenerador 3. Q Por otra parte, los valores negativos para el índice DR, indican que la orografía de la zona es menos

compleja que la zona de la estación, por lo que se subestiman los resultados y el emplazamiento, por lo tanto, va a tener un viento más rápido que el estimado.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Gross [GWh]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 009	611056,7	3196538,0	37,6	0,4	-0,8	119,0	8,84	30,912	30,159	2,44
Turbine site 010	611506,6	3196437,0	39,7	0,5	-0,7	119,0	8,56	30,122	28,760	4,52
Turbine site 011	611950,9	3196352,0	46,0	1,2	0,0	119,0	8,43	29,700	27,612	7,03
Turbine site 012	612363,2	3196169,0	66,1	0,5	-0,7	119,0	9,27	33,581	31,306	6,78
Turbine site 013	612812,9	3196047,0	58,7	0,4	-0,8	119,0	9,03	32,694	30,949	5,34
Turbine site 014	613255,8	3195920,0	48,7	0,4	-0,8	119,0	8,82	31,832	31,267	1,78
Turbine site 015	612328,5	3197470,0	40,1	1,1	-0,1	119,0	8,51	29,974	29,518	1,52
Turbine site 016	612745,0	3197296,0	46,8	0,7	-0,5	119,0	9,09	32,926	32,643	0,86

Figura 57: Estadísticas generales obtenidas en la simulación de cada aerogenerador [11]

4.2.3 ENERGÍA VERTIDA A LA RED

La energía producida por la simulación de WAsp no es la real que alcanza la red, sino que hay que tener en cuentas otras pérdidas. A continuación, una vez obtenida la energía que produce el parque eólico, se descuentan las pérdidas que se detallan en la siguiente tabla que afectan a la energía producida por los aerogeneradores para el cálculo final de la energía vertida a la red. Cada empresa tiene en cuenta sus propios criterios de pérdidas, sin embargo, para el cálculo de este estudio se van a tener en cuenta las siguientes:

Tipo de pérdidas	Coficiente Pérdidas
Indisponibilidad de los aerogeneradores y de las instalaciones eléctricas	0,97
Eléctricas (Transformación y pérdida de electricidad)	0,96
Otras (hielo, suciedad)	0,9975
Garantía de la curva de potencia	0,95

Total	0,8824
--------------	---------------

Tabla 9: Pérdidas de energía tenidas en cuenta en el parque

A partir de este valor de pérdidas, se obtiene la energía vertida a red:

$$Energía_{RED} \left(\frac{GWh}{año} \right) = TotalNetAEP \left(\frac{GWh}{año} \right) * Coef_{PERDtot}$$

$$Energía_{RED} \left(\frac{GWh}{año} \right) = 242,213 \left(\frac{GWh}{año} \right) * 0,8824 = 213,728 \left(\frac{GWh}{año} \right)$$

$$Energía_{pérdidas} = 242,213 \left(\frac{GWh}{año} \right) - 213,728 \left(\frac{GWh}{año} \right) = 28,485 \left(\frac{GWh}{año} \right)$$

Teniendo en cuenta las pérdidas, se obtiene que el parque eólico producirá $213,728 \left(\frac{GWh}{año} \right)$.

Este valor será a partir del cual se estimarán tanto la viabilidad económica y financiera como la reducción de emisiones.

4.2.4 CONCLUSIONES DE LA SIMULACIÓN

Gracias al estudio llevado a cabo con el modelo incorporado en WAsp, se han obtenido los resultados correspondientes a la producción de energía del parque eólico. En el estudio, se han tenido en cuenta también las pérdidas para el valor final de la energía vertida a la red.

Sin embargo, como se explicó en el capítulo de Introducción, la energía eólica no es un tipo de energía gestionable, sino que, por el contrario, si no existe una demanda que consuma la generación producida en ese mismo instante, esa energía se desperdicia.

Por ello, a continuación, se va a estudiar cómo es la demanda de la isla de Lanzarote, para posteriormente, valorar si fuese útil la incorporación de baterías al emplazamiento eólico.

4.3 ANÁLISIS DEMANDA LANZAROTE

4.3.1 INTRODUCCIÓN DEMANDA DE LANZAROTE

La demanda eléctrica varía continuamente a lo largo del día, depende fundamentalmente de los factores climatológicos (temperatura), de la laboralidad, del día de la semana y de la época del año. Por lo tanto, es de esperar que la demanda siga curvas distintas a lo largo del año. A continuación, se muestran las curvas típicas de demanda dependiendo de la estación del año.

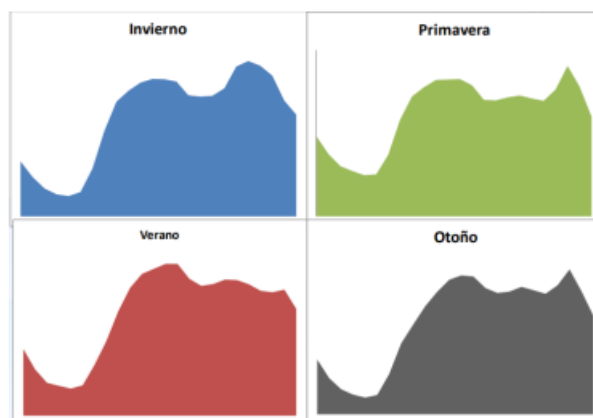


Figura 58: Curvas típicas demanda en función de la estación del año

En conclusión, una curva típica de demanda en invierno en la Península Ibérica está caracterizada por dos picos, uno a media mañana y otro un poco más significativo sobre las 21h, y un pequeño valle entre ellos. En verano, hay un único pico significativo, que ocurre sobre las 12h. Por último, durante los meses de primavera y otoño, siguen una curva similar, con dos picos poco significativos a media mañana y otro sobre las 21h.

También, como se observa en la figura, siempre hay un valle sobre las 5-6 de la mañana.

Sin embargo, cabe destacar que la isla de Lanzarote se encuentra casi en el ecuador, por lo que las diferencias de temperatura entre verano e invierno no son tan significativas, siendo la temperatura media de la isla a lo largo del año de 21, 1°. Esto quiere decir que no habrá inviernos gélidos donde sea preciso el uso de calefacciones residenciales y por lo tanto se espera que no haya unos picos tan pronunciados en esta época del año. En el siguiente capítulo se estudiarán en detalle las curvas de demanda de la isla.

Parámetros climáticos promedio de Observatorio del **Aeropuerto César Manrique Lanzarote** (14 msnm) (periodo de referencia: 1981-2010, extremas: 1972-2018) [ocultar]

Mes	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Temp. máx. abs. (°C)	27.9	29.0	32.7	36.3	42.6	40.7	42.9	43.6	40.5	37.3	34.2	27.5	43.6
Temp. máx. media (°C)	20.7	21.3	22.9	23.5	24.6	26.3	28.2	29.1	28.6	26.7	24.2	21.8	24.8
Temp. media (°C)	17.4	17.9	19.0	19.6	20.8	22.6	24.3	25.2	24.7	23.0	20.7	18.6	21.1
Temp. mín. media (°C)	14.0	14.3	15.0	15.7	16.8	18.8	20.4	21.2	20.8	19.4	17.2	15.4	17.4
Temp. mín. abs. (°C)	8.0	7.6	8.3	9.5	11.5	12.4	15.4	16.6	15.5	12.0	10.9	9.0	7.6
Precipitación total (mm)	16.5	18.2	12.5	5.2	1.5	0.1	0.0	0.5	2.2	9.9	14.7	29.3	110.6
Días de precipitaciones (≥ 1 mm)	3.2	2.7	2.4	1.3	0.4	0.0	0.0	0.1	0.4	1.9	3.0	3.8	19.0
Horas de sol	203	201	241	255	297	292	308	295	248	235	207	196	2986
Humedad relativa (%)	68	68	66	66	66	66	68	68	70	71	69	71	68

Figura 59: Parámetros climatológicos Lanzarote

4.3.2 ANÁLISIS DE LOS DATOS

Para la obtención de los datos de la demanda de la isla de Lanzarote, se han usado los datos del año 2019, ya que son datos que no se ven alterados por la pandemia. Como se puede observar, todos los meses tienen un primer valle por la noche sobre las 5-6 a.m, y luego, dependiendo del mes en el que se encuentren hay unos picos más o menos pronunciados a lo largo del día.

En la figura se han representado dos tipos de datos, en color magenta los días festivos y en color negro los días laborables. Se observa que los días laborables se consume más demanda que los festivos.

La demanda oscila entre los 70 MW en horas valle aproximadamente, y los 125MW en horas pico.

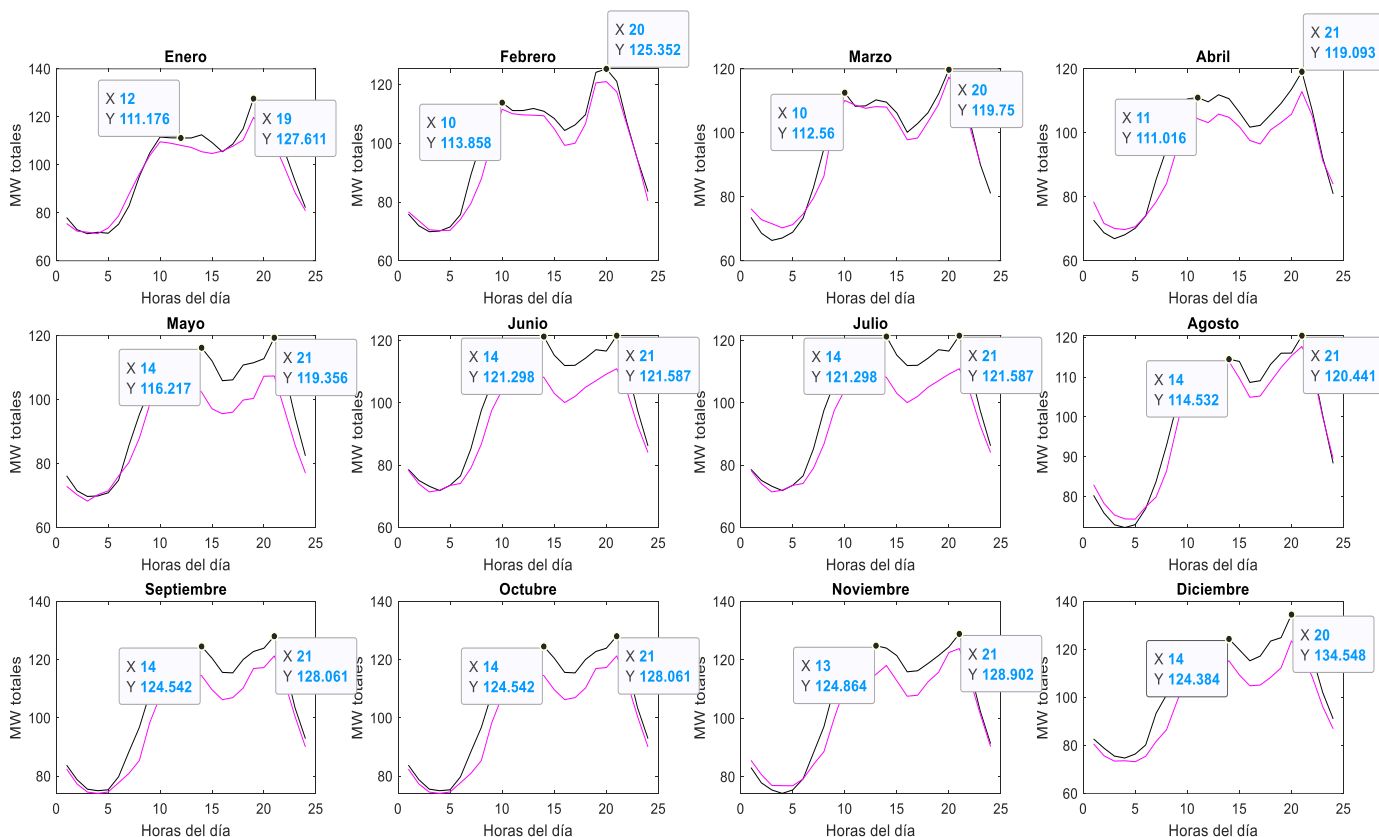


Figura 60: Demanda anual isla de Lanzarote por meses [12]

m

Por otra parte, es importante volver a mencionar que la isla de Lanzarote está unida mediante una línea de conexión con la isla de Fuerteventura. La operación que el operador del sistema hace de esta interconexión pretende que cada isla sea autosuficiente y la carga típica del cable de interconexión sea mínima, de tal forma que la función de este cable sea únicamente de respaldo ante posibles eventualidades (incidentes o mantenimiento de los grupos térmicos existentes) actuando en este caso de respaldo frente al sistema afectado.

En momentos de mayor recurso renovable en una isla frente a otra, el cable se utiliza para la exportación de la energía hacia el sistema que menos recurso renovable tenga.

En la siguiente figura, se observa que los flujos medios de la línea de interconexión por mes oscilan entre los -10MW y los 10MW.

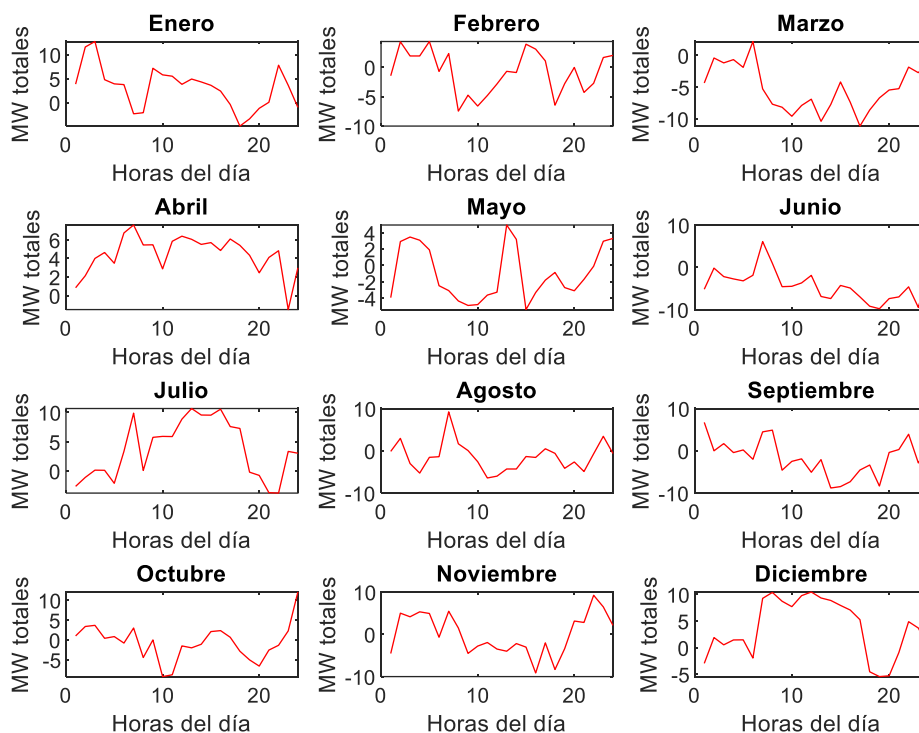


Figura 61: Flujo entre la isla de Lanzarote y la isla de Fuerteventura [13]

4.3.3 CONCLUSIONES

En conclusión, la isla de Lanzarote tiene una demanda que oscila entre los 70MW y los 125MW con un valle pronunciado de madrugada y dos picos sobre las 12h y las 21h de magnitud parecida durante todos los meses a lo largo del año. A pesar de que este sistema está conectado a la isla de Fuerteventura, para este estudio se va a tener en cuenta únicamente la demanda de Lanzarote ya que se va tomar la línea de interconexión como un cable de respaldo ante posibles incidentes.

Capítulo 5. CARGA Y DESCARGA DE LAS BATERÍAS

5.1 ORGANIZACIÓN DE LA GENERACIÓN TÉRMICA Y RENOVABLE EN LA ISLA DE LANZAROTE

Tal y como establece el P.O. SENP 1 «Funcionamiento de los sistemas eléctricos no peninsulares» [14], los procedimientos de operación para el despacho de la generación en los sistemas eléctricos no peninsulares establecen la consideración por parte del Operador del Sistema los siguientes requisitos:

- Potencia adicional necesaria para la reserva primaria y la banda de regulación equivalente al 10% de la demanda.
- Reserva rodante térmica suficiente equivalente al mayor grupo térmico conectado a la red en cada momento.

Por tanto, la potencia térmica conectada a la red en cada momento debe calcularse como:

$$\text{Potencia Térmica} = \text{Demanda horaria} - \text{Potencia renovable} + \text{Banda de regulación (10\%)} + \text{Potencia Rodante del Mayor grupo}$$

En la isla de Lanzarote hay los siguientes grupos térmicos:

<i>Grupo</i>	<i>Potencia Neta (MW)</i>
PUNTA GRANDE 2	6,50
PUNTA GRANDE 3	6,50
PUNTA GRANDE 7	6,50
PUNTA GRANDE 9	19,6
PUNTA GRANDE 12	12,9
PUNTA GRANDE 11	12,9
PUNTA GRANDE 13	20,5
PUNTA GRANDE 14	32,3
PUNTA GRANDE 16	17,2
PUNTA GRANDE 15	17,2

PUNTA GRANDE 17	17,6
PUNTA GRANDE 18	17,6
PUNTA GRANDE 19	17,6

Tabla 10: Grupos térmicos isla de Lanzarote

Como se observa en la tabla, la potencia del mayor grupo equivale a 32,3 MW, y como dicta el procedimiento P.O. SENP 1, tiene que haber un respaldo en caso de que ese grupo fallase, por ejemplo:

Grupos respaldo al de 32,3 MW	Potencia Neta (MW)
PUNTA GRANDE 17	17,6
PUNTA GRANDE 18	17,6
TOTAL	35,2

Tabla 11: Tabla ejemplo de grupos de respaldo

Por lo tanto, para una demanda media de 100 MW + 10% de la banda de regulación + 32,3 MW de grupo térmico + 32,3 MW de grupos térmico de respaldo solo quedarían de media unos 45 MW para generación renovable, como se observa en la siguiente figura.

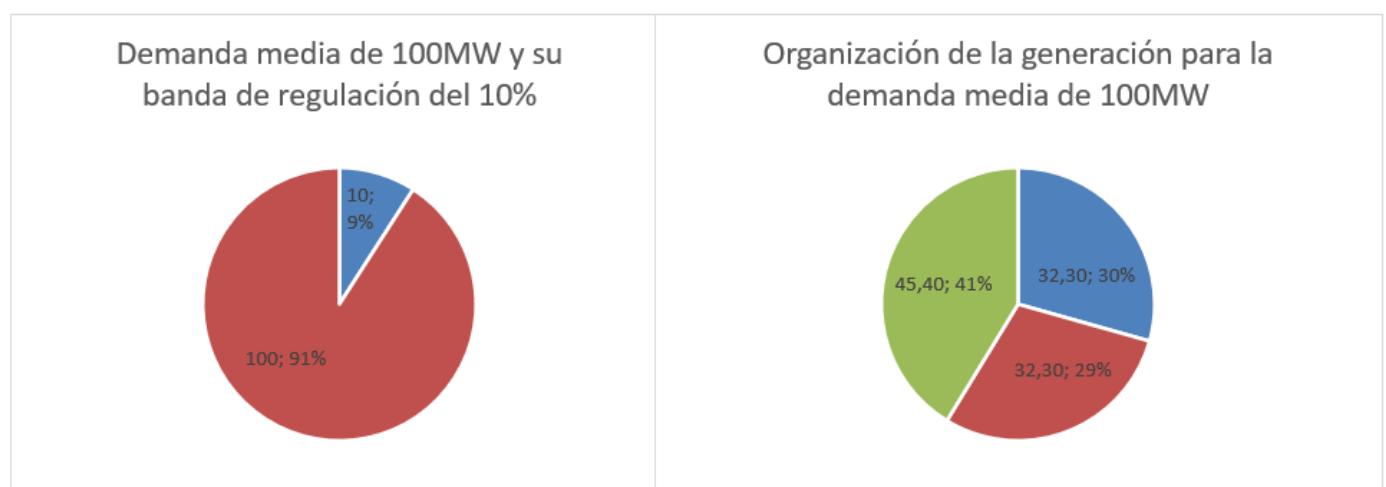


Figura 62: Distribución de la generación según la P.O. SENP 1 para una demanda media de 100MW

En conclusión, las características de los grupos térmicos existentes en la central de Punta Grande conllevan a que, de facto, como mínimo el 60% de la demanda es cubierta por generación térmica. Se prevé que esta operativa se mantenga vigente al menos durante los próximos 5 o 10 años hasta que no se produzca una profunda transformación del parque térmico para su evolución hacia un sistema libre de emisiones basado en biocombustibles e hibridaciones con baterías.

Para el desarrollo del presente estudio y para la simplificación de los cálculos, se adoptará como hipótesis de trabajo que la potencia eólica del parque está limitada al 40% de la demanda en cada momento en la isla, al objeto de calcular los posibles excedentes de energía renovable que pueda ser almacenada en las baterías y su uso posterior.

5.2 ANÁLISIS GENERACIÓN EÓLICA DEL PARQUE HORA A HORA

En este apartado, se va a estudiar la generación de energía media anual que produciría el parque en función de la serie de datos de viento de los últimos 10 años proporcionados por la Empresa Vortex.

Para la estimación de la energía horaria anual, en primer lugar, se han obtenido en Windographer la serie temporal de viento a una altura de buje igual a 120m y se han exportado estos datos a WAsp.

Una vez en WAsp, se ha programado la simulación con las siguientes condiciones:

- 6 aerogeneradores Vestas de potencia igual a 8 MW en sus correspondientes coordenadas (potencia total instalada igual a 48 MW).
- Velocidad de arranque igual a 3 m/s y velocidad de frenado igual a 24 m/s.
- Se han supuesto unas pérdidas del 0,8824.

Con estas condiciones y los datos de viento importados de Vortex, se ha llevado a cabo la simulación y se han obtenido los siguientes resultados.

Características de los aerogeneradores	
<i>Potencia Nominal Unitaria (MW)</i>	6
<i>Velocidad Inferior de corte (m/s)</i>	3
<i>Velocidad Superior de corte (m/s)</i>	24
Características del Parque Eólico	
<i>Número de los Aerogeneradores</i>	8
<i>Potencia Total Instalada (MW)</i>	48
<i>Pérdidas (%)</i>	88,24
Resultados Energéticos	
<i>Energía Neta Anual Total WASP (MWh)</i>	236.443
<i>Energía Neta Anual Total a red eléctrica (MWh)</i>	208.637
<i>Horas equivalentes (h)</i>	4.346
<i>Factor de Capacidad (%)</i>	49,6

Tabla 12: Inputs y Outputs simulación WAsp

En la siguiente figura, se ha representado la energía estimada que produciría el parque por meses. Se observa que los meses de julio y agosto son en los que más energía se genera. Esto se debe, como es de esperar, a que son los meses más ventosos. Por el contrario, los meses de enero y octubre resultan ser en los que menos energía se produce.

Es interesante comparar la figura que representa la energía producida por meses, con la figura donde se representan los Boxplots con las velocidades de viento. En conclusión, se puede observar que los meses con menos generación coinciden con los meses de menos viento, y viceversa.

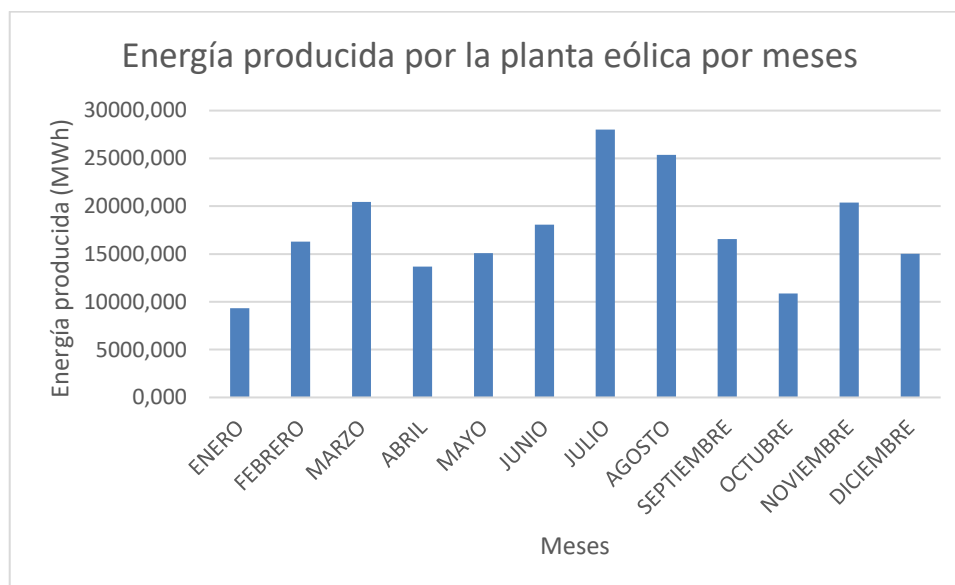


Figura 63: Energía producida por la planta por meses

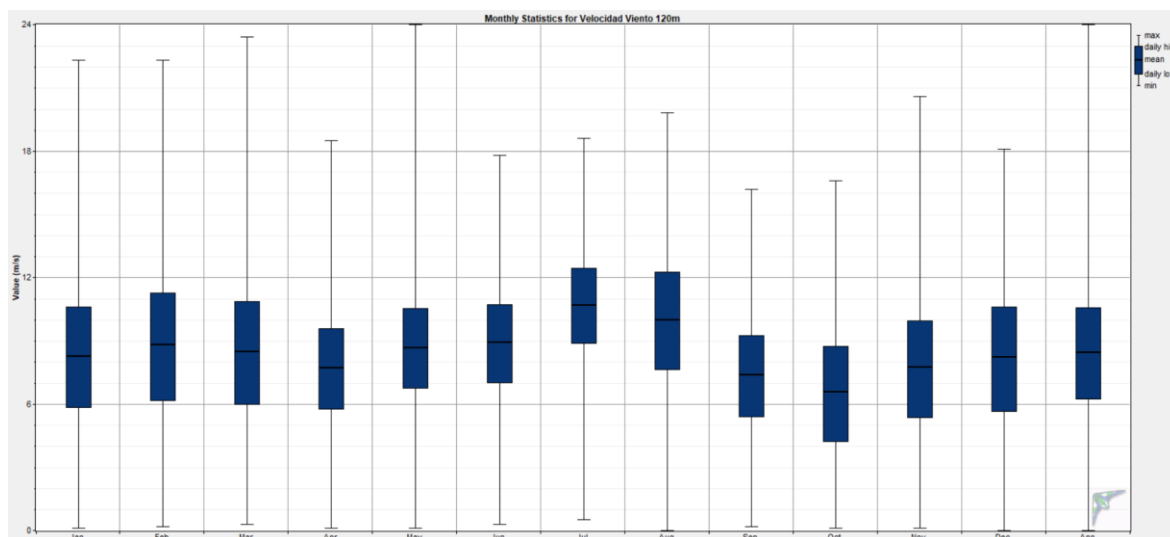


Figura 64: Velocidad del viento a 120 m

5.3 FLUJOS Y OPTIMIZACIÓN DE RECARGA DE LAS BATERÍAS

Para el análisis del funcionamiento de la batería, se han tenido en cuenta diferentes factores:

- La variación de la demanda a lo largo del día.
- El precio de la energía a lo largo del día.
- La variación de la generación a lo largo del día.
- El tiempo de carga y descarga de las baterías.

En primer lugar, una demanda media en la isla de Lanzarote tiene un valle bastante pronunciado por la noche, entre la 1 a.m y las 7 a.m y dos puntas, una sobre las 11-12 p.m y otra sobre las 7- 9 p.m. A continuación, se observa una imagen de una demanda media de la isla escalada al 40%, ya que como se ha explicado en el apartado anterior, se va a usar esta simplificación debido a las condiciones de operación recogidas en el P.O. SENP 1 «Funcionamiento de los sistemas eléctricos no peninsulares».

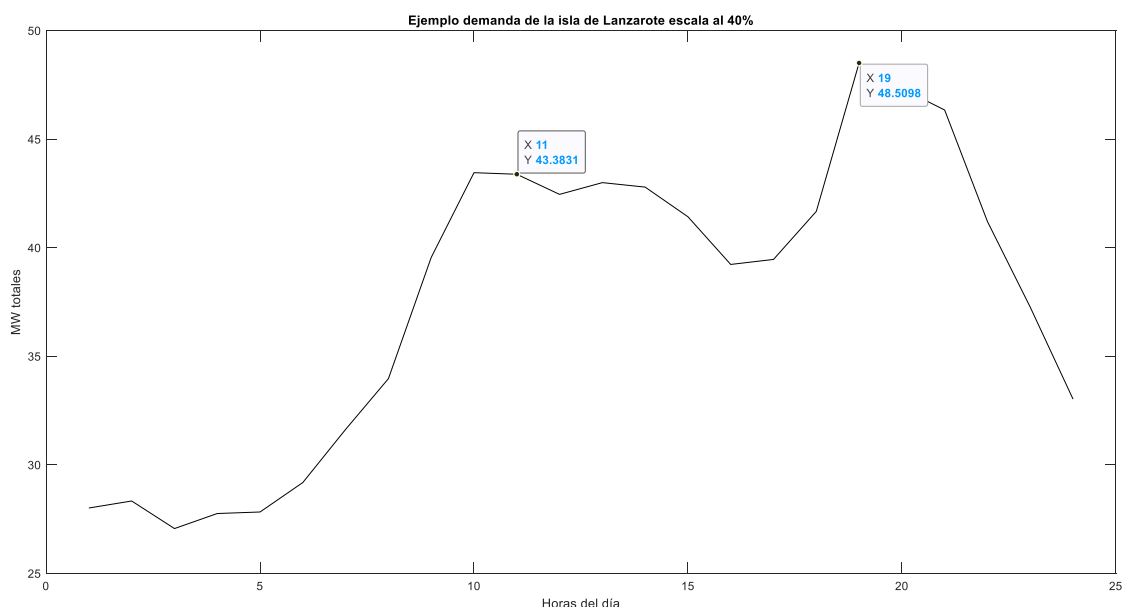


Figura 65: Demanda media isla de Lanzarote escalada al 40%

Por otra parte, hoy en día el mercado eléctrico es un mercado marginalista, y es importante mencionar que el precio de la energía en las islas es el mismo que el precio de la energía en

la Península. Esto quiere decir que el precio de la electricidad es independiente del precio al que lo oferta un productor, ya que éste tomará el valor del último productor que haya entrado en el mercado. Es decir, todas las tecnologías que entran al mercado tomarán el precio de la tecnología más cara. Estas tecnologías se ordenan de menor a mayor, según el precio al que vendan su electricidad y la cantidad de energía que produzcan.

- En primer lugar, las centrales nucleares venden su energía a precios muy bajos, ya que al ser fuentes de energía que están en continuo funcionamiento, es una forma de asegurar que su energía se vende al precio que sea.

- A continuación, se encuentran las centrales de generación renovables: eólicas, fotovoltaicas e hidráulicas. Sin embargo, el precio de oferta de estas no es el mismo. Las dos primeras, al no ser gestionables, ofertan su energía a precios baratos ya que todo lo que se genera en ese momento debe ser consumido al momento o si no se pierde. En cambio, la energía procedente de las centrales hidráulicas se oferta a un precio más cara, ya que es muy gestionable y sólo se pondrá en funcionamiento cuando sea necesaria.

- Por último, se encuentran las centrales de gas y carbón, que son contaminantes y actualmente únicamente se usan en el caso de que la generación eléctrica no sea suficiente. Su precio de oferta es igual al coste variable de producción, es decir, el coste del combustible y de los derechos de emisión, así como otros costes variables.

Por ello, durante las horas con menos demanda (horas valle), el precio de la electricidad es más barato, ya que marcan el precio tecnologías renovables. Sin embargo, durante las horas pico, marcan el precio las tecnologías más caras.

En la figura que se adjunta a continuación, se puede ver claramente como en las horas con menos demanda el precio es más barato que en las horas en las que hay más demanda.

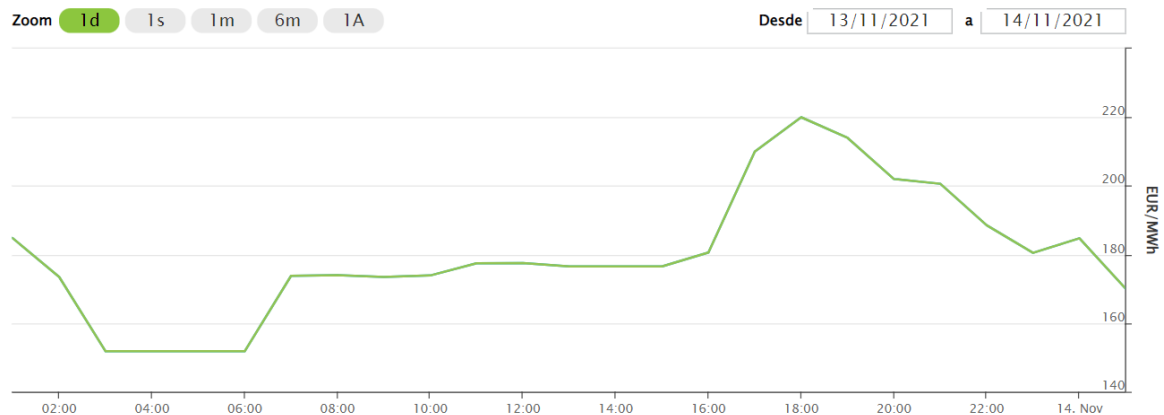


Figura 66: Oscilación precio diario de la electricidad [15]

Además, esta volatilidad en los precios de la energía ha ido aumentando a lo largo de los últimos años, siendo la diferencia entre el valle y el pico cada vez mayor.

Year of estudio	Month of estudio	Precio medio aritmético	Precio máximo	Precio mínimo
2019	enero	61,99	74,74	19,74
	febrero	54,01	70,66	15,60
	marzo	48,82	61,41	3,52
	abril	50,41	62,48	5,00
	mayo	48,39	60,00	20,00
	junio	47,19	59,21	26,73
	julio	51,46	60,10	39,10
	agosto	44,96	53,84	32,00
	septiembre	42,11	56,86	25,00
	octubre	47,17	61,50	24,27
	noviembre	42,19	65,64	5,95
	diciembre	33,81	64,26	0,03
Resultados interanual		47,68	74,74	0,03

Figura 67: Precios (Euro/MWh) en el mercado diario en España en el año 2019

Año de estudio	Mes de estudio	Precio medio aritmético	Precio máximo	Precio mínimo
2021	enero	60,17	121,24	0,16
	febrero	28,49	80,00	0,16
	marzo	45,44	85,43	4,04
	abril	65,02	93,92	0,90
	mayo	67,12	97,01	0,01
	junio	83,30	105,51	3,84
	julio	92,42	111,36	2,67
	agosto	105,94	137,46	0,90
	septiembre	156,15	221,00	99,99
	octubre	200,06	319,03	15,00
	noviembre	193,43	309,30	15,00
	diciembre	239,17	409,00	2,67
Resultados interanual		111,93	409,00	0,01

Figura 68: Precios (Euro/MWh) en el mercado diario en España en el año 2021

También, en el estudio llevado a cabo ha sido de gran importancia conocer en profundidad las horas en las que hay más viento a lo largo del día, y por tanto, más generación existente en el emplazamiento de estudio ubicado en la isla de Lanzarote.

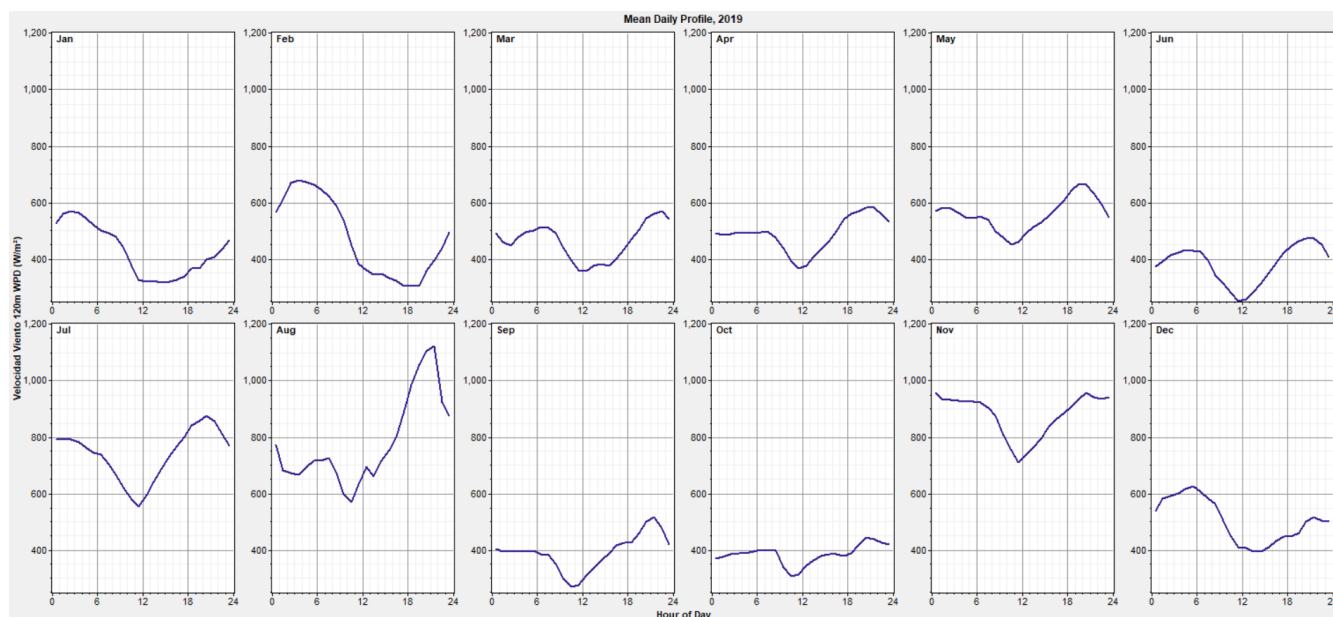


Figura 69: Media de la velocidad del viento a lo largo del día durante el año 2019

De este estudio, se concluyó que en general hay más viento durante las noches que durante el día, lo que en este caso significa exceso de generación nocturna y falta de generación en horas pico.

Por todo ello, las baterías en este proyecto trabajarán en “**Arbitrage**”, cargándose ya sea con el exceso de la generación nocturna o con la compra de energía a la red en horas valle, y descargándose en horas de falta de generación, o en horas pico.

A continuación, se muestran dos figuras, la primera muestra en color magenta las variaciones de la generación a lo largo del día de un día promedio y en color negro la variación de la demanda. Como se puede observar, durante la noche hay exceso de generación y durante el día, al haber menos viento, hay menos generación y no es posible satisfacer todo el consumo demandado por la isla.

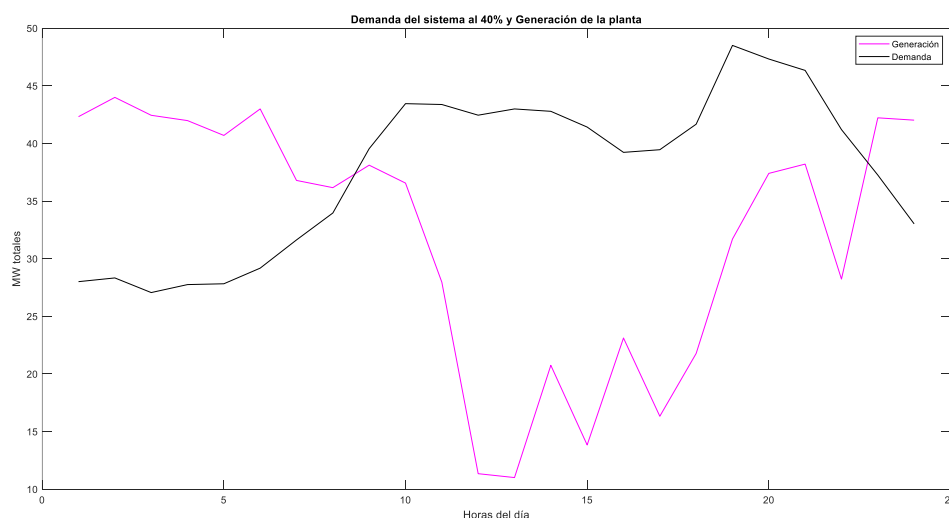


Figura 70: Demanda de la isla al 40% superpuesta junto a la generación de la planta

Por ello, la segunda figura muestra los momentos en los que la batería se cargaría y descargaría aprovechando por una parte el exceso de generación en esas horas, y por otro, aprovechando la diferencia de precios entre valle y pico.

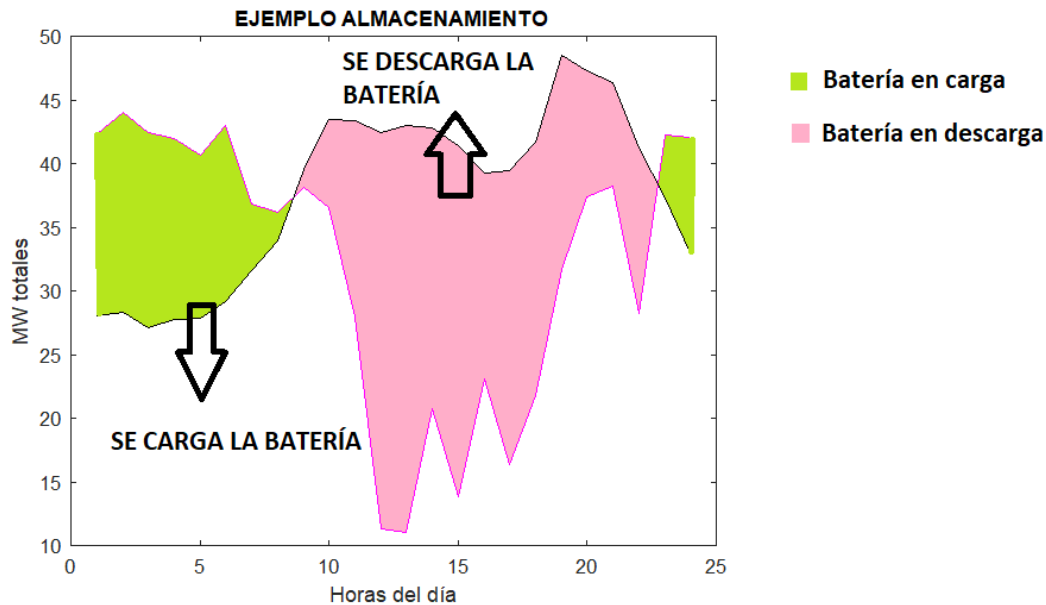


Figura 71: Ejemplo de las horas de carga y descarga de las baterías

Sin embargo, no todas las baterías son iguales, si no que dependen tanto de la potencia que tengan (MW), como de la capacidad total que puedan almacenar (MWh) y su tiempo de carga.

Si una batería es de 50 MW, y tarda una hora en cargarse, únicamente será capaz de almacenar 50MWh. Sin embargo, otra batería con la misma potencia, pero con más tiempo de carga, por ejemplo 2 ó 4 horas, será capaz de almacenar hasta 100 ó 200 MWh.

Para este estudio, se han utilizado las siguientes baterías para el análisis de las sensibilidades.

<i>Potencia de la Batería (MW)</i>	<i>Tiempo de carga completa (h)</i>	<i>Capacidad (MWh)</i>
50	1	50
50	2	100
50	4	200

Tabla 13: Estudio de las sensibilidades de las baterías

Como se ha explicado a lo largo de este capítulo, se ha decidido que la batería trabaje por Arbitrage, y que únicamente se cargue durante las horas de exceso de energía o durante las horas valle y se descargue durante las horas con más demanda cuando los precios son mayores, trabajando con una media de un ciclo diario.

En primer lugar, se ha estudiado la batería de 50 MW con capacidad de 50MWh. Se observa en la figura adjunta a continuación, que apenas sale rentable, ya que durante la primera hora pico del día se descarga demasiado rápido y no llega al segundo pico. Por lo tanto, como se verá a continuación en el estudio económico, este tipo de baterías tan pequeñas no merece la pena instalarlas.

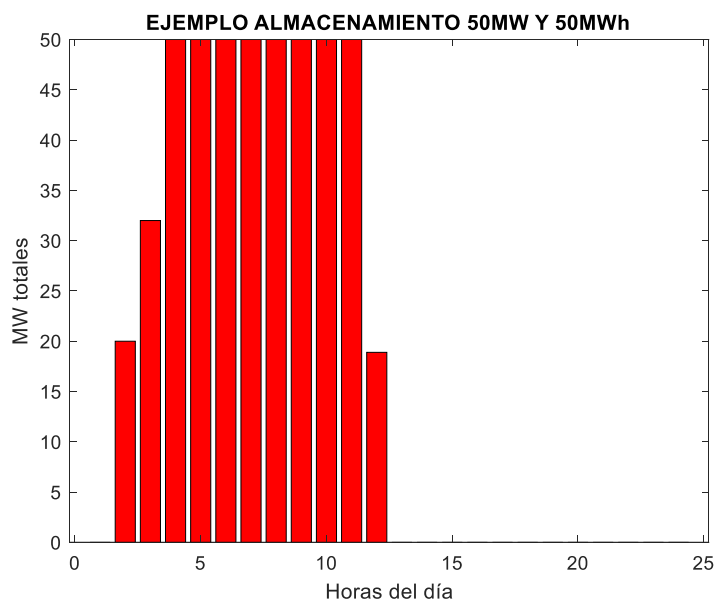


Figura 72: Ejemplo carga de una batería de 50 MW con una capacidad de 50MWh.

En segundo lugar, se ha estudio la batería de potencia 50MW, con capacidad de 100MWh. En la figura que se adjunta a continuación, se observa que la batería consigue cargarse por completo durante la noche, sin embargo, tampoco es capaz de ayudar con el abastecimiento de la demanda durante todo el día.

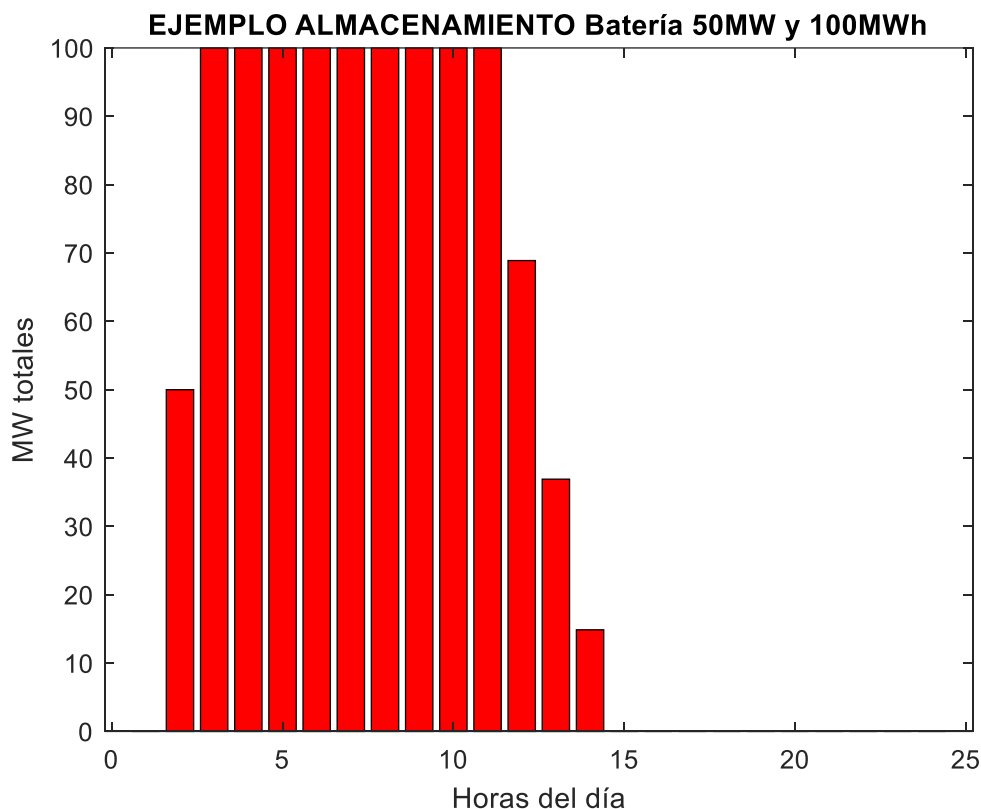


Figura 73: Ejemplo carga de una batería de 50 MW con una capacidad de 100MWh.

Por último, se ha estudiado qué ocurriría si se instalase una batería de potencia igual a 50 MW y capacidad de 200 MWh. Con este sistema de almacenamiento, se ha logrado conseguir el objetivo de cargarse completamente durante la noche con el exceso de generación y con la compra de energía a la red en estas horas valle, para posteriormente verterla a la red cuando no haya suficiente generación renovable. Con una capacidad de 200 MWh, se ha logrado que la batería junto con la planta eólica sean capaces de satisfacer el 40% de la demanda de la isla de Lanzarote durante casi todo el día.

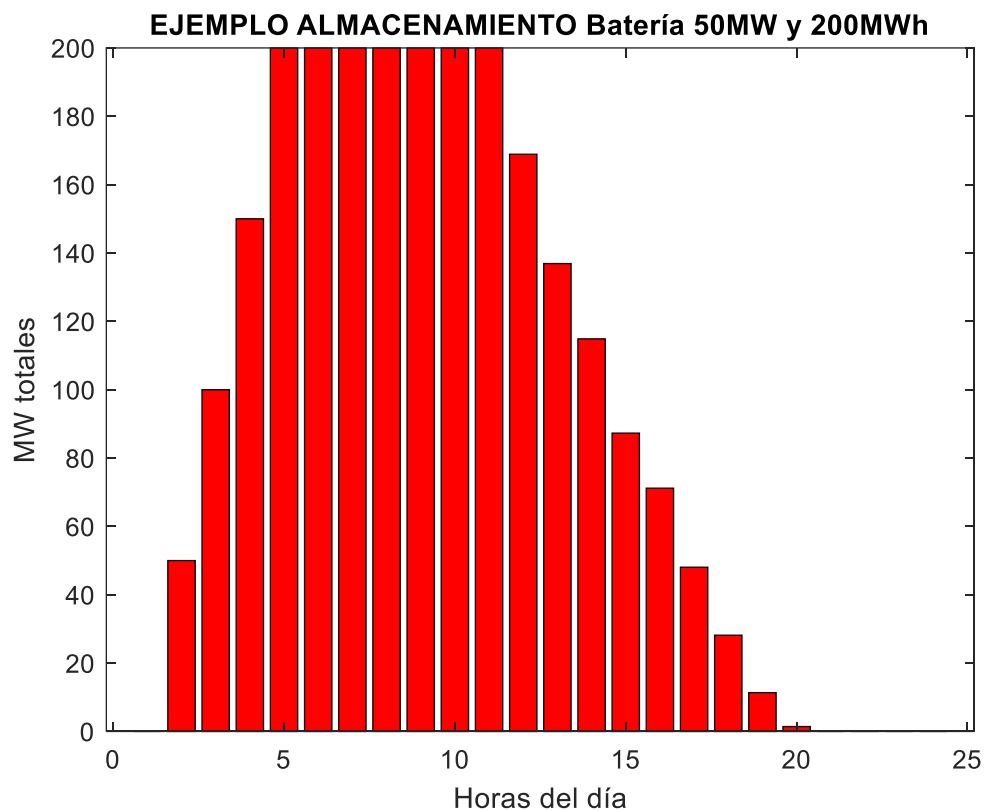


Figura 74: Ejemplo carga de una batería de 50 MW con una capacidad de 200MWh.

5.4 RESULTADOS

El caso en el que se obtienen mayores beneficios para una batería es aquel en el que se almacena con la energía procedente del excedente renovable, y se descarga en las horas donde hay mayor demanda, es decir, cuando el precio del mercado es mayor. Esta actividad es conocida como “Demand Charge Management”.

Sin embargo, no siempre es posible almacenar toda la energía de la batería con excedentes de renovable, y por tanto, entra en juego para la rentabilidad de la instalación de la batería el diferencial de coste entre las horas punta y las horas valle. Este tipo de actividad se conoce por el nombre de “Energy Arbitrage”.

En este apartado, se ha analizado la procedencia de la energía de carga de la batería. Se han estudiado los tres casos mencionados anteriormente, y los resultados obtenidos han sido los siguientes. En amarillo, se representa la energía mensual comprada de la red en horas valle (DCM) y en azul, se representa la energía aprovechada del exceso de generación nocturno (Arbitrage).

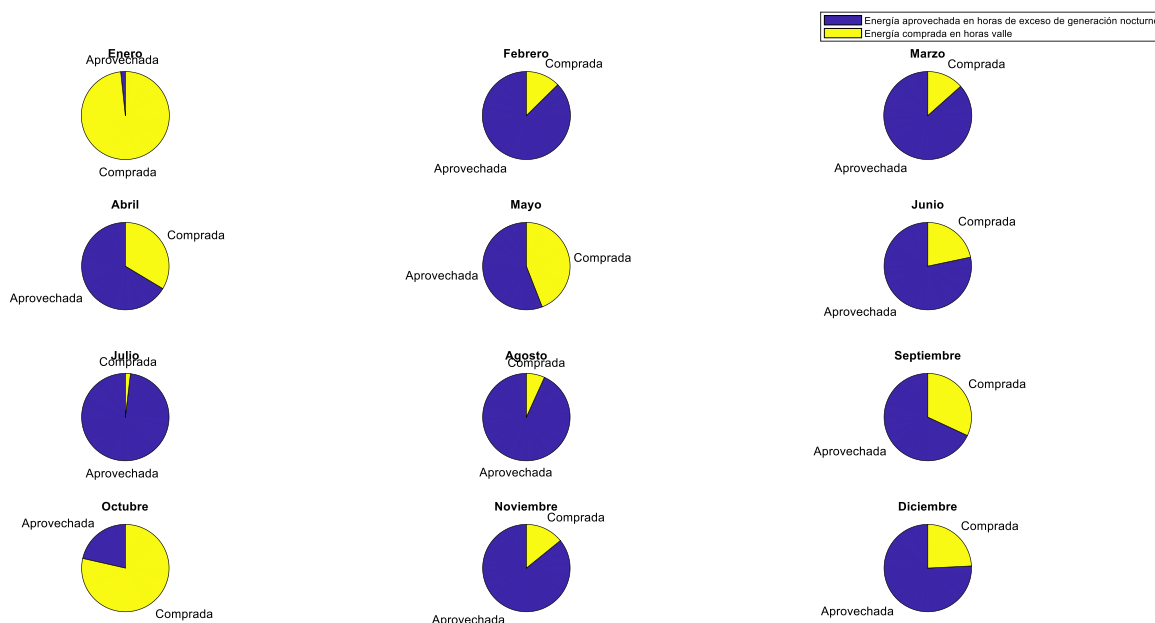


Figura 75: Proporción de la energía destinada a la carga de las baterías de potencia 50MW y capacidad 50 MWh

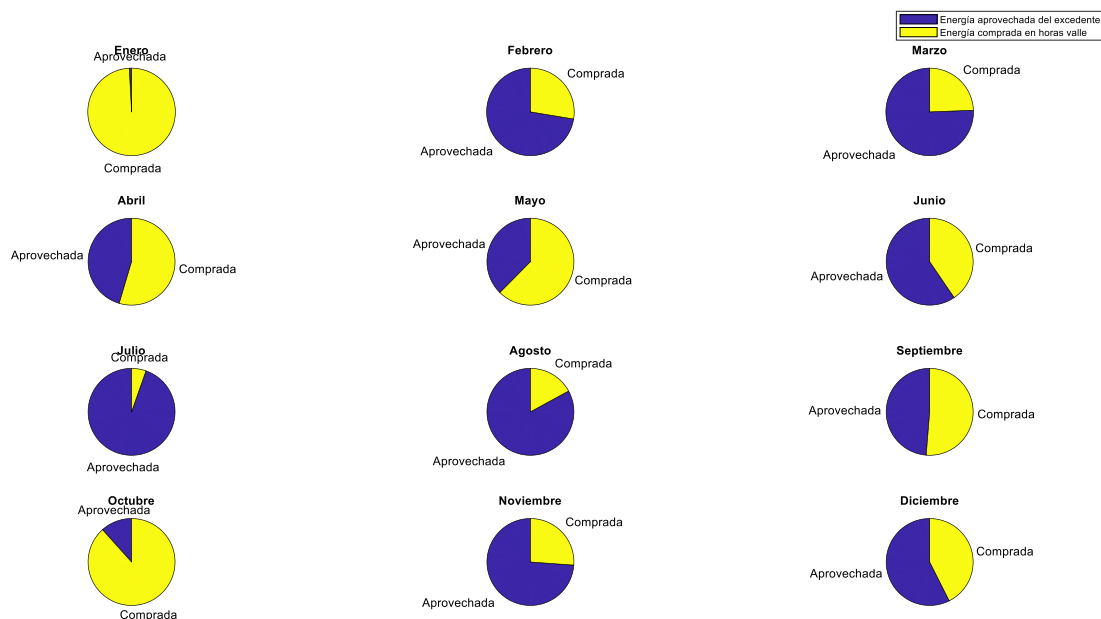


Figura 77: Proporción de la energía destinada a la carga de las baterías de potencia 50MW y capacidad 100 MWh

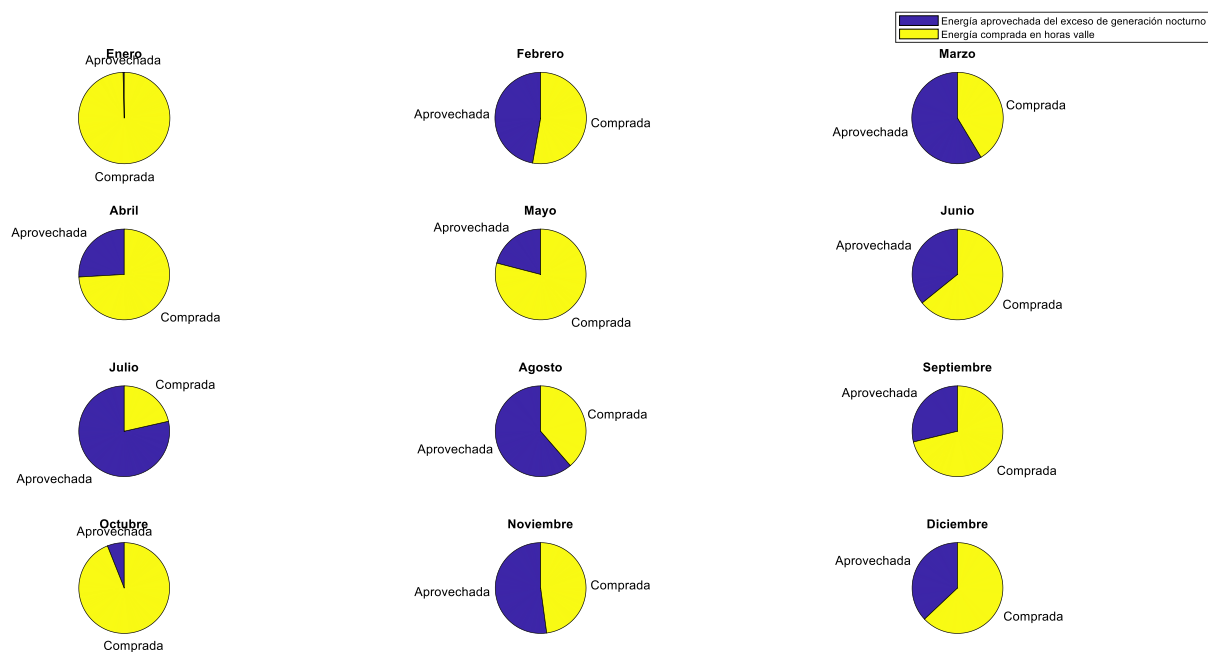


Figura 76: Proporción de la energía destinada a la carga de las baterías de potencia 50MW y capacidad 200 MWh

En conclusión, para la batería de 50MW y 50MWh, se observa que en los meses de Enero y Octubre la batería trabaja la mayoría del tiempo mediante Arbitrage, es decir, comprando energía de la red en horas valle, y vendiéndolas en horas pico. Sin embargo, el resto de los meses, se observa cómo hay más presencia de exceso de generación, y por lo tanto, la batería trabaja también en gran medida en “DCM”.

Por otro lado, de las baterías de potencia 50MW y capacidades 100MWh y 200MWh se concluye que el porcentaje de tiempo en los que la batería trabaja aprovechando el excedente de energía disminuye, por lo tanto, según se va aumentando la capacidad de la batería, los beneficios se van obteniendo en mayor medida del spread entre el precio valle de la electricidad y el pico.

Por último, para terminar de entender qué escala tiene la incorporación de las baterías al emplazamiento, es interesante estudiar las horas netas equivalentes de trabajo.

Para ello, se ha tenido en cuenta que las baterías tienen una eficiencia del 85%, lo que se conoce también como Round Trip Efficiency. Para el cálculo de la horas netas equivalentes se ha utilizado la siguiente fórmula, teniendo en cuenta que hay que descontarle a la energía de la planta eólica la equivalente a la carga de la batería.

Horas Netas Equivalentes =

$$= \frac{\text{Energía Planta Eólica} - \text{Energía Carga Baterías} * 0.85 + \text{Energía Compra Red} * 0.85}{\text{Potencia Instalada}}$$

Se han obtenido los siguientes resultados:

<i>Horas equivalentes</i>			
Sin Batería	50 MWh	100MWh	200MWh
4.346 (h)	4.525 (h)	4.722 (h)	5.139 (h)

Tabla 14: Horas netas equivalentes para todas las sensibilidades

5.5 CONCLUSIONES

En conclusión, debido a todos los factores estudiados, lo óptimo es la carga de los sistemas de almacenamiento durante la noche, ya sea con el exceso de la generación (Peak Demand) o por la compra de la energía en estas horas valle (Arbitrage), y verterla a la red en las horas con mayor demanda y falta de generación, que coincide con los precios pico del sistema.

Capítulo 6. ANÁLISIS DEL IMPACTO AMBIENTAL Y

MEDIDAS DE MITIGACIÓN

7.1 ANÁLISIS DE LA SENSIBILIDAD AMBIENTAL

El objetivo de este capítulo es llevar a cabo un estudio de la repercusión que tendría la implantación de esta instalación sobre el medioambiente.

El desarrollo de las energías renovables en España, impulsado para lograr alcanzar los objetivos hacia un sistema neutro en carbono marcados por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, ha dado lugar al planteamiento de muchos proyectos de instalación de plantas eólicas y fotovoltaicas. Por ello, ante esta nueva situación, se ha creado la necesidad de disponer de alguna herramienta que aporte un buen criterio sobre la toma de decisión de la ubicación de estas infraestructuras. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, ha elaborado esta herramienta mediante la cual, gracias a la superposición de distintas capas que agrupan los principios de la evaluación ambiental recogidos en el artículo 2 de la Ley 21/2013, se obtiene como resultado una *zonificación de la sensibilidad ambiental del territorio*.

Este modelo, integra los factores ambientales considerados en el artículo mencionado, y establece unos indicadores específicos para así poder obtener una aproximación de las características que se representan. En el modelo se diferencian dos tipos de marcadores, los indicadores de exclusión y los indicadores de ponderación. Los primeros marcan aquellas zonas de máxima sensibilidad ambiental, donde a priori, no sería recomendable implantar este tipo de proyectos debido a que se encuentran en zonas de elementos ambientales de máxima relevancia, y los segundos, indican zonas de importancia relativa en función de sus valores ambientales.

A continuación, se enumeran y explican los indicadores que se tienen en cuenta para diseñar el modelo y se clasifican según indicadores de exclusión o indicadores de ponderación.

1. **Núcleos urbanos (indicador de exclusión).** Se tiene en cuenta la distancia entre el parque hasta las poblaciones y núcleos mas cercanos. Es la representación de la población, la salud humana, el aire y la ocupación del suelo.
2. **Masas de agua y zonas inundables (indicador de exclusión).** Representa en el modelo el factor del agua, tiene en cuenta ríos, embalses, lagos, lagunas y zonas de inundación.
3. **Planes de conservación y recuperación de especies amenazadas (indicador de exclusión).**
4. **Red Natura 2000, Espacios Naturales Protegidos, humedales RAMSAR (indicador de exclusión).** El conjunto de todos estos espacios protegidos tiene como objetivo la conservación de la biodiversidad y la geodiversidad.
5. **Parte terrestre de las Zonas Especialmente Protegidas de Importancia para el Mediterráneo, Reservas de la Biosfera, y Lugares de Interés Geológico (indicador de ponderación).** El conjunto de todos estos espacios protegidos tiene como objetivo la conservación de la biodiversidad y la geodiversidad.
6. **Visibilidad (indicador de ponderación).** Representa en el modelo la importancia del impacto visual como representación del paisaje.
7. **Camino de Santiago, vías pecuarias, montes de utilidad pública y Bienes Patrimonio Mundial de la UNESCO (indicador de exclusión).** Defiende y representa en el modelo los elementos del patrimonio cultural español y a su población.

El índice de sensibilidad ambiental es el resultado de la aplicación del modelo, en el que se tienen en cuenta todos los indicadores enumerados anteriormente. El rango de valores oscila entre 0 y 10.000, siendo cero equivalentes a sensibilidad ambiental máxima y 10.000 sensibilidad ambiental baja.

Para las coordenadas de la instalación propuesta en la isla de Lanzarote, se ha obtenido un índice de sensibilidad ambiental de 6.960. A continuación, se adjuntan las dos tablas de evaluación ambiental obtenidas a partir del modelo. Cuando en el punto señalado hay presencia de alguno de los anteriores indicadores se marca con una “X”, cuando no lo hay se marca con un “-”.

Energía eólica. Índice de sensibilidad ambiental

Valor del Índice de Sensibilidad Ambiental	6.960
--	-------

Tabla 15: Índice de sensibilidad ambiental del emplazamiento [16]

Evaluación ambiental. Indicadores de exclusión energía eólica

Núcleos urbanos	-
Masas de agua y zonas inundables	-
Áreas críticas de especies amenazadas	-
Zonas de Especial Protección para las AVES (ZEPA)	X
Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) y Zonas Especiales de Conservación (ZEC) con regulación específica	-
Zonas Especiales de Conservación (ZEC) Quiropteros	-
Espacios Naturales Protegidos	-
Humedales RAMSAR	-
Reservas de la Biosfera. Zona núcleo y de protección	-
Camino de Santiago	-
Vías pecuarias	-
Bienes del Patrimonio Mundial de la UNESCO	-

Tabla 16: Indicadores de exclusión de energía eólica en el emplazamiento [16]

Evaluación ambiental. Indicadores de ponderación energía eólica

Planes de recuperación y conservación de especies amenazadas	-
Zonas de protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión	X
Conectividad ecológica. Autopistas salvajes	-
Áreas Importantes para la Conservación de las Aves y la Biodiversidad en España	X
Hábitats de interés comunitario. Prioritarios	-
Hábitats de interés comunitario	X
Resto de Lugares de Importancia Comunitaria (LIC) y Zonas Especiales de Conservación (ZEC)	-
Zonas Especialmente Protegidas de Importancia para el Mediterráneo (parte terrestre)	-
Reservas de la Biosfera. Zona de transición	X
Lugares de Interés Geológico	-
Visibilidad	X
Montes de Utilidad Pública	-

Tabla 17: Indicadores de ponderación de energía eólica del emplazamiento [16]

Como medida de mitigación para la protección de las aves al estar en zona ZEPA, se propondrían las siguientes soluciones:

- Pintar los extremos de las aspas de color negro para que las aves puedan identificarlas a distancia.

- Poner vigilancia en el parque, ya sea mediante personal humano o mediante sensores, y detener los aerogeneradores cuando los técnicos avisten una bandada de pájaros acercándose a ellos.
- Detener o eliminar aquellos aerogeneradores que se consideren puntos negros por su alta mortalidad.

7.2 AHORRO ENERGÉTICO Y CONTAMINACIÓN EVITADA

Una vez se haya terminado de construir el parque eólico, toda la energía producida vertida a la red se puede considerar ahorro de contaminación, ya que la energía procedente de la planta es completamente limpia y sostenible.

Por ello, en este apartado se va a analizar en primer lugar, cuántas emisiones se ahorrarían si únicamente la planta instalada consistiese en ocho aerogeneradores, con un total de 48MW de potencia instalada. En segundo lugar, se va a estudiar cuál sería la estimación de ahorro de emisiones si se añadiesen a la planta baterías de potencia igual a 50MW, con capacidades de 50MWh (una sola hora de carga), 100MWh (dos horas de carga) o 200MWh (cuatro horas de carga).

Para calcular el ahorro de emisiones a la atmósfera, se utiliza la metodología de REE para las emisiones de CO₂ equivalentes asociadas a la generación eléctrica. Esta metodología se basa en el concepto de los gases de efecto invernadero, entre los cuales se encuentran el propio CO₂, el CH₄, el N₂O y los gases fluorados.

Se ha tomado como referencia la siguiente tabla en la que se representan la contaminación en toneladas de CO₂-eq/MWh las principales fuentes de generación del sistema peninsular español.

Sistema Peninsular	
Tecnología	Emisiones CO ₂ -eq (tCO ₂ -eq/MWh)
Central Térmica de Carbón	0,95
Central Térmica Ciclo Combinado (Gas Natural)	0,37
Central Térmica Fuel-Gas	0,77
Cogeneración	0,38
Residuos	0,24

Tabla 18: Emisiones de CO₂ equivalente del sistema peninsular español por tecnología [17]

La demanda de la isla de Lanzarote, como se ha explicado, la cubre prácticamente la central térmica de fuel-gas de Punta Grande. Por ello, para los cálculos realizados para el ahorro de emisiones a la atmósfera, se va a usar como toneladas de CO₂-eq/MWh su valor correspondiente, es decir, 0,77 toneladas de CO₂-eq/MWh.

En primer lugar, utilizando los datos obtenidos de la simulación, se tiene que el parque eólico genera una energía neta anual igual a 236.443 MWh, sin embargo, debido a las pérdidas, entrega a la red 208.637 MWh, con factor de capacidad de 49,61%.

En este estudio, como se ha tomado la isla de Lanzarote como un sistema aislado, se va a analizar por una parte el porcentaje de demanda abastecida por fuentes verdes, y por otra parte, se va a analizar también las emisiones ahorradas a la atmósfera en CO₂-eq/MWh.

PLANTA EÓLICA 48 MW		
GENERACIÓN RENOVABLE (%)	Generación NO Renovable (%)	Emisiones evitadas en el primer año (CO ₂ -eq/MWh)
23,72	76,28	160.641

Tabla 19: Porcentaje de la generación renovable y no renovable, emisiones ahorradas a la atmósfera para la instalación de una planta de 48MW en la isla de Lanzarote

A continuación, se muestra la evolución de estos datos durante el transcurso del primer año, según los datos de la demanda de la isla del 2019 y los datos de una serie temporal de viento entre los años 2010 y 2020.

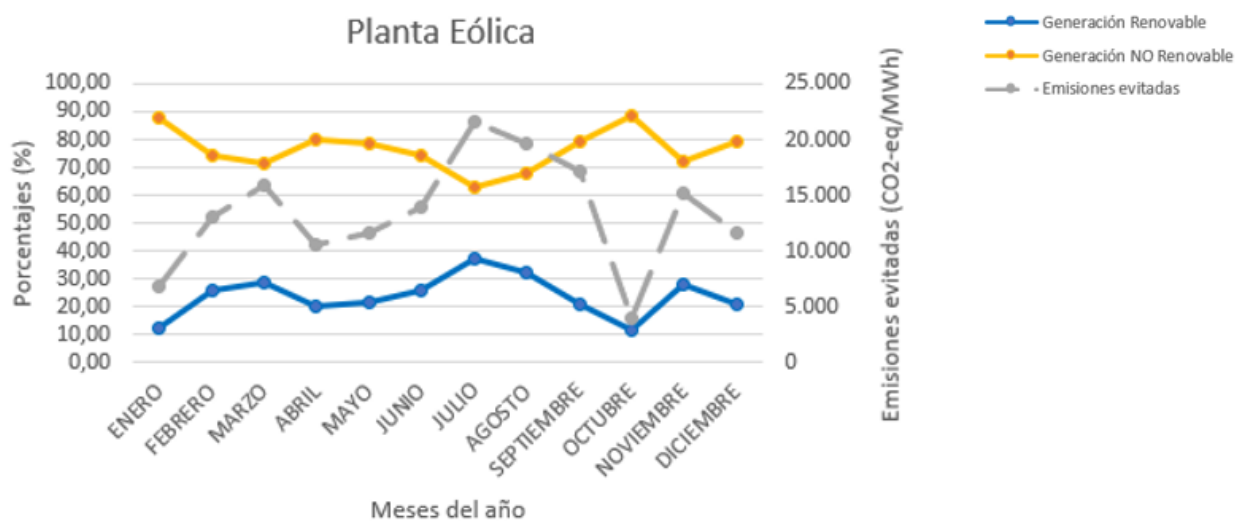


Figura 78: Porcentaje de la generación renovable y no renovable, emisiones ahorradas a la atmósfera para la instalación de una planta de 48MW en la isla de Lanzarote

De esta gráfica, es interesante mencionar, que como indicaban los estudios realizados mediante la aplicación Windographer, los meses de enero y octubre son los menos ventosos, por ello, tiene sentido que en esos meses se necesite abastecer más demanda con las centrales térmicas de la isla.

En segundo lugar, se analiza lo mismo en el caso de añadir una batería de potencia igual a 50 MW y capacidad de 50MWh. De los resultados obtenidos, se concluye que al ser capaces de almacenar el excedente de energía durante la noche y utilizarla durante los picos del día, aumenta relativamente la presencia de renovables en la generación y aumenta también el ahorro de emisiones a la atmósfera. A continuación, se adjuntan la tabla con los resultados de los estudios del primer año, y la gráfica donde se desglosan mensualmente estos porcentajes.

PLANTA EÓLICA 48 MW + SISTEMA ALMACENAMIENTO 50 MW Y 50 MWH

GENERACIÓN RENOVABLE (%)	Generación NO Renovable (%)	Emissiones evitadas en el primer año
25,87	74,13	174.501

Tabla 20: Porcentaje de la generación renovable y no renovable, emisiones ahorradas a la atmósfera para la instalación de una planta de 48MW y un sistema de almacenamiento de 50 MWh en la isla de Lanzarote

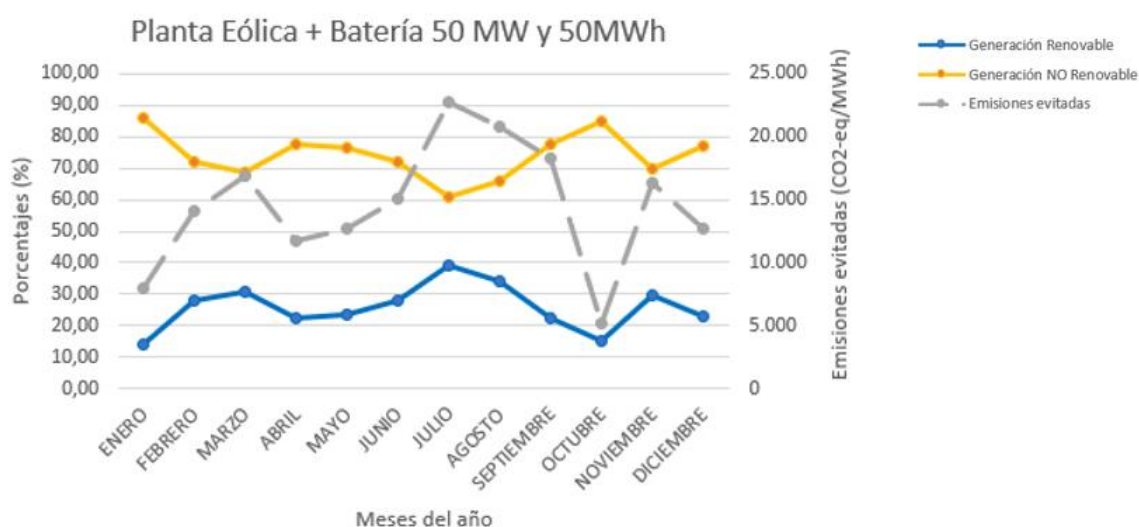


Figura 79: Porcentaje de la generación renovable y no renovable, emisiones ahorradas a la atmósfera para la instalación de una planta de 48MW y un sistema de almacenamiento de 50 MWh en la isla de Lanzarote

En tercer lugar, se ha realizado el mismo estudio para un sistema de almacenamiento de potencia igual a 50MW con una capacidad de 100MWh. Los resultados obtenidos han sido los siguientes.

PLANTA EÓLICA 48 MW + SISTEMA ALMACENAMIENTO 50 MW Y 100 MWH

GENERACIÓN RENOVABLE (%)	Generación NO Renovable (%)	Emisiones evitadas en el primer año
26,07	73,93	188.361

Tabla 21: Porcentaje de la generación renovable y no renovable, emisiones ahorradas a la atmósfera para la instalación de una planta de 48MW y un sistema de almacenamiento de 100 MWh en la isla de Lanzarote

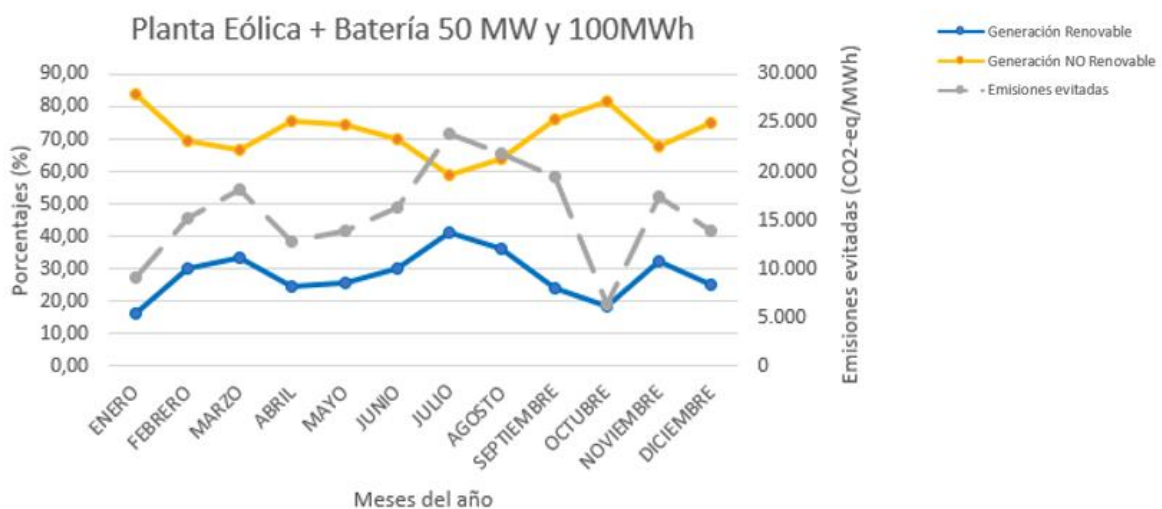


Figura 80: Porcentaje de la generación renovable y no renovable, emisiones ahorradas a la atmósfera para la instalación de una planta de 48MW y un sistema de almacenamiento de 100 MWh en la isla de Lanzarote

Por último, se ha estudiado el ahorro de emisiones en el caso de añadirle a la planta eólica un sistema de almacenamiento de potencia 50 MW con una capacidad de 200 MWh.

De los resultados se ha obtenido que a lo largo del primer año de funcionamiento se ahorraría un total de 216.081 toneladas de CO2-eq/MWh.

PLANTA EÓLICA 48 MW + SISTEMA ALMACENAMIENTO 50 MW Y 200 MWH

GENERACIÓN RENOVABLE (%)	Generación NO Renovable (%)	Emisiones evitadas en el primer año
29,72	70,28	216.081

Tabla 22: Porcentaje de la generación renovable y no renovable, emisiones ahorradas a la atmósfera para la instalación de una planta de 48MW y un sistema de almacenamiento de 200 MWh en la isla de Lanzarote

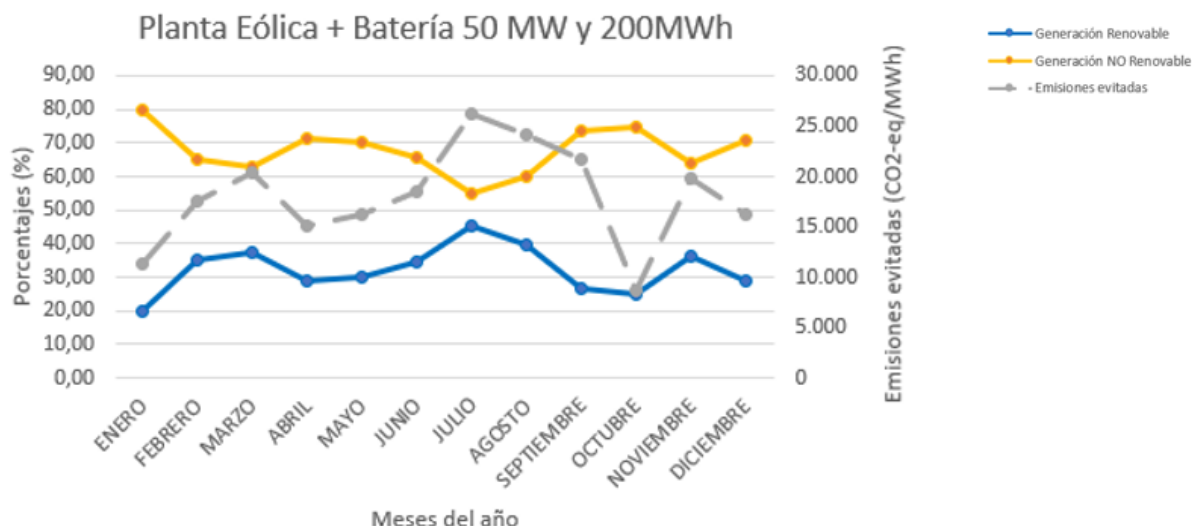


Figura 81: Porcentaje de la generación renovable y no renovable, emisiones ahorradas a la atmósfera para la instalación de una planta de 48MW y un sistema de almacenamiento de 200 MWh en la isla de Lanzarote

7.3 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

La Organización de Naciones Unidas (ONU), publicó el pasado 25 de septiembre de 2015, 17 Objetivos del Desarrollo Sostenible (ODS), hacia los cuales toda clase de actividad industrial, social o económica debería estar enfocada desde entonces. La lista de los Objetivos de Desarrollo Sostenible busca resaltar los objetivos que los países miembros creen importantes para que la sociedad sea capaz de satisfacer las necesidades de las generaciones presentes sin comprometer las posibilidades de las generaciones del futuro para atender a sus propias necesidades. En resumen, los ODS buscan garantizar un desarrollo sostenible en todos los niveles posibles: económico, ecológico, social o incluso de la salud.

A continuación, se han enumerado los 5 objetivos con los que el proyecto que se desea llevar a cabo se alinea. Se han clasificado en primarios y secundarios, los primarios son aquellos

en los que más se centra el proyecto, mientras que los secundarios son otros objetivos hacia los que se orienta el proyecto.

- ***Acción por el clima (primario):*** Este proyecto ataca de lleno el problema de la lucha contra el cambio climático.
- ***Energía asequible y no contaminante (primario):*** Las energías renovables son actualmente las energías más competitivas pues tienen un LCOE mucho más competitivo que cualquier otro tipo de producción basado en combustibles fósiles. En concreto, las tecnologías eólica y fotovoltaica presentan unos costes de producción del entorno de 30 €/MWh. Además, estas tecnologías son totalmente respetuosas con el medio ambiente.
- ***Ciudades y comunidades sostenibles (primario):*** El proyecto planteado tiene como objetivo conseguir un mercado aislado autosuficiente y sostenible.
- ***Industria, innovación de infraestructuras (secundario):*** Se trata de un sistema novedoso basado en energías renovables no gestionables junto con un sistema de almacenamiento que permita la autonomía energética de todo el sistema de Lanzarote sin depender de combustibles fósiles.
- ***Trabajo decente y crecimiento económico (secundario):*** La construcción de un sistema de este tipo permitirá el desarrollo económico de la zona debido al aumento del empleo, y a la obtención de una fuente de energía que permitirá el desarrollo de la sociedad de Lanzarote.



Figura 82: Objetivos de desarrollo sostenible [18]

Capítulo 7. VIABILIDAD ECONÓMICA

Para el análisis de la viabilidad económica de este proyecto, se han tenido en cuenta los siguientes parámetros: LCOE (Levelized Cost of Energy), VAN y TIR. En este capítulo del presente proyecto se analizarán, teniendo en cuenta las hipótesis tomadas para los cálculos y se realizarán ciertos análisis de sensibilidades para ver cómo varían los valores en función del precio de compra de las baterías, ya que al ser un bien en desarrollo, este precio, a diferencia del de los aerogeneradores, aún no se ha estabilizado. Todos los cálculos están incorporados en el Anexo I.

En primer lugar, se analizará el LCOE de todos los casos en estudio. El “Levelized Cost of Energy”, corresponde con la medida de los costes de la vida útil divididos por la producción de energía, calcula el valor actual del coste total de la construcción y explotación de una central a lo largo de su vida útil. El LCOE, permite la comparación de diferentes tecnologías (eólica, solar, gas natural, etc) de vida, tamaño, riesgo, etc, desiguales. Este valor es fundamental para tomar una decisión informada para proceder con desarrollo de una instalación, comunidad o proyecto a escala comercial. [19]

La fórmula del LCOE, divide los costes totales (CAPEX y OPEX) entre la generación total del emplazamiento. La fórmula es la siguiente:

$$\frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_t = Investment expenditures in year t (including financing)
 M_t = Operations and maintenance expenditures in year t
 F_t = Fuel expenditures in year t
 E_t = Electricity generation in year t
 r = Discount rate
 n = Life of the system

Figura 83: Fórmula del LCOE

A continuación, se van analizar en primer lugar los costes y la generación de la planta eólica de 48MW de potencia instalada y después, se estudiará el valor del LCOE en el caso de añadirle sistema de almacenamiento a la planta.

- Planta eólica de 48 MW:

A continuación, se muestra el desglose de las hipótesis tomadas de costes de Capex el año uno y de Opex a lo largo de la vida útil de la planta.

CAPEX	Año 1
Aerogeneradores	45.600.000
BOP	14.400.000
Línea de Alta Tensión y Interconexión	1.400.000
Gastos de Desarrollo	1.000.000
TOTAL CAPEX	62.400.000

Tabla 23: Capex planta eólica 48 MW

OPEX	1	2	19	20	
WIND O&M	54.622	54.622	83.193	83.193	
Aerogeneradores	437.000	437.000	665.500	665.500	
Terrenos	72.000	73.100	94.100	95.500	
Resto (Subestación, administración, seguros, etc)	300.000	304.500	392.200	398.100	
TOTAL OPEX	863.622	869.222	1.234.993	1.242.293	21.674.241

Tabla 24: Opex planta eólica 48 MW

Se ha obtenido, por lo tanto, que se necesitaría una inversión inicial total de sesenta y dos millones cuatrocientos mil euros, y que los gastos operacionales ascienden a veintiún millones seiscientos setenta y cuatro mil doscientos cuarenta y uno euros.

La generación total de la planta equivale a 208.637 GWh/año, lo que equivale a 4346 horas netas de funcionamiento. Con estos datos de costes totales durante toda la vida útil de la planta y la generación total del emplazamiento el LCOE asciende a 20,15 euros.

- Planta eólica 48 MW con sistema de almacenamiento.

Para el cálculo de estos valores económicos de las baterías, se han tomado como valores de compra de las baterías los siguientes. Como se puede observar en la tabla adjunta a continuación, a medida que aumenta la capacidad, el precio por MWh disminuye.

Capacidades	<i>50 MWh</i>	<i>100 MWh</i>	<i>200 MWh</i>
Precio (€/MWh)	350.000	325.000	300.000

Tabla 25: Precios de compra baterías

A continuación, se muestran los resultados correspondientes al Capex según la capacidad del sistema de almacenamiento instalado.

Capacidades	<i>50 MWh</i>	<i>100 MWh</i>	<i>200 MWh</i>
Capex baterías (€)	17.500.000	32.500.000	60.000.000
Capex total (Planta Eólica + Baterías) (€)	80.072.000	95.072.000	122.572.000

Tabla 26: Capex baterías

Para el cálculo de los costes operaciones del sistema del almacenamiento, se ha tomado como hipótesis que esto conllevará un 2,5% anual del valor del Capex. A continuación, se muestran los valores del Opex para todas las sensibilidades de sistema de almacenamiento junto a la planta eólica.

OPEX					
	1	2	15	20	
BESS O&M 50MWh	437.500	443.538	553.021	601.653	
WIND O&M	863.622	869.222	1.184.272	1.242.293	
Inverter replacement			172000		
TOTAL OPEX	1.301.122	1.312.760	1.909.293	1.843.946	32.341.125

Tabla 27: Opex para planta eólica 48MW con sistema de almacenamiento de potencia 50 MW y capacidad 50MWh

<i>OPEX</i>					
	1	2	15	20	
BESS O&M 100MWh	812.500	823.713	1.027.039	1.117.356	
WIND O&M	863.622	869.222	1.184.272	1.242.293	
Inverter replacement			172.000		
TOTAL OPEX	1.676.122	1.692.935	2.383.311	2.359.649	41.169.511

Tabla 28: Opex para planta eólica 48MW con sistema de almacenamiento de potencia 50 MW y capacidad 100MWh

OPEX				
	1	2	15	20
BESS O&M 200MWh	1.500.000	1.520.000	1.896.072	2.062.811
WIND O&M	863.622	869.222	1.184.272	1.242.293
Inverter replacement			172.000	
TOTAL OPEX	2.363.622	2.369.222	3.252.344	1.242.293
				44.369.341

Tabla 29: Opex para planta eólica 48MW con sistema de almacenamiento de potencia 50 MW y capacidad 200MWh

Para la generación, se han tenido en cuenta dos cosas. La primera, la batería al cargarse y descargarse pierde un 15% de la energía inicial aproximadamente, un valor que va aumentando a lo largo de los años. La segunda, es que la energía procedente de la planta eólica destinada a la carga de la batería, hay que restárselo a la energía generada final. Por lo tanto, con estas hipótesis, la energía generada total por la planta eólica y los diferentes sistemas de almacenamiento es la siguiente.

Capacidades	50 MWh	100 MWh	200 MWh
Energía total generada (MWh/ primer año)	205.906	203.175	197.713

Tabla 30: Energía total generada

Puede resultar curioso que la potencia generada disminuya a medida que se aumente la capacidad de la batería, esto es porque se está restando la energía de la carga de la batería a la energía que generada por la planta eólica.

Por lo tanto, con la inversión inicial, los costes operativos y la generación total de la planta se obtienen los siguientes valores del LCOE.

Capacidades	50 MWh	100 MWh	200MWh
LCOE (€)	26,22	31,46	41,35

Tabla 31: LCOE de la planta eólica de 48 MW con diferentes sistemas de almacenamiento

Es interesante ver cómo variaría el precio del LCOE en función del precio de compra de las baterías.

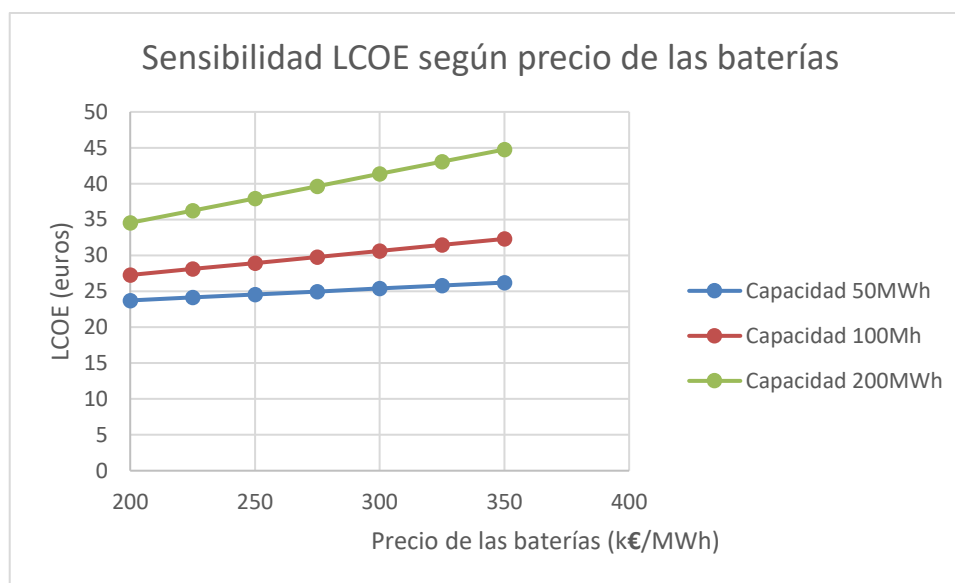


Ilustración 5: Sensibilidad LCOE en función del precio de compra de las baterías

Por último, se analizará el valor del VAN y del TIR al que asciende el presente proyecto, y gracias a estos valores se podrá concluir cuál es el óptimo.

Para el estudio de estos valores, se han utilizado los valores del precio de la electricidad correspondientes al año 2019, al ser el último año completo que no se ve afectado por la pandemia. Los beneficios debidos a la venta de energía de este proyecto se podrían dividir en dos fuentes distintas: la planta eólica y las baterías.

- La venta de energía procedente de la planta eólica se ha calculado directamente con el precio que indicaba el mercado hora a hora, al haber simulado mediante la aplicación WAsp cuánto generaría hora a hora.
- Los beneficios obtenidos a partir de las baterías llevan cálculos más elaborados. En primer lugar, hay que tener en cuenta que la batería puede cargarse o mediante el excedente (“Peak Demand”) o mediante la compra a la red (“Arbitrage”). Si se hace mediante el excedente, el coste es nulo, sin embargo, si la carga se lleva a cabo mediante la compra de energía de la red, el coste es el valor del precio de la energía en ese momento, que se espera que sea bajo ya que esta carga se realiza únicamente durante la noche, es decir, durante tiempo valle. En segundo lugar, para el cálculo de los beneficios, hay que tener en cuenta que la batería se descarga en pico, cuando la energía es más cara.

En conclusión, para las baterías se han hecho los cálculos de ingresos teniendo en cuenta las dos formas de carga de la batería, y la descarga al precio de la red.

A continuación, se muestran los precios valle y pico medios mes a mes según los datos colgados en la página oficial del OMIE [20].

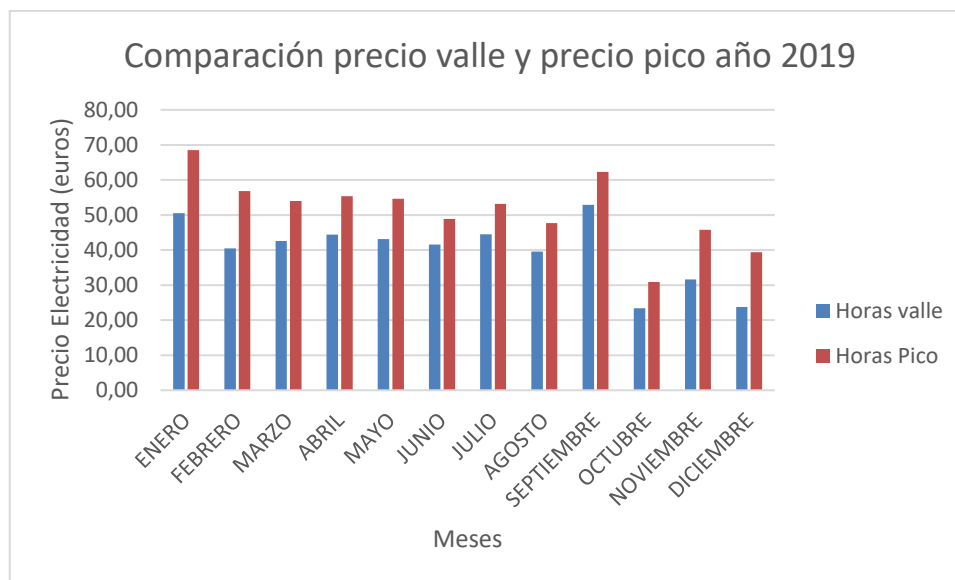


Ilustración 6: Comparación precios valle y precios pico electricidad 2019

Si los ingresos provienen de la batería cuando está trabajando en arbitraje, lo que importa realmente es la diferencia de precios entre la compra y la venta (el “spread” de los precios).

A continuación, se muestra qué beneficios han sido obtenidos mediante la batería trabajando en “Peak Demand” y cuáles han sido obtenidos en los momentos de “Arbitrage”. Se puede observar que en todos los casos estudiados, hay más energía procedente de arbitraje que del excedente y este porcentaje aumenta a medida que aumenta el tamaño de la batería.

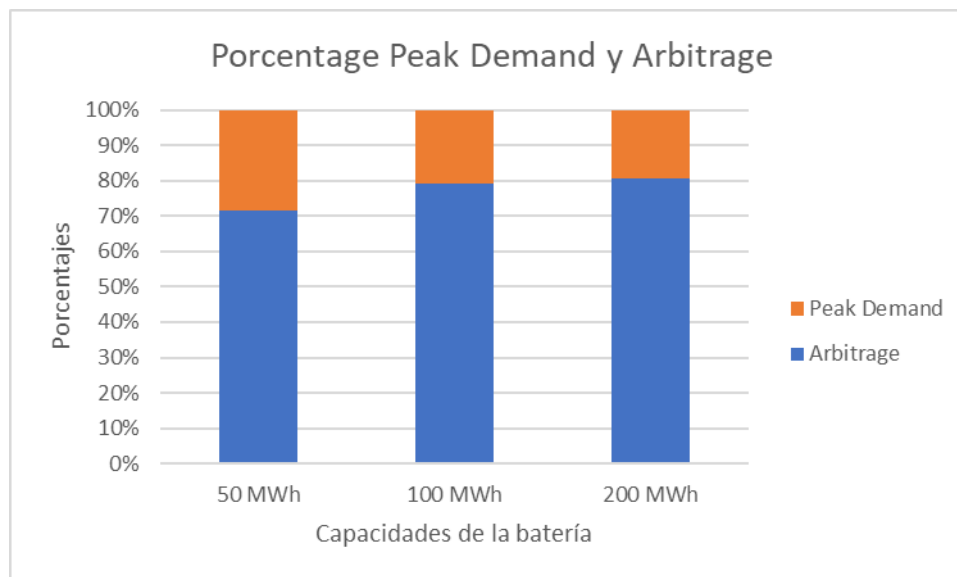


Figura 84: Revenues Stack de las baterías

Una vez se tienen los costes totales de la planta eólica y de los sistemas de almacenamiento, junto con los ingresos provenientes de la venta de energía de ambas, se puede llevar a cabo un estudio completo de la viabilidad del proyecto.

El valor actual neto (VAN) consiste en actualizar los cobros y los pagos de un proyecto para tener una herramienta para conocer cuánto se va a ganar o perder con la inversión. El valor actual neto expresa una medida de rentabilidad del proyecto en términos absolutos netos, es decir, en número de unidades monetarias, en el caso del presente proyecto en euros.

El VAN sirve por lo tanto para tomar dos tipos de decisiones: la primera, ver si las inversiones generarán beneficios y la segunda, comparar qué inversión es mejor en términos absolutos. El VAN se divide en los tres siguientes grupos: [21]

- **VAN > 0:** El valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- **VAN = 0:** El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.

- **VAN < 0:** El proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

Por otro lado, la TIR (tasa interna de rentabilidad o de retorno) es el tipo de interés que hace que el valor actual neto de una inversión sea igual a cero.

	VAN (Euros)	TIR (Euros)
Planta Eólica 48 MW	10.534.389	9,62%
Planta Eólica 48 MW + Batería 50MW Capacidad 50MWh	11.304.931	8,67%
Planta Eólica 48 MW + Batería 50MW Capacidad 100MWh	14.683.365	9,16%
Planta Eólica 48 MW + Batería 50MW Capacidad 200MWh	-9.186.978	5,92%

Tabla 32: VAN y TIR de los diferentes escenarios del proyecto

A la vista de los resultados, el mejor escenario es un parque eólico sin almacenamiento. Sin embargo, si fuese necesario incorporar un sistema de almacenamiento al objeto de darle flexibilidad a la generación de origen renovable, en este supuesto, el sistema más eficiente sería una planta eólica de 48MW con una batería de potencia igual a 50 MW con una capacidad de 100MWh.

Capítulo 8. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

La descarbonización pasa por la implantación de renovables y sistemas de almacenamiento que den flexibilidad al sistema, de tal manera que la energía se pueda desplazar desde el momento de la generación al momento de la demanda.

El presente proyecto contempla instalar un sistema eólico de 48 MW en un sistema aislado como es la isla de Lanzarote con un sistema de almacenamiento de potencia igual a 50MW. Para ello se han analizado 3 alternativas de almacenamiento de capacidades 50MWh, 100MWh y 200MWh.

De los análisis de rentabilidad se ha llegado a la conclusión que el sistema óptimo para el caso de Lanzarote es montar un parque eólico de 48 MW, compuesto por 8 aerogeneradores Vestas V162-6MW, con 4.346,61 horas de utilización acompañado de una batería de potencia de 50MW y una capacidad de 100MWh, actuando la batería en “Arbitrage” y “Peak Demand”. La TIR del proyecto obtenida del proyecto asciende a 9,16%.

Como trabajo futuro, se plantea ampliar el parque eólico y el sistema de almacenamiento con una planta fotovoltaica de 48MW. De esta manera, la curva de generación quedaría más estable.

Capítulo 9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ayuntamiento de Las Palmas de Gran Canaria. (2022, enero). *Información energética de Canarias*. Agencia Local Gestora de la Energía de Las Palmas de Gran Canaria (ALGE-LPGC). <https://energialaspalmasgc.es/informacion-energetica-canarias/#>
- [2] *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021–2030*. (2020, enero). https://www.miteco.gob.es/images/es/pnieccompleto_tcm30-508410.pdf
- [3] Alonso Alonso, Consuelo. *Sesiones y Documentación Curso Sobre Energía Eólico*. 2021.
- [4] *ESTRATEGIA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO*. (2021, February). Secretaría de Estado de Energía. https://www.miteco.gob.es/es/prensa/estrategiaalmacenamiento_tcm30-522655.pdf
- [5] *Global Wind Atlas*. (2022). EnergyData.info. <https://globalwindatlas.info/>
- [6] *Mapa del sistema eléctrico ibérico 2018*. (2018). [Mapa]. https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Mapas-de-red/mapa_transporte_iberico_2018.pdf
- [7] *Google Earth Pro*. (2022). Google Earth Pro. <https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>
- [8] Consejería de obras públicas, transportes y vivienda. Gobierno de Canarias. (2021). *Sistema de carreteras Canarias*. Sistema de carreteras Canarias. <https://www.gobiernodecanarias.org/obraspublicas/carreteras/>

- [9] Windographer, Edition 1.50, <https://www.ul.com/services/windographer>. 2012.
- [10] WAsP, Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP). WAsP 10 ,
<https://www.wasp.dk/>, 2016
- [11] Instituto Geográfico Nacional (IGN), “Centro de Descargas Del CNIG (IGN).”,2021,<http://centrodedescargas.cnig.es/CentroDescargas/buscaadorCatalogo.do?codFamilia=02101>.
- [12] *Demanda eléctrica isla Lanzarote*. (2019). Red Eléctrica.
<https://www.ree.es/es/datos/demanda>
- [13] *Intercambios Lanzarote Fuerteventura*. (2019). Red Eléctrica.
<https://www.ree.es/es/datos/intercambios>
- [14] *P.O. 1: Funcionamiento de los sistemas eléctricos no peninsulares*. (2020, junio). MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA.
https://www.ree.es/sites/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/Correccion_erratas_PO1_SEIE.PDF
- [15] OMIE, “Precio Final Anual de La Demanda Nacional | OMIE.”, 2022,
<https://www.omie.es/es/market-results/interannual/average-finalprices/spanish-demandscope=interannual>
- [16] *Zonificación ambiental para energías renovables: Eólica y Fotovoltaica*. (2021, diciembre). MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO. https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/evaluacion-ambiental/zonificacion_ambiental_energias_renovables.aspx

- [17] Red Eléctrica de España (REE), “Emisiones de CO2 Asociadas a La Generación de Electricidad En España.”, May 2020.

- [18] Naciones Unidas. (2022). *Objetivos de desarrollo sostenible*.
<https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

- [19] *Levelized Cost of Energy (LCOE)*. (2013). US Department of Energy.
<https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pdf>

- [20] OMIE, “Precio Final Anual de La Demanda Nacional | OMIE.”, 2019,
<https://www.omie.es/es/market-results/interannual/average-finalprices/spanish-demandscope=interanual>

- [21] *Valor Actual Neto*. (2020). Economipedia. <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>

ANEXO I- CÁLCULO LCOE, VAN Y TIR

1. Cálculo LCOE (Levelized cost of energy) planta eólica 48MW.

CÁLCULO LCOE PLANTA EÓLICA 48 MW							
	POWER MW	ENERGY MWh	Level Supplier				
Wind	48		Vestas				
	1	2	3	18	19	20	
Inflation (%)	1,38%	1,58%	1,96%	1,70%	1,70%	1,70%	
CAPEX		2022					
Aerogeneradores	45.600.000						
BOP	14.400.000						
Línea de Alta Tensión y Interconexión	1.400.000						
Gastos de Desarrollo	1.000.000						
TOTAL CAPEX	62.400.000						
OPEX							
	1	2	3	18	19	20	
WIND O&M	54.622	54.622	58.824	83.193	83.193	83.193	
Aerogeneradores	437.000	437.000	470.600	665.500	665.500	665.500	
Terrenos	72.000	73.100	74.200	92.700	94.100	95.500	
Resto (Subestación, administración, seguridad)	300.000	304.500	309.100	386.400	392.200	398.100	
TOTAL OPEX	863.622	869.222	912.724	1.227.793	1.234.993	1.242.293	21.674.241
POWER GENERATION							
	1	2	3	18	19	20	
Wind	208.637	208.637	208.637	208.637	208.637	208.637	
TOTAL POWER GENERATION	208.637	208.637	208.637	208.637	208.637	208.637	4.172.740
LCOE							
	1	2	3	18	19	20	
CAPEX	62.400.000						
OPEX	863.622	869.222	912.724	1.227.793	1.234.993	1.242.293	
POWER GENERATION	208.637	208.637	208.637	208.637	208.637	208.637	
LCOE	20,15						

2. Cálculo LCOE (Levelized cost of energy) planta eólica 48MW y batería de Potencia 50MW y 50MWh.

CÁLCULO LCOE PLANTA EÓLICA 48 MW + SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POTENCIA 50MW Y CAPACIDAD 50MWh						
	POWER MW	ENERGY MWh	Level Supplier			
BESS	50	50	Evo Power			
Wind	48		Vestas			
	1	2	3	18	19	20
Inflation (%)	1,38%	1,58%	1,96%	1,70%	1,70%	1,70%
TECHNICAL PARAMETERS						
BESS (Euros/MWh)	350.000					
WIND (Euros/MW)	1.300.000					
BESS O&M (Euros/MWh)	2,50%					
	1	2	3	18	19	20
BESS Degradation	0,9976	0,9731	0,9486	0,6545	0,6545	0,6545
CAPEX						
	2022					
Initial BESS Investment	17.500.000					
Initial WIND Investment	62.400.000					
Inverter	172.000					
TOTAL CAPEX	80.072.000					
OPEX						
	1	2	3	18	19	20
BESS O&M	437.500	437.500	437.500			
WIND O&M	863.622	869.222	912.724	1.227.793	1.234.993	1.242.293
Inverter replacement						
TOTAL OPEX	1.301.122	1.306.722	1.350.224	1.227.793	1.234.993	1.242.293
						28.431.841
POWER GENERATION						
	1	2	3	18	19	20
Wind	208.637	208.637	208.637	208.637	208.637	208.637
BESS	18.206	17.759	17.312			
TOTAL POWER GENERATION	205.906	205.973	206.040	208.637	208.637	208.637
						4.138.820
LCOE						
	1	2	3	18	19	20
CAPEX	80.072.000					
OPEX	1.301.122	1.306.722	1.350.224	1.227.793	1.234.993	1.242.293
POWER GENERATION	205.906	205.973	206.040	208.637	208.637	208.637
LCOE	26,22					

3. Cálculo LCOE (Levelized cost of energy) planta eólica 48MW y batería de Potencia 50MW y 100MWh.

CÁLCULO LCOE PLANTA EÓLICA 48 MW + SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POTENCIA 50MW Y CAPACIDAD 100MWh							
	POWER MW	ENERGY MWh	Level Supplier				
BESS	50	100	Evo Power				
Wind	48		Vestas				
	1	2	3	18	19	20	
Inflation (%)	1,38%	1,58%	1,96%	1,70%	1,70%	1,70%	
TECHNICAL PARAMETERS							
BESS (Euros/MWh)	325.000						
WIND (Euros/MW)	1.300.000						
BESS O&M (Euros/MWh)	2,50%						
	1	2	3	18	19	20	
BESS Degradation	0,9976	0,9731	0,9486	0,6545	0,6545	0,6545	
CAPEX							
Initial BESS Investment	32.500.000						
Initial WIND Investment	62.400.000						
Inverter	172.000						
TOTAL CAPEX	95.072.000						
OPEX							
	1	2	3	18	19	20	
BESS O&M	812.500	812.500	812.500				
WIND O&M	863.622	869.222	912.724	1.227.793	1.234.993	1.242.293	
Inverter replacement							
TOTAL OPEX	1.676.122	1.681.722	1.725.224	1.227.793	1.234.993	1.242.293	34.056.841
POWER GENERATION							
	1	2	3	18	19	20	
Wind	208.637	208.637	208.637	208.637	208.637	208.637	
BESS	36.412	35.518	34.624				
TOTAL POWER GENERATION	203.175	203.309	203.443	208.637	208.637	208.637	4.104.900
LCOE							
	1	2	3	18	19	20	
CAPEX	95.072.000						
OPEX	1.676.122	1.681.722	1.725.224	1.227.793	1.234.993	1.242.293	
POWER GENERATION	203.175	203.309	203.443	208.637	208.637	208.637	
LCOE	31,46						

4. Cálculo LCOE (Levelized cost of energy) planta eólica 48MW y batería de Potencia 50MW y 200MWh.

CÁLCULO LCOE PLANTA EÓLICA 48 MW + SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POTENCIA 50MW Y CAPACIDAD 200MWh						
	POWER MW	ENERGY MWh	Level Supplier			
BESS	50	200	Evo Power			
Wind	48		Vestas			
	1	2	3	18	19	20
Inflation (%)	1,38%	1,58%	1,96%	1,70%	1,70%	1,70%
TECHNICAL PARAMETERS						
BESS (Euros/MWh)	300.000					
WIND (Euros/MW)	1.300.000					
BESS O&M (Euros/MWh)	2,50%					
	1	2	3	18	19	20
BESS Degradation	0,9976	0,9731	0,9486	0,6545	0,6545	0,6545
CAPEX						
	2022					
Initial BESS Investment	60.000.000					
Initial WIND Investment	62.400.000					
Inverter	172.000					
TOTAL CAPEX	122.572.000					
OPEX						
	1	2	3	18	19	20
BESS O&M	1.500.000	1.500.000	1.500.000			
WIND O&M	863.622	869.222	912.724	1.227.793	1.234.993	1.242.293
Inverter replacement						
TOTAL OPEX	2.363.622	2.369.222	2.412.724	1.227.793	1.234.993	1.242.293
44.369.341						
POWER GENERATION						
	1	2	3	18	19	20
Wind	208.637	208.637	208.637	208.637	208.637	208.637
BESS	72.825	71.036	69.248			
TOTAL POWER GENERATION	197.713	197.982	198.250	208.637	208.637	208.637
4.037.060						
LCOE						
	1	2	3	18	19	20
CAPEX	122.572.000					
OPEX	2.363.622	2.369.222	2.412.724	1.227.793	1.234.993	1.242.293
POWER GENERATION	197.713	197.982	198.250	208.637	208.637	208.637
LCOE	41,35					

5. Cálculo VAN y TIR planta eólica 48MW.

CÁLCULO VAN Y TIR PLANTA EÓLICA 48 MW							
	POWER MW	ENERGY MWh	Lavel Supplier				
Wind	48		Vestas				
	1	2	3	18	19	20	
Inflation (%)	1,38%	1,58%	1,96%	1,70%	1,70%	1,70%	
VAN							
	1	2	3	18	19	20	
CAPEX	62.400.000						
OPEX	863.622	869.222	912.724	1.227.793	1.234.993	1.242.293	
Ingresos	7.422.265	7.524.693	7.539.537	7.548.444	7.548.444	7.548.444	
TOTAL	-55.841.357	6.655.471	6.626.813	6.320.651	6.313.451	6.306.151	66.755.843
	65.963.992						
VAN	10.534.389						
TIR	9,62%						

6. Cálculo VAN y TIR planta eólica 48MW y batería de Potencia 50MW y 50MWh.

CÁLCULO VAN Y TIR PLANTA EÓLICA 48 MW + BATERÍA 50 MWh							
	POWER MW	ENERGY MWh	Level Supplier				
BESS	50	50	Evo Power				
Wind	48		Vestas				
	1	2	3	18	19	20	
Inflation (%)	1,38%	1,58%	1,96%	1,70%	1,70%	1,70%	
VAN							
	1	2	3	18	19	20	
TOTAL CAPEX	95.072.000						
TOTAL OPEX	1.676.122	1.681.722	1.725.224	1.227.793	1.234.993	1.242.293	
Costes Compra de Energía	504.634	511.598	519.681	670.970	682.376	693.977	
Ingresos	10.379.192	10.522.424	10.688.679	13.800.343	14.034.949	14.273.543	
TOTAL	-86.873.564	8.329.104	8.443.773	11.901.581	12.117.580	12.337.274	103.341.584
VAN	11.304.931						
TIR	8,67%						

7. Cálculo VAN y TIR planta eólica 48MW y batería de Potencia 50MW y 100MWh.

CÁLCULO VAN Y TIR PLANTA EÓLICA 48 MW + BATERÍA 100 MWh							
	POWER MW	ENERGY MWh	Lavel Supplier				
BESS	50	100	Evo Power				
Wind	48		Vestas				
	1	2	3	18	19	20	
Inflation (%)	1,38%	1,58%	1,96%	1,70%	1,70%	1,70%	
VAN							
	1	2	3	18	19	20	
TOTAL CAPEX	95.072.000						
TOTAL OPEX	1.676.122	1.681.722	1.725.224	1.227.793	1.234.993	1.242.293	
Costes Compra de Energía	1.180.374	1.196.663	1.215.570	1.569.445	1.596.125	1.623.259	
Ingresos	11.336.118	11.492.556	11.674.139	15.072.688	15.328.924	15.589.516	
TOTAL	-86.592.378	8.614.171	8.733.344	12.275.451	12.497.806	12.723.963	109.961.374
VAN	14.683.365						
TIR	9,16%						

8. Cálculo VAN y TIR planta eólica 48MW y batería de Potencia 50MW y 200MWh.

CÁLCULO VAN Y TIR PLANTA EÓLICA 48 MW + BATERÍA 200 MWh							
	POWER MW	ENERGY MWh	Level Supplier				
BESS	50	200	Evo Power				
Wind	48		Vestas				
	1	2	3	18	19	20	
Inflation (%)	1,38%	1,58%	1,96%	1,70%	1,70%	1,70%	
VAN	1	2	3	18	19	20	
TOTAL CAPEX	122.572.000						
TOTAL OPEX	2.363.622	2.369.222	2.412.724	1.227.793	1.234.993	1.242.293	
Costes Compra de Energía	2.420.707	2.454.113	2.492.888	3.218.612	3.273.329	3.328.975	
Ingresos	13.249.970	13.432.820	13.645.058	17.617.378	17.916.873	18.221.460	
TOTAL	-114.106.359	8.609.485	8.739.446	13.170.972	13.408.551	13.650.192	88.005.102
VAN	-9.186.978						
TIR	5,92%						

9. Conclusiones LCOE, VAN y TIR.

VALORES LCOE, VAN Y TIR

	LCOE (Euros)	VAN (Euros)	TIR (Euros)	
Planta Eólica 48 MW	20,15	10.534.389	9,62%	
Planta Eólica 48 MW + Batería 50MW Capacidad 50MWh	26,22	11.304.931	8,67%	
Planta Eólica 48 MW + Batería 50MW Capacidad 100MWh	31,46	14.683.365	9,16%	
Planta Eólica 48 MW + Batería 50MW Capacidad 200MWh	41,35	-9.186.978	5,92%	