

TRABAJO FIN DE GRADO

REPOTENCIACIÓN Y DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO DE 46 MW EN LA PROVINCIA DE CÁDIZ

TRABAJO FIN DE GRADO PARA
LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
GRADUADO EN INGENIERÍA EN
TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

SEPTIEMBRE 2024

Jaime Fernández López

DIRECTOR DEL TRABAJO FIN DE GRADO:

David Garoz Gómez

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ENERGÉTICA



TRABAJO DE FIN DE GRADO

**REPOTENCIACIÓN Y DISEÑO
DE UN PARQUE EÓLICO DE 46
MW EN LA PROVINCIA DE
CÁDIZ**

Jaime Fernández López

Tutor: David Garoz Gómez

Agradecimientos

A mi familia y amigos, por su apoyo constante.

A David, mi tutor, por su interés y su tiempo.

RESUMEN EJECUTIVO

La energía eólica es una de las fuentes de energía renovable con mayor desarrollo en los últimos años, y es una parte muy importante dentro de la generación de energía en España, ya que supone en torno a un 25% de la producción total de energía. En España, gran parte de los parques eólicos instalados se construyeron a principios de los años 2000, y están acercándose al final de su vida útil. En este contexto, y teniendo en cuenta que estos parques eólicos se sitúan en los lugares con mejor recurso eólico por norma general, surge la necesidad de repotenciar estos parques eólicos, para así poder producir más energía y abastecer la siempre creciente demanda de ésta.

El objetivo de este proyecto se centra en la repotenciación y el diseño del parque eólico de La Herrería (Cádiz), inaugurado en el año 2004, y cuyos aerogeneradores (modelo Ecotecnia 80 1.6) pese a ser bastante potentes para el momento en el que se construyó el parque, están obsoletos y acercándose al final de su vida útil. Para llevar a cabo la repotenciación, se han estudiado distintas alternativas de modelos de aerogenerador con mayor potencia unitaria a la del modelo actual, y así determinar el más adecuado para aumentar la producción anual del parque eólico.

Primero, se estudió el recurso eólico del emplazamiento del parque eólico. Para ello, se elaboró una base de datos en Microsoft Excel con los datos más importantes del viento durante un periodo de 4 años (velocidad y dirección a distintas alturas). La base de datos se obtuvo de la página web del proyecto POWER de la NASA, al ser la que ofrecía datos más aproximados para el emplazamiento por no poder acceder a los datos de las estaciones de medida del parque eólico. Tras analizar la base de datos, se obtuvieron las figuras de la distribución de Weibull y la rosa de los vientos. Como referencia, se calculó que el parque actual (que cuenta con 28 aerogeneradores instalados) produce unos 120 GWh brutos de energía eléctrica al año, según los cálculos realizados con la base de datos y según el dato de Enerfín, empresa de energías renovables del grupo Elecnor.

Se hizo un análisis preliminar en el cual se determinó la producción bruta de distintos modelos de aerogenerador empleando la base de datos. Este primer análisis indica cuales podrían ser los modelos más adecuados en base a la producción y las horas equivalentes de funcionamiento. Se obtuvieron los resultados, y los modelos más adecuados según este primer estudio eran el modelo **VESTAS V-136 (3,45 MW)** con altura de buje de 82 m, con el cual se obtendría un parque eólico repotenciado formado por 18 aerogeneradores de 62,1 MW de potencia nominal total que produciría unos 218 GWh al año; y el modelo **ENERCON E-160 (5,56 MW)** con altura de buje de 100 m, con el cual se tendría un parque eólico repotenciado formado por 11 aerogeneradores de 61,16 MW de potencia nominal instalada en total, que produciría unos 203 GWh al año. Estas cifras de producción más tarde se aproximaron a la realidad mediante el uso de un software especializado para simular parques eólicos, y teniendo en cuenta una serie de pérdidas en los aerogeneradores.

Tras los cálculos preliminares se eligieron los 2 modelos de aerogenerador que ofrecían los mejores resultados para posteriormente simular el parque eólico repotenciado en el

programa WAsP, y poder determinar de una manera más aproximada la producción neta del parque. Con esta herramienta se obtienen unos resultados más cercanos a la realidad ya que también tiene en cuenta las pérdidas generadas por las estelas de los aerogeneradores al localizar los aerogeneradores sobre el terreno. Por ello, es importante determinar las posiciones más adecuadas en base al recurso eólico disponible y tratando de evitar las interferencias por estelas.

Para efectuar las simulaciones se ha tenido que preparar el modelo completo del parque eólico. Para ello, fue necesario primero obtener los mapas de elevación y rugosidad de la zona, para lo cual se usó la base de datos del Instituto Geográfico Nacional y se juntaron los 4 mapas que componen el emplazamiento del parque eólico. Tras tratar estos mapas con el programa GlobalMapper, se añadieron los datos de rugosidad y altura que el programa WAsP necesita para llevar a cabo las simulaciones. Después de generar los mapas, se preparó el archivo con los datos del recurso eólico, para lo cual se modificó el formato de la base de datos de la NASA (para contar con los mismos datos que en el estudio preliminar) y adecuarla al formato que emplea WAsP. Una vez obtenidos tanto los mapas como los datos del viento, es necesario decidir las posiciones de los distintos aerogeneradores. Para ello, se sacaron de Google Earth las posiciones de los aerogeneradores actuales para tener una idea de dónde podrían colocarse. Después, teniendo en cuenta los nuevos diámetros de rotor y por tanto las distintas separaciones necesarias entre aerogeneradores, y conociendo las zonas de mayor producción energética, se eligieron las nuevas posiciones de los aerogeneradores para cada posible parque repotenciado. Al reducirse el número total de aerogeneradores, fue posible aprovechar algunas posiciones de aerogenerador antiguas. Una vez decididas las posiciones, fue necesario introducir los datos de las fichas técnicas de los aerogeneradores, ya que no se encontraban en los modelos disponibles en WAsP.

Tras efectuar las simulaciones con el programa WAsP, se obtuvieron tanto la producción bruta y neta del parque eólico actual, como las producciones brutas y netas de los parques eólicos repotenciados con cada modelo de aerogenerador. Para el parque actual se obtuvo una producción neta de **107,262 GWh al año**, algo menor que la obtenida al principio. Para el parque eólico repotenciado con el modelo VESTAS V-136 se obtuvo una producción de energía eléctrica neta de **178,856 GWh anuales**, y para el parque eólico repotenciado con el modelo ENERCON E-160 se obtuvo una producción neta de **173,457 GWh anuales**. Como se puede observar, las producciones de energía eran muy parecidas, por lo que la decisión de qué modelo emplear se llevó a cabo más tarde una vez se analizó la viabilidad económica. Además, a estas producciones netas se les estimaron unas pérdidas adicionales por indisponibilidad y pérdidas de la red eléctrica, para finalmente obtener la energía vertida a la red de cada opción de repotenciación del parque eólico.

Una vez efectuadas las simulaciones y conocidos los resultados de energía eléctrica vertida a la red cada año por cada opción de parque eólico repotenciado, se procedió a realizar un estudio de viabilidad económica de las 2 opciones. Con este estudio se busca determinar los costes iniciales del proyecto, los costes de mantenimiento del parque eólico, y los beneficios anuales. Primero, se determinaron los costes de inversión inicial de cada opción de repotenciación, teniendo en cuenta que el coste de los aerogeneradores supone en torno al 75% de la inversión inicial, estando el resto formado por los costes de obra civil, instalación eléctrica, subestación y conexión

eléctrica, promoción y los costes de desmantelamiento de los aerogeneradores actuales. Se determinaron también los costes de operación anuales de cada opción y por último los beneficios en función de la producción de energía y el precio medio de venta de la electricidad. Se realizó una cuenta de resultados para cada opción, determinando la viabilidad en base a 3 factores económicos: el VAN, el TIR y el periodo de recuperación de la inversión de cada proyecto. Para la opción de repotenciación con el modelo VESTAS V-136, se obtuvo un VAN positivo de **38.000.991,70 €**, un TIR del **6,74%**, y un periodo de recuperación de la inversión de 13 años. Para la opción de repotenciación con el modelo ENERCON E-160 se obtuvo un VAN positivo de **25.816.669,16 €**, un TIR del **5,42%** y un periodo de recuperación de la inversión de 15 años. Ambas opciones tienen un VAN positivo, por lo que se consideran rentables a efectos de este parámetro; un TIR por encima de la tasa de descuento aplicada del 3% y un periodo de recuperación de la inversión que entra dentro de la vida útil del proyecto (20 años).

Tras el análisis de viabilidad, se evaluó el impacto social, ambiental y económico del proyecto de repotenciación. Con esta evaluación, se busca minimizar los impactos negativos que el proyecto pueda ocasionar sobre el entorno:

- **Impacto ambiental:** Tras evaluar los diferentes impactos (sobre el paisaje y el terreno, la fauna, el impacto sonoro y las emisiones contaminantes), se concluyó que los impactos son moderados ya que existía un parque eólico previo, por lo que no cambiará el impacto ambiental en gran medida. El número de aerogeneradores instalados se ha reducido, por tanto, reduciendo el impacto visual. El impacto sobre la fauna no es mucho mayor que el del parque eólico actual, pues las alturas de los aerogeneradores son similares. El impacto sonoro sobre poblaciones no es aplicable ya que el municipio de Facinas se encuentra a 2 km de distancia, y las emisiones contaminantes en toda la vida útil del proyecto solo se producen durante la fase de construcción.
- **Impacto social y económico:** En cuanto al impacto social y económico, se producirá un aumento en los puestos de trabajo de la zona, la recaudación de impuestos por la explotación del parque eólico, y los servicios y la infraestructura de la zona se verán afectados positivamente.

También se analizó la sostenibilidad del proyecto, relacionándolo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible que propone la Agenda 2030. El proyecto se relaciona principalmente con los ODS **7** (Energía asequible y no contaminante), **9** (Industria, innovación e infraestructura), **12** (Producción y consumo responsables) y **13** (Acción por el clima). Es un proyecto alineado con los ODS, debido a que se apuesta por la modernización de una infraestructura de generación de energía, que además es renovable, promoviendo la acción en contra del cambio climático y la producción y el consumo responsables de energía.

Después de esto, se planteó la planificación temporal del trabajo, que se ilustra con un diagrama de Gantt, y se efectuó un presupuesto aproximado del trabajo teniendo en cuenta las horas de trabajo empleadas por el alumno y el tutor y el precio de las licencias de los programas empleados para elaborar el trabajo. Para el diagrama de Gantt, se consideraron las tareas más importantes dentro de la elaboración del trabajo, como el aprendizaje de uso de los distintos programas para llevar a cabo las simulaciones, la elaboración de los estudios de viabilidad e impactos, etc. Se determinó el número de

horas aproximadas empleadas por el alumno en unas 400 horas (incluyendo la redacción del trabajo, reuniones con el tutor, las horas de búsqueda de información y la elaboración de las simulaciones), y las horas empleadas por el tutor teniendo en cuenta correcciones y reuniones para resolver dudas en unas 30 horas. Se obtuvo un presupuesto total de **4.864,5€** para el trabajo, teniendo en cuenta las horas empleadas por alumno y tutor, y el precio de las licencias de los programas empleados (paquete de Microsoft Office, Microsoft Project, WAsP y GlobalMapper).

Finalmente, se extrajeron las conclusiones del proyecto de repotenciación, determinando que el modelo más adecuado para ello es el modelo de aerogenerador **VESTAS V-136 de 3,45 MW de potencia unitaria y una altura de buje de 82 m**. Se ha observado que el proyecto es viable técnicamente y también en términos económicos, pues se obtiene una rentabilidad positiva al final de la vida útil del proyecto.

Palabras clave: Energía eólica, Fuentes Renovables, Repotenciación de parques eólicos, Aerogeneradores, Viento, Sostenibilidad.

Códigos UNESCO: 250124, 251091, 330693, 332202.

ÍNDICE

Agradecimientos.....	i
RESUMEN EJECUTIVO.....	iii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS	xii
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. GENERACIÓN EÓLICA EN ESPAÑA.....	2
1.2. POTENCIAL EÓLICO EN LA PROVINCIA DE CÁDIZ	3
1.3. IMPORTANCIA DE LA REPOTENCIACIÓN DE PARQUES EÓLICOS.....	4
1.4. OBJETIVOS	4
1.5. METODOLOGÍA.....	6
2. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO	7
2.1. POTENCIA EÓLICA	8
2.1.1. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL.....	9
2.1.2. PERFIL VERTICAL DEL VIENTO	11
2.2. ROSA DE LOS VIENTOS.....	13
2.3. FACTOR DE CAPACIDAD.....	14
3. ANÁLISIS DE LA TECNOLOGÍA EMPLEADA EN EL PARQUE.....	15
3.1. MODELO DE AEROGENERADOR ACTUAL.....	15
3.2. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ACTUAL DEL PARQUE EÓLICO	16
3.2.1. FACTOR DE CARGA Y NÚMERO DE HORAS EQUIVALENTES.....	18
3.3. CLASIFICACIÓN DEL AEROGENERADOR.....	19
3.4. MODELOS DE AEROGENERADOR CONSIDERADOS	21
3.4.1. AEROGENERADOR ENERCON E-138 EP3 E2	23
3.4.2. AEROGENERADOR ENERCON E-160 EP5 E3	25
3.4.3. AEROGENERADOR ENERCON E-82.....	28
3.4.4. AEROGENERADOR VESTAS V-136	31
3.4.5. AEROGENERADOR NORDEX N-117.....	34
4. ELECCIÓN DEL NUEVO MODELO DE AEROGENERADOR	36
4.1. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA Y HORAS EQUIVALENTES.....	37
4.2. INVERSIÓN ECONÓMICA.....	39
4.3. LOGÍSTICA E IMPACTO AMBIENTAL.....	41
4.4. GENERADOR ELÉCTRICO	41
4.4.1. GENERADOR ASÍNCRONO.....	42
4.4.2. GENERADOR SÍNCRONO.....	42
5. SIMULACIÓN CON EL SOFTWARE WAsP	43

5.1. CAPA DE TERRAIN ANALYSIS.....	44
5.2. CAPA GENERALIZED WIND CLIMATE.....	47
5.2.1. SUBCAPA OBSERVED WIND CLIMATE	47
5.3. CAPA WIND TURBINE CLUSTER.....	48
5.3.1. AEROGENERADOR VESTAS V-136	48
5.3.2. AEROGENERADOR ENERCON E-160	50
5.3.3. EFECTO ESTELA (<i>WAKE-LOSS</i>).....	51
5.4. CAPA RESOURCE GRID	52
5.4.1. PRODUCCIÓN ANUAL DEL MODELO VESTAS V-136	53
5.4.2. PRODUCCIÓN ANUAL DEL MODELO ENERCON E-160	53
5.4.3. ÍNDICE RIX.....	54
5.5. RESUMEN DE LAS SIMULACIONES	56
5.5.1. AEROGENERADOR VESTAS V-136	56
5.5.2. AEROGENERADOR ENERCON E-160	58
6. ESTUDIO DE VIABILIDAD Y RENTABILIDAD	59
6.1. ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO	59
6.2. VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO.....	64
6.2.1. ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE INVERSIÓN (CAPEX).....	64
6.2.2. ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE OPERACIÓN (OPEX).....	67
6.2.3. ESTIMACIÓN DE INGRESOS	68
6.3. RENTABILIDAD DEL PROYECTO	69
6.3.1. AEROGENERADOR VESTAS V-136	71
6.3.2. AEROGENERADOR ENERCON E-160	71
7. IMPACTO SOCIAL, AMBIENTAL Y ECONÓMICO.....	75
7.1. IMPACTO SOCIAL	75
7.2. IMPACTO ECONÓMICO	75
7.3. IMPACTO AMBIENTAL.....	76
7.3.1. EMISIONES CONTAMINANTES.....	76
7.3.2. IMPACTOS SOBRE LA FAUNA AUTÓCTONA.....	76
7.3.3. IMPACTOS SOBRE EL PAISAJE Y EL TERRENO	78
7.3.4. IMPACTO SONORO	78
7.4. SOSTENIBILIDAD (ODS).....	79
8. PLANIFICACIÓN TEMPORAL Y PRESUPUESTO	81
8.1. DIAGRAMA DE GANTT.....	81
8.2. PRESUPUESTO	83
9. CONCLUSIONES DEL PROYECTO	85
REFERENCIAS	86

ANEXO 1: FICHAS TÉCNICAS DE LOS AEROGENERADORES	89
VESTAS V-136	90
ENERCON E-160 EP5 E3	91
ENERCON E-138 EP3 E2	92
ENERCON E-82	93
NORDEX N-117	94
ECOTECNIA 80 1.6	95
ANEXO 2: PRODUCCIÓN OBTENIDA CON EL SOFTWARE WAsP	96
VESTAS V-136	97
ENERCON E-160	98
ANEXO 3: CÁLCULOS REALIZADOS CON EXCEL	99

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: RANKING MUNDIAL DE GENERACIÓN EÓLICA EN 2023. FUENTE: GWEC [1].....	2
FIGURA 2: PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DEL MIX ENERGÉTICO EN ESPAÑA EN 2023.....	3
FIGURA 3: VISTA AÉREA DEL PARQUE DE LA HERRERÍA. FUENTE: GOOGLE EARTH@.....	5
FIGURA 4: DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL E HISTOGRAMA DE VELOCIDADES DEL VIENTO SUPERPUESTOS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.....	10
FIGURA 5: CAMBIO DE VARIABLE PARA AJUSTE DE WEIBULL. FUENTE: [13].....	11
FIGURA 6: PERFIL DEL VIENTO A DISTINTAS ALTURAS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	13
FIGURA 7: ROSA DE LOS VIENTOS EN TARIFA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	14
FIGURA 8: CURVA DE POTENCIA DEL AEROGENERADOR ECOTECNIA 80 1.6	16
FIGURA 9: CURVA DE POTENCIA AEROGENERADOR ENERCON E-138. FUENTE: [24]	23
FIGURA 10: CURVA DE POTENCIA ENERCON E-160. FUENTE: [24]	25
FIGURA 11: CURVA DE POTENCIA ENERCON E-82. FUENTE: [25].....	28
FIGURA 12: CURVA DE POTENCIA MODELO VESTAS V136. FUENTE: [26]	31
FIGURA 13: CURVA DE POTENCIA MODELO NORDEX N-117. FUENTE: [27].....	34
FIGURA 14: PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL DE LOS AEROGENERADORES.....	37
FIGURA 15: HORAS EQUIVALENTES DE FUNCIONAMIENTO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	37
FIGURA 16: TENDENCIA DEL PRECIO POR MW SEGÚN LA ALTURA DEL BUJE. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	39
FIGURA 17: ENTORNO DE TRABAJO DEL PROGRAMA WASP.....	43
FIGURA 18: MAPA OBTENIDO DEL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	44
FIGURA 19: MAPA DEL TERRENO EN EL PROGRAMA WASP. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	45
FIGURA 20: CAPA GENERALIZED WIND CLIMATE.....	47
FIGURA 21: SUBCAPA OBSERVED WIND CLIMATE.....	48
FIGURA 22: NUEVA DISPOSICIÓN DEL PARQUE EÓLICO CON MODELO VESTAS V-136..	48
FIGURA 23: NUEVA DISPOSICIÓN DEL PARQUE EÓLICO CON EL MODELO ENERCON E- 160.....	50
FIGURA 24: DISTRIBUCIÓN DE LA AEP DEL EMPLAZAMIENTO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	52
FIGURA 25: ERROR EN LA PREDICCIÓN DE LA AEP EN FUNCIÓN DEL Δ RIX. FUENTE: [30]	55
FIGURA 26: ÍNDICE RIX EN EL EMPLAZAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	56
FIGURA 27: MAPA DE DISTRIBUIDORAS ELÉCTRICAS. FUENTE: [32]	60
FIGURA 28: CURVA DE OFERTA Y DEMANDA DEL MERCADO DIARIO. FUENTE: OMIE	61
FIGURA 29: CURVA DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA. FUENTE: [34].....	62
FIGURA 30: EJEMPLO DE PRECIOS DE DISTINTAS COMERCIALIZADORAS. FUENTE: [37]	63
FIGURA 31: ENTORNO DEL PARQUE EÓLICO Y EL MUNICIPIO DE FACINAS. FUENTE: [43]	77
FIGURA 32: OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE. FUENTE: ONU	79
FIGURA 33: DIAGRAMA DE GANTT DEL PROYECTO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA..	82
FIGURA 34: PRODUCCIÓN DEL MODELO VESTAS V-136 OBTENIDA CON WASP	97
FIGURA 35: PRODUCCIÓN DEL MODELO ENERCON E-160 OBTENIDA CON WASP	98
FIGURA 36: EXTRACTO DEL DOCUMENTO DE EXCEL QUE CONTIENE LOS DATOS DEL RECURSO EÓLICO.....	100

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: RANKING DE POTENCIA INSTALADA POR CCAA. FUENTE: AEE [6]	3
TABLA 2: FACTOR DE FORMA K DE WEIBULL. FUENTE: [12].....	9
TABLA 3: CLASE Y LONGITUD DE RUGOSIDAD. FUENTE: [14].....	12
TABLA 4: PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL DEL MODELO ECOTECNIA 80 1.6	17
TABLA 5: CLASE DEL AEROGENERADOR. FUENTE: [20]	19
TABLA 6: INTENSIDADES DE TURBULENCIA A DISTINTAS ALTURAS DE BUJE DEL AEROGENERADOR. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	20
TABLA 7: CARACTERÍSTICAS DE LOS AEROGENERADORES SELECCIONADOS.....	22
TABLA 8: COEFICIENTES DE WEIBULL PARA ALTURA DEL MODELO ENERCON E-138	23
TABLA 9: PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL DEL MODELO ENERCON E-138	24
TABLA 10: PARÁMETROS DE WEIBULL PARA ALTURAS DEL MODELO ENERCON E-160 .	25
TABLA 11: PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL DEL MODELO ENERCON E-160.....	26
TABLA 12: PARÁMETROS DE WEIBULL PARA ALTURAS DEL MODELO ENERCON E-82 ...	28
TABLA 13: PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL DEL MODELO ENERCON E-82	30
TABLA 14: PARÁMETROS DE WEIBULL PARA ALTURAS DEL MODELO VESTAS V-136	31
TABLA 15: PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL DEL MODELO VESTAS V-136	33
TABLA 16: PARÁMETROS DE WEIBULL PARA ALTURAS DEL MODELO NORDEX N-117	34
TABLA 17: PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL DEL MODELO NORDEX N-117	35
TABLA 18: COSTE DE CADA MODELO DE AEROGENERADOR.....	40
TABLA 19: POSICIONES ACTUALES DE LOS AEROGENERADORES.....	46
TABLA 20: POSICIONES DE LOS NUEVOS AEROGENERADORES VESTAS V-136.....	49
TABLA 21: POSICIONES DE LOS NUEVOS AEROGENERADORES ENERCON E-160.....	50
TABLA 22: RESUMEN DE LA PRODUCCIÓN DE CADA AEROGENERADOR VESTAS V-136	57
TABLA 23: RESUMEN DE LA PRODUCCIÓN DE CADA AEROGENERADOR ENERCON E- 160.....	58
TABLA 24: ESTIMACIÓN DE COSTES DE INVERSIÓN CON MODELO VESTAS V-136. FUENTE: [39].....	65
TABLA 25: INVERSIÓN INICIAL DEL PARQUE EÓLICO REPOTENCIADO CON MODELO VESTAS V-136.....	65
TABLA 26: ESTIMACIÓN DE COSTES DE INVERSIÓN CON MODELO ENERCON E-160. FUENTE: [39].....	66
TABLA 27: INVERSIÓN INICIAL DEL PARQUE EÓLICO REPOTENCIADO CON MODELO ENERCON E-160.....	67
TABLA 28: CUENTA DE RESULTADOS DEL PROYECTO EMPLEANDO EL MODELO VESTAS V-136	72
TABLA 29: CUENTA DE RESULTADOS DEL PROYECTO EMPLEANDO EL MODELO ENERCON E-160.....	73
TABLA 30: PRESUPUESTO DE PROGRAMAS INFORMÁTICOS.....	83
TABLA 31: PRESUPUESTO PARA RECURSOS HUMANOS	83
TABLA 32: FICHA TÉCNICA DEL MODELO VESTAS V-136.....	90
TABLA 33: FICHA TÉCNICA DEL MODELO ENERCON E-160	91
TABLA 34: FICHA TÉCNICA DEL MODELO ENERCON E-138	92
TABLA 35: FICHA TÉCNICA DEL MODELO ENERCON E-82	93
TABLA 36: FICHA TÉCNICA DEL MODELO NORDEX N-117	94

1. INTRODUCCIÓN

Las energías renovables presentan un papel crucial a la hora de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que contribuyen al cambio climático. En los últimos años, la transición hacia un modelo de producción de energía que integre a las fuentes renovables ha contribuido a reducir este tipo de emisiones. Una de estas fuentes de energías renovables es la energía eólica. La energía eólica aprovecha la energía cinética del viento a través del movimiento de un aerogenerador con palas, que hace girar una turbina y produce energía eléctrica.

Actualmente, hay instalados en el mundo unos 906 GW de potencia eólica según datos del Global Wind Energy Council (GWEC) [1]. De esta potencia total, más del 90% está situada en estaciones en tierra (on-shore), aunque se están haciendo grandes avances en los últimos años instalando aerogeneradores en el mar (generación off-shore).

Esto se debe a que la mayoría de los emplazamientos con alto potencial eólico en tierra ya han sido ocupados, y en el mar hay muchas zonas con vientos altos por explotar. En el agua no existe limitación de espacio por lo que los aerogeneradores pueden ser más altos y potentes, pero el principal problema es el anclaje de los aerogeneradores al fondo marino que, junto con la mayor altura y potencia de estos, hace que la inversión necesaria para explotar el potencial eólico del mar sea mucho mayor.

Este tipo de generación de energía trae consigo una serie de ventajas y desventajas [2]:

Ventajas:

- Energía renovable y además gratuita una vez instalado el sistema, no produce emisiones nocivas para el medioambiente.
- Los parques eólicos se pueden construir rápidamente, entre 2 meses y 2 años dependiendo de las dimensiones del parque.
- Muy buena eficiencia de conversión, entre el 40-50% (el límite teórico según la ley de Betz es del 59%).
- Impacto ambiental mínimo.
- Mantenimiento simple.
- El suelo se recupera al desmantelar el parque completamente y los materiales se pueden reciclar al final de la vida útil del parque [3].

Desventajas:

- La velocidad del viento no es constante, por lo que no puede dependerse únicamente de la energía eólica como única fuente de generación.
- Los aerogeneradores pueden llegar a medir más de 200 m de alto, y además de causar un gran impacto visual, pueden interferir en las rutas migratorias de algunas aves.
- Los aerogeneradores también producen ruido, unos 50 dB a 100 m de distancia, por lo que deben situarse alejados de los núcleos de población.
- Si la velocidad del viento supera un máximo, puede dañar la turbina y disminuir la producción de energía. Para ello, es necesario hacer un estudio del recurso eólico antes de construir el parque.

1. Introducción

- Precisa de líneas de alta tensión para transportar la mayor cantidad de electricidad posible.
- Los parques eólicos ocupan grandes extensiones de terreno ya que es necesario separar los aerogeneradores para que no interfieran unos con otros debido a fluctuaciones del viento.

1.1. GENERACIÓN EÓLICA EN ESPAÑA

En el marco de generación eólica mundial, España se sitúa en la quinta posición en términos de potencia instalada por detrás de China, EE.UU, Alemania e India [1]. Esto convierte a España en el segundo país de Europa en términos de potencia eólica instalada por detrás de Alemania, como puede verse en la Figura 1.

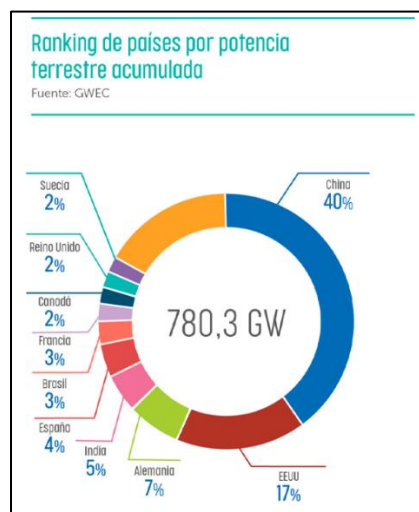


Figura 1: Ranking mundial de generación eólica en 2023. Fuente: GWEC [1]

Actualmente, hay instalados 1.345 parques eólicos en España con más de 22.000 aerogeneradores, y gran parte de ellos se inauguraron a principios del siglo XXI. Hay cerca de 30 GW de potencia eólica instalada, lo que supone más de un 25% de la producción energética (en torno al 24% de la demanda), como puede verse en la Figura 2. Durante el pasado año de 2023 se han instalado 1.640 MW eólicos nuevos, pero esta cifra es insuficiente si se quiere alcanzar el objetivo de 63 GW eólicos marcado para 2030 por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). A través de este plan, España pretende disminuir sus emisiones de gases de efecto invernadero, y además generar energía limpia para abastecer el consumo en los hogares y la industria. Además de esto, el sector eólico en España proporciona empleo a más de 39.000 personas [4].

Al haber muchos parques eólicos antiguos con modelos de aerogeneradores obsoletos, resulta interesante la opción de repotenciarlos. La repotenciación consiste en cambiar los aerogeneradores antiguos por modelos más modernos y potentes que sean capaces de aprovechar mejor el recurso eólico. De esta manera, se aumenta la potencia nominal del parque eólico y la producción de energía eléctrica.

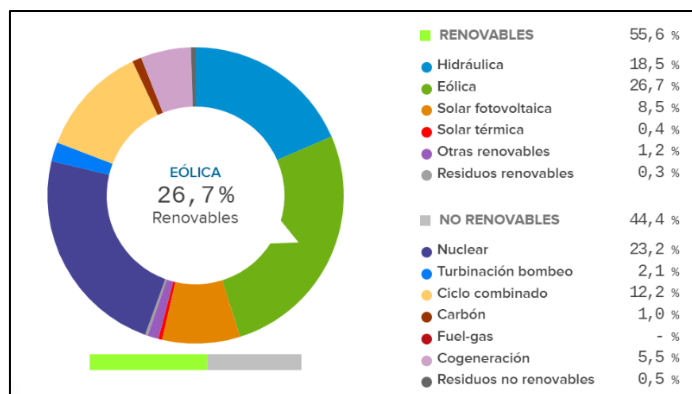


Figura 2: Producción eléctrica del mix energético en España en 2023.

Fuente: Red Eléctrica Española [5]

1.2. POTENCIAL EÓLICO EN LA PROVINCIA DE CÁDIZ

Andalucía es la quinta comunidad autónoma en el ranking de potencia instalada en España, como puede observarse en la Tabla 1, elaborada por la Asociación Empresarial Eólica (AEE). Se encuentra por detrás de Castilla y León, Aragón, Castilla La Mancha y Galicia en términos de potencia instalada.

CCAA	Potencia Instalada 2022 (MW)	Potencia acumulada a cierre 2022 (MW)	Cuota de mercado sobre el acumulado (%)
Castilla y León	105,0	6.507,2	22%
Aragón	491,7	4.922,5	17%
Castilla-La Mancha	857,4	4.786,2	16%
Galicia	0,1	3.863,1	13%
Andalucía	20,0	3.543,8	12%
Comunidad Foral de Navarra	50,0	1.351,9	5%
Cataluña	72,6	1.343,8	5%
Comunitat Valenciana	0,0	1.238,8	4%
Principado de Asturias	40,0	695,5	2%
Canarias	53,3	620,1	2%
La Rioja	0,0	446,6	1%
Región de Murcia	0,0	262,0	1%
País Vasco	0,0	153,3	1%
Extremadura	0,0	39,4	0%
Cantabria	0,0	35,3	0%
Illes Balears	0,0	3,7	0%
TOTAL	1670,1	29.813,0	

Fuente: elaboración AEE

Tabla 1: Ranking de potencia instalada por CCAA. Fuente: AEE [6]

Dentro de la generación de potencia eólica en Andalucía, Cádiz es la provincia que más potencia genera, situándose la séptima en el ranking de generación de energía eólica de provincias españolas [6]. En el año 2022, se generaron 1.395,97 MW de potencia eólica en la provincia.

En Cádiz hay actualmente 71 parques eólicos en funcionamiento, de los cuales casi la mitad (32) se encuentran en la localidad de Tarifa. Es aquí donde se encuentra el parque eólico de La Herrería, con 46 MW instalados, en cuya repotenciación se centra este trabajo [7].

1.3. IMPORTANCIA DE LA REPOTENCIACIÓN DE PARQUES EÓLICOS

Muchos de los parques eólicos inaugurados a principios del siglo XXI en el país están quedando obsoletos con la introducción de nuevas tecnologías y turbinas de mayor potencia. Por ello, la repotenciación y el rediseño de estos parques que llegan al final de su vida útil resulta especialmente importante para mejorar la infraestructura eólica en España. De esta manera, puede aumentarse la potencia instalada en función de la nueva demanda de energía, a la vez que se reduce el número de torres presentes en los parques eólicos, y, por tanto, se reduce el impacto visual que éstas generan. Además, los generadores más modernos son más altos, por lo que aprovechan el viento a mayor altura que es más intenso, y generan menos ruido que los modelos antiguos.

Frente a estas ventajas de mayor producción energética, cabe destacar como desventaja el mayor coste de las máquinas, por lo que en principio la repotenciación solo es rentable en parques ya amortizados con aerogeneradores acercándose al final de su vida útil.

Desde la Asociación Eólica Española (AEE), se está fomentando la repotenciación de parques antiguos ya que la tendencia general en el sector es la de prolongar la vida útil de los aerogeneradores [8]. Esto hace que no se pueda explotar el recurso eólico al máximo, y como los parques más antiguos están situados en los emplazamientos de mayor recurso eólico, la repotenciación es clave para mejorar la situación de la generación eléctrica. Por norma general, solo se opta por repotenciar un parque eólico si tiene aerogeneradores obsoletos hechos por empresas que ya no existen, por lo que no es posible encontrar recambios para aumentar la vida útil [8].

1.4. OBJETIVOS

El objetivo de este proyecto es analizar la viabilidad de la sustitución de los aerogeneradores antiguos de un parque eólico por otro modelo de aerogenerador más eficiente. Estará centrado en el parque de la Herrería, inaugurado en 2004 y ubicado en la provincia de Cádiz, España. La instalación está desarrollada y operada por Aerogeneradores del Sur y Elecnor. El parque cuenta con 28 turbinas eólicas (*modelo Ecotecnía 80 1.6*) de 1,67MW de potencia nominal [9].

En la Figura 3 puede verse una vista aérea del parque sacada de Google Earth con los 28 aerogeneradores señalados.

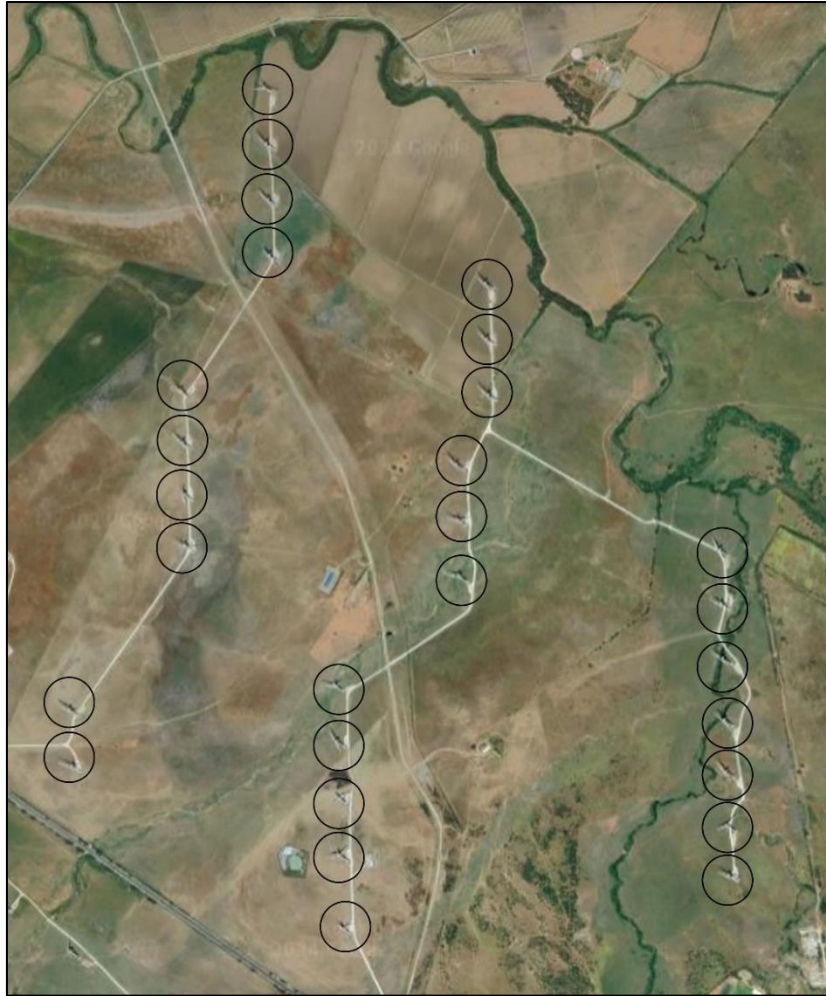


Figura 3: Vista aérea del parque de la Herrería. Fuente: Google Earth©

Para ello, se estudiarán los siguientes aspectos de la instalación:

- Análisis del recurso eólico en la zona del parque.
- Análisis de la tecnología del parque, comparación con propuesta actualizada.
- Redimensionamiento del parque, elección de nuevo modelo de turbina.
- Estudio económico.
- Impacto social y ambiental del proyecto.
- Conclusiones del proyecto.

1.5. METODOLOGÍA

En este proyecto de Trabajo de Fin de Grado se pretende llevar a cabo un estudio para la repotenciación de un parque eólico existente, para así aumentar su potencia nominal total, la generación de energía eléctrica y la eficiencia. El parque en cuestión es el parque eólico de la Herrería de 46 MW, en la provincia de Cádiz.

Para llevar a cabo este proyecto, se ha obtenido una base de datos de viento de la cual se extraerán los parámetros más importantes como la velocidad y dirección del viento durante un periodo de tiempo. Con estos datos, se hace un análisis del recurso eólico de la zona y se determinará una producción bruta de energía con la cual seleccionar un modelo de aerogenerador adecuado para la repotenciación del parque eólico.

Posteriormente, mediante el uso del software WAsP, se evaluará la producción de energía eléctrica de una manera más detallada y se propondrá una nueva distribución de los aerogeneradores del parque. Para ello, es necesario cargar los datos del viento y un mapa de rugosidad y orografía de la zona de estudio. Se toman los mapas digitalizados del Instituto Geográfico Nacional (IGN) con líneas de nivel que engloben la zona estudiada. Tras la introducción de los datos necesarios, el programa es capaz de calcular la productividad energética.

Tras obtener la nueva producción de energía y comparar la producción energética de los 2 modelos más adecuados, se realiza un estudio de viabilidad económica para determinar si el proyecto es viable económicamente. Para ello, se debe conocer el precio de los nuevos aerogeneradores, el coste de obra civil y nueva instalación de infraestructura eléctrica, la producción de energía y el precio de venta de la energía.

Después de esto, se estudiará la viabilidad del proyecto incluyendo un estudio del impacto social y ambiental, junto con un estudio de la sostenibilidad del proyecto en el cual se relacionará con los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Por último, se redactarán las conclusiones del proyecto de repotenciación del parque eólico y se determinará el modelo más adecuado para la repotenciación del parque eólico.

2. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO

Para analizar el recurso eólico de un emplazamiento, deben conocerse una serie de características del viento de la zona de estudio. Estas características son la velocidad del viento y sus direcciones principales, las cuales se miden en estaciones determinadas mediante anemómetros y veletas durante un periodo determinado (mínimo un año), para hacer un estudio del viento en una zona. También son importantes aspectos como la estabilidad del viento, su continuidad y la densidad de potencia que se genera. Con todos estos datos, se puede elegir el tipo de aerogenerador que más se adecúe a la disponibilidad eólica del emplazamiento del parque.

Para obtener estos datos, se ha hecho uso de la página web del proyecto POWER (Prediction of Worldwide Energy Resource) de la NASA [10]. En esta página se recogen datos históricos de viento, oleaje y temperatura. Estos datos son medidos y modelados, y son obtenidos de estaciones meteorológicas, boyas y simulaciones. Para este trabajo se han usado los datos del viento en el emplazamiento del parque, que se obtienen por simulación al no estar disponibles públicamente los datos medidos en la estación de medida del propio emplazamiento (la estación de medida más cercana con datos disponibles es la del puerto de Tarifa). Esta base de datos tiene como limitación que los datos son simulados. Los datos obtenidos tienen las siguientes características:

- Localización: Latitud 36.156° N y Longitud -5.7203° W.
- Periodo: entre el 01/01/2020 y el 31/12/2023.
- Altura de medida: 10 metros.
- Velocidad media: datos cada hora [11].
- Dirección media del viento: datos cada hora.

Durante el periodo de medida elegido se han recopilado 35.604 registros de velocidad y dirección del viento. Una vez obtenidos los datos, se tratan como una base de datos en Excel. De los datos se pueden obtener los histogramas de frecuencias de velocidad del viento en el emplazamiento elegido, la rosa de los vientos, la distribución de potencia y los parámetros c y k de la distribución de Weibull. Más adelante se comentarán estos aspectos.

Si fuese a hacerse un estudio más detallado, habría que hacer estas medidas en el propio emplazamiento del parque, midiendo las características del viento a distintas alturas, de las cuales al menos una debería ser de $2/3$ de la altura del buje del aerogenerador.

2.1. POTENCIA EÓLICA

La potencia eólica de un aerogenerador depende de la velocidad media del viento que incide sobre él y del tamaño de la sección de las palas. Esta potencia puede calcularse mediante la siguiente fórmula:

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

Ecuación 1: Potencia eólica

La potencia se representa con la energía cinética del viento multiplicada por el flujo másico de aire que pasa perpendicularmente por un área A barrida por las palas del aerogenerador ($A = \pi * R^2$). Se puede deducir fácilmente que cuanto mayor área barran las palas de un aerogenerador, mayor potencia podrá extraerse, por lo que suelen interesar aerogeneradores del mayor diámetro posible.

En el cálculo de la potencia, el factor más importante es la velocidad V del viento, ya que de ella depende la productividad energética de la turbina. También es el factor más variable, y pequeñas variaciones de ésta pueden provocar grandes cambios en la potencia generada, al estar la velocidad elevada al cubo. Debido a esta importancia de la velocidad, para construir un parque eólico se seleccionan lugares en los que la velocidad sea alta, y no tenga grandes fluctuaciones. Por ejemplo, suele ser más favorable un emplazamiento en el cual se tenga una velocidad media constante, que un lugar con viento irregular alto y bajo, ya que la velocidad promedio puede resultar menor. Estas fluctuaciones ocurren sobre todo al pasar del día a la noche, y también dependen de la estación del año. Por norma general, la velocidad del viento aumenta con la altura, por lo que se suele optar por un modelo de aerogenerador más alto para aprovechar mejor las corrientes más rápidas.

Por último, el flujo másico depende de la densidad del aire, que vale unos 1,225 kg/m³ a una temperatura de 15°C y presión atmosférica de 1 bar. La densidad depende sobre todo de la variación de temperatura y aumenta al disminuir la temperatura. Por tanto, a una velocidad constante se obtiene más potencia de un aerogenerador durante los meses de invierno en los que hace más frío que en verano.

Es importante tener en cuenta que no toda la potencia eólica se puede aprovechar. Existe un límite teórico de rendimiento en los aerogeneradores, llamado límite de Betz, el cual es del 59%. Este rendimiento varía en función de las características de la instalación. Por tanto, teniendo en cuenta el límite de Betz, la Ecuación 1 queda de la forma siguiente, siendo C_p el coeficiente aprovechable expresado en porcentaje decimal.

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

Ecuación 2: Potencia eólica con límite de Betz

En la práctica, el C_p alcanza valores de más o menos 0,5 que está próximo al límite teórico. La potencia eléctrica generada se podrá determinar introduciendo en la ecuación el rendimiento mecánico de toda la instalación y el rendimiento del generador eléctrico.

Normalmente las pérdidas en un aerogenerador son ajenas a la turbina, y se dan por cambios en la temperatura y la presión del aire. Se dan por el llamado “efecto estela” de los parques eólicos, donde se producen interferencias en el viento por la posición de los aerogeneradores (debe evitarse en la medida de lo posible); o por congelación y acumulación de suciedad en las palas [12].

2.1.1. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

Para estimar la productividad anual de un aerogenerador es necesario conocer la distribución de frecuencias de velocidad del viento. Se usa la función de densidad de Weibull para caracterizar la velocidad del viento durante el periodo determinado. Esta distribución determina la probabilidad de que el viento tenga una velocidad determinada, y sigue la siguiente expresión:

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) * \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} * \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right)$$

Ecuación 3: Función de densidad de Weibull

En esta expresión los diferentes términos son:

- **f(V):** la probabilidad de que se dé una velocidad del viento determinada.
- **c (factor de escala):** está relacionado con la velocidad media del viento (en m/s).
- **k (factor de forma):** su valor depende de la topografía del terreno y la variabilidad del viento del emplazamiento. El factor de forma es un indicador de la simetría de la distribución de Weibull. Varía entre 1,2 y 4, como se puede ver en la Tabla 2.

Factor de forma k	Morfología del terreno	Régimen de vientos
1,2-1,7	Lugares montañosos	Muy variable
1,8-2,5	Grandes llanuras - Colinas	Variable
2,5-3,0	Campo Abierto	Bastante regular
3,1-3,5	Zonas costeras	Regular
3,5-4,0	Islas	Muy regular

Tabla 2: Factor de forma k de Weibull. Fuente: [12]

Puede observarse la distribución de Weibull del viento del parque de la Herrería junto con el histograma de velocidades a la altura de 10 metros en la Figura 4.

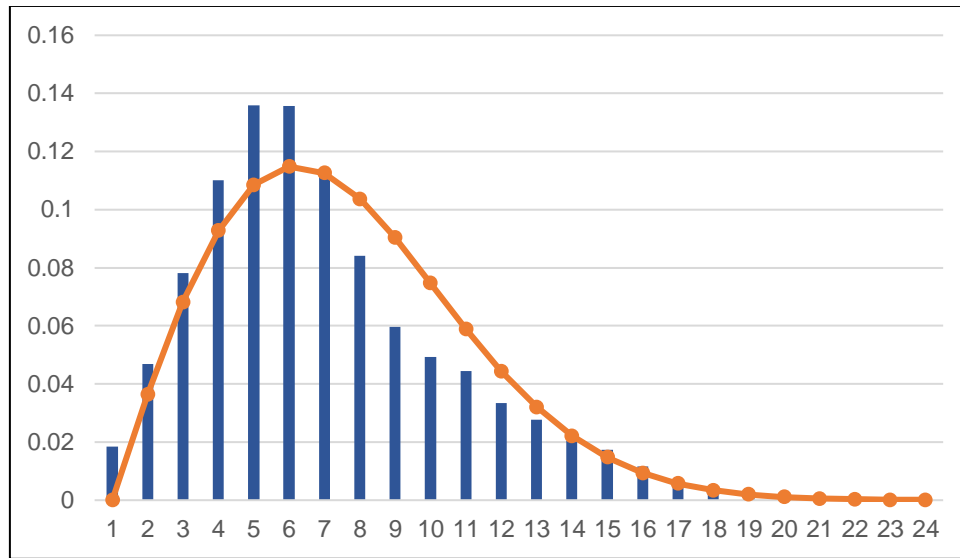


Figura 4: Distribución de Weibull e histograma de velocidades del viento superpuestos.
Fuente: Elaboración propia

Tras el tratamiento de los datos del viento, se ha concluido que el histograma de frecuencias de velocidades puede aproximarse a una distribución de Weibull con parámetros $k = 1,83$ y $c = 9,53$ m/s. En el Anexo pueden verse los cálculos realizados sobre el Excel para obtener estos parámetros.

Para calcular estos parámetros, se ha trabajado sobre la función de probabilidad acumulada de Weibull, que sigue la siguiente expresión:

$$\begin{cases} 1 - e^{-\left(\frac{x}{c}\right)^k} & \text{si } x \geq 0 \\ 0 & \text{si } x \leq 0 \end{cases}$$

Ecuación 4: Función de probabilidad acumulada de Weibull

Reordenando los términos de esta expresión, se obtiene la relación:

$$\ln[-\ln(1 - F)] = k[\ln(x) - \ln(c)]$$

Ecuación 5: Función de probabilidad acumulada de Weibull reordenada

En esta expresión, se conocen las parejas de valores (x_i, F_i) , y las incógnitas son los parámetros c y k . Una vez se tiene la Ecuación 5, se realiza un cambio de variable para obtener los parámetros c y k de Weibull. El cambio de variable realizado se puede ver en la Figura 5.

$$\begin{array}{l}
 p_i = \log(x_i) \\
 q_i = \log[-\log(1 - F_i)] \\
 u = k \\
 v = k \log(c) \\
 \Rightarrow q_i = p_i \cdot u - v
 \end{array}$$

Figura 5: Cambio de variable para ajuste de Weibull. Fuente: [13]

Se obtiene una ecuación lineal que puede aproximarse por mínimos cuadrados, en la cual la pendiente de la recta es el parámetro k de Weibull, y la ordenada en el origen es el parámetro c de Weibull [13].

Una vez conocidos los parámetros de la distribución de Weibull a la altura de medida de la estación de medida (10m), pueden interpolarse los valores de k y c para distintas alturas. Conociendo los parámetros a distintas alturas, puede obtenerse un histograma de velocidades del viento para cada altura estudiada, el cual se usará más tarde para obtener la generación eléctrica de cada modelo de aerogenerador.

2.1.2. PERFIL VERTICAL DEL VIENTO

Por norma general, el perfil de velocidades del viento no es constante y varía con la altura. Depende sobre todo de la topografía del terreno, la rugosidad y distintos obstáculos que puedan encontrarse sobre éste. La velocidad del viento es mínima cerca de la superficie terrestre al frenarse por fricción con el suelo, y aumenta con la altura hasta un punto en el que la topografía del suelo ya no influye en la velocidad, a unos 1.500-2.000 metros de altura, punto en el cual el viento solo variará por efecto de los cambios en las condiciones climáticas. Los bujes de los aerogeneradores se encuentran normalmente a unos 100 metros de altura, por lo que la velocidad del viento varía de forma considerable respecto a la que se mide a ras del suelo.

La velocidad del viento varía verticalmente de acuerdo con la Ley exponencial de Hellman, que sigue la expresión:

$$V_i = V_0 * \left(\frac{z_i}{z_0}\right)^\alpha$$

Ecuación 6: Ley exponencial de Hellman

Donde V_i es la velocidad a una altura determinada, V_0 es la velocidad del viento a ras de suelo, z_i y z_0 son las alturas correspondientes. El factor α es indicativo de la rugosidad del terreno, que puede obtenerse sustituyendo en la ecuación si se conocen todos los datos, u obteniendo z_0 de la Tabla 3. Por tanto, si se conoce la velocidad del viento a una altura determinada, y puede estimarse el factor α , puede conocerse la velocidad del viento a una altura h .

2. Análisis del recurso eólico

Para obtener el parámetro α , se emplea la siguiente expresión:

$$\alpha = \frac{\log \frac{V_1}{V_0}}{\log \frac{z_1}{z_0}}$$

Ecuación 7: Obtención del parámetro de rugosidad α

Aplicando la Ley de Hellman, es posible construir histogramas aproximados de frecuencias de velocidades a distintas alturas. Con esta información, se podrá elegir el aerogenerador más adecuado para el parque ya que es necesario tener en cuenta que las velocidades máximas del viento no deben ser excesivas para no dañar las palas. Estas velocidades límite las da el fabricante y dependen de cada aerogenerador.

En la Tabla 3 puede verse una relación de la longitud de rugosidad en función del tipo de terreno en el que se ubica un parque eólico.

Clase de rugosidad	Longitud de rugosidad z_0 (m)	Índice de energía (%)	Tipo de paisaje
0	0,0002	100	Superficie del agua.
0,5	0,0024	73	Terreno completamente abierto con superficie lisa (pista de hormigón, césped).
1	0,03	52	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos. Solo colinas suavemente redondeadas.
1,5	0,055	45	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 m de altura con una distancia aproximada de 1.250 m.
2	0,1	39	Terreno agrícola con algunas casas y setos resguardantes de 8 m de altura con una distancia aproximada de 500 m.
2,5	0,2	31	Terreno agrícola con muchas casas, arbustos y plantas, o setos resguardantes de 8 m de altura con una distancia aproximada de 250 m.
3	0,4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola con muchos o algunos setos resguardantes, bosques y terreno accidentado y muy desigual.
3,5	0,8	18	Ciudades más grandes con edificios altos.
4	1,6	13	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos.

Tabla 3: Clase y longitud de rugosidad. Fuente: [14]

En la zona en la que se ubica el parque de la Herrería, al ser una zona agrícola con colinas suaves, y no haber mucha vegetación, se ha tomado un $\alpha = 1,5$ y una longitud de rugosidad $z_0 = 0,055$ m.

Haciendo uso del Atlas Eólico [15], se ha obtenido que la velocidad media del viento a 100 metros de altura es de 7,25 m/s. Con la ecuación de Hellman, se puede obtener el perfil de velocidades aproximado del emplazamiento de La Herrería que se muestra en la Figura 6.

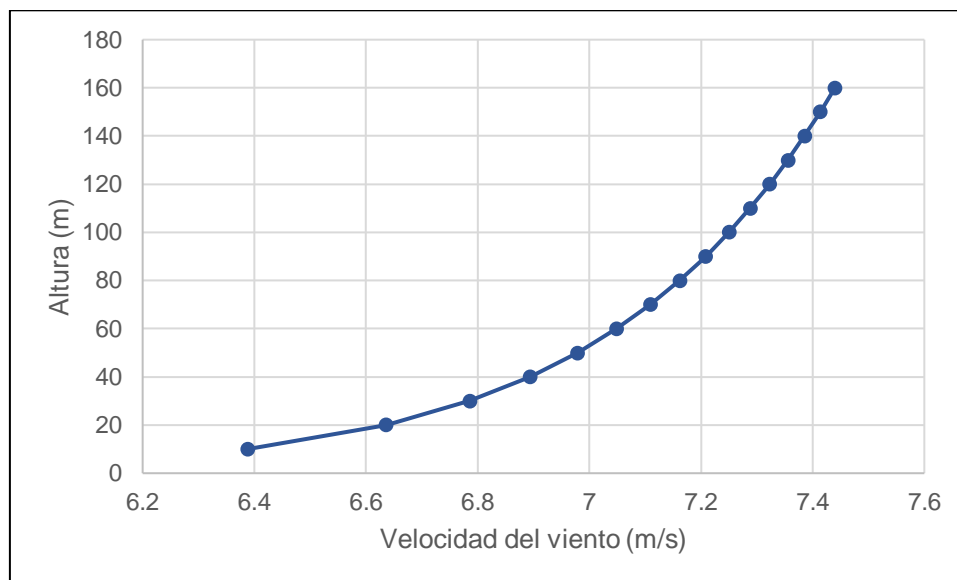


Figura 6: Perfil del viento a distintas alturas. Fuente: Elaboración propia

2.2. ROSA DE LOS VIENTOS

Como se ha comentado en apartados anteriores, la otra característica principal del viento además de la velocidad es la dirección del viento. La rosa de los vientos es una representación gráfica de las frecuencias direccionales del viento, que permite conocer las direcciones predominantes del viento en un emplazamiento. Conocer estos datos es importante pues influye en la orientación de los aerogeneradores, ya que, para conseguir la mayor potencia posible, deberán orientarse en la dirección predominante y de mayor intensidad de viento.

En este caso, haciendo uso de la base de datos se ha obtenido la Figura 6Figura 7 **Error! Reference source not found.** en la que se muestra la rosa de los vientos del emplazamiento del parque eólico. Está dividida en 16 sectores y se puede observar que el viento predominante proviene del este-noreste, y es un viento conocido como **Levante**. Esta dirección predominante debe tenerse en cuenta a la hora de colocar los aerogeneradores para sacar la mayor potencia posible, pero también para no crear turbulencias entre aerogeneradores (efecto estela o efecto parque). Los círculos concéntricos tienen probabilidades que van de 0 a 1 en función de la probabilidad de que el viento siga una dirección determinada.



Figura 7: Rosa de los Vientos en Tarifa. Fuente: Elaboración propia

2.3. FACTOR DE CAPACIDAD

Por último, es importante definir el concepto de factor de capacidad del aerogenerador. El factor de capacidad da una idea de la eficiencia de una instalación, por lo que cuanto mayor sea, más energía podrá producir un aerogenerador en un periodo determinado. Se define como la relación entre la energía producida durante un periodo, y la que podría haberse producido si la instalación hubiera trabajado a plena carga durante todo ese periodo (algo imposible dada la variabilidad del recurso eólico).

Gracias a la evolución de la tecnología, se está consiguiendo diseñar aerogeneradores con factores de capacidad cada vez más altos. En España, según datos de Red Eléctrica, la media de factores de capacidad eólicos está en torno al 25%. Como referencia, los aerogeneradores construidos después del año 2014 operan con factores del 42%.

Es por esto por lo que las empresas que construyen aerogeneradores están optando por hacer máquinas cada vez más altas y con palas más largas, porque este aumento en tamaño hace que la generación de energía sea más eficiente, y por tanto cobra sentido la opción de repotenciar parques eólicos. El aumento del factor de capacidad hace que pueda dependerse más de la eólica como fuente de energía renovable, y dejar de necesitar generación con combustibles fósiles para respaldar la red [16].

3. ANÁLISIS DE LA TECNOLOGÍA EMPLEADA EN EL PARQUE

Como se ha comentado en apartados anteriores, en el parque de la Herrería hay instalados 28 aerogeneradores del modelo Ecotecnia 80 1.6 (80 metros de diámetro y 1,67 MW de potencia nominal), obteniéndose una potencia nominal total de 46,76 MW. Estos aerogeneradores cuentan con menor potencia que los que se instalan y construyen en la actualidad, con un valor típico de unos 3 a 6 MW, por lo que, al estar llegando al final de su vida útil, resulta interesante la opción de repotenciar el parque.

3.1. MODELO DE AEROGENERADOR ACTUAL

El modelo de aerogenerador del parque de la Herrería es un modelo que ya no se construye. La ficha técnica del modelo de aerogenerador Ecotecnia 80 1.6 se puede ver a continuación y en el *ANEXO 1: FICHAS TÉCNICAS DE LOS AEROGENERADORES* [17]:

- **Potencia:** 1.670 kW.
- **Diámetro:** 80 metros.
- **Clase de viento:** IEC III-A.
- **Área de barrido:** 5027 m².
- **Número de palas:** 3.
- **Densidad de potencia:** 3,01 m²/kW.
- **Masa total:** 207 toneladas (góndola de 63 toneladas, torre de 126 toneladas y rotor de 18 toneladas).
- **Altura del buje:** 80 metros.
- **Velocidad mínima del viento:** 3 m/s.
- **Velocidad nominal del viento:** 12,5 m/s.
- **Velocidad del viento de corte:** 25 m/s.
- **Generador:** Tipo asíncrono con tensión de salida de 690V.
- **Modelo antiguo.**

Como se ha podido observar, la velocidad de corte del aerogenerador instalado es de 25 m/s. Al ser las velocidades máximas registradas en todo el periodo medido de 28 m/s, habrá momentos en los que haya que parar la máquina para no dañar sus componentes. Estas velocidades se dan en muy rara ocasión, pero deben tenerse en cuenta y, por tanto, se producirán pérdidas en la potencia extraída.

Se puede observar la curva de potencia del modelo actual instalado en el parque de la Herrería en la Figura 8. En la curva de potencia se representa la potencia eléctrica que produce el aerogenerador en función de la velocidad del viento que incida sobre él [17].

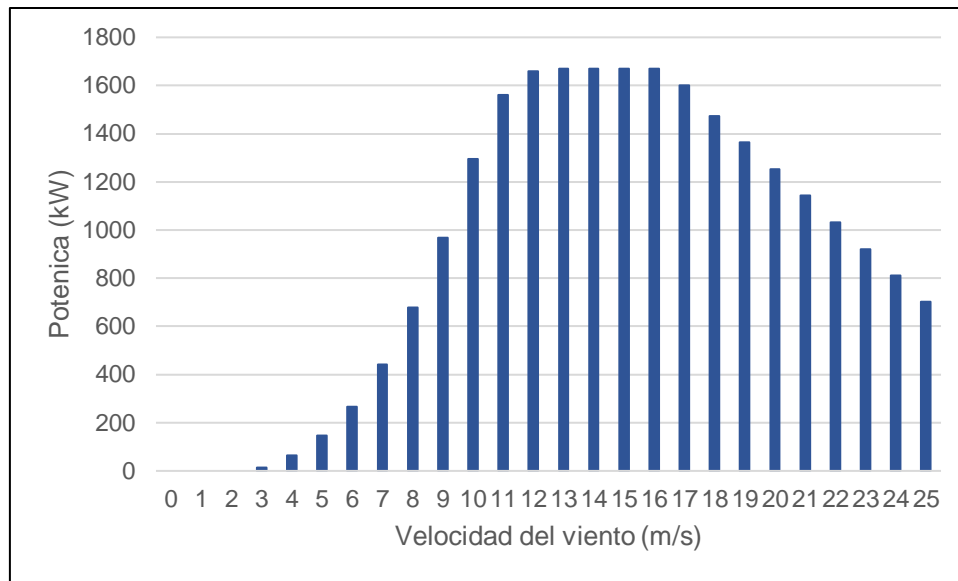


Figura 8: Curva de potencia del aerogenerador Ecotecnia 80 1.6

Fuente: Elaboración propia

3.2. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ACTUAL DEL PARQUE EÓLICO

Gracias a la curva de potencia del aerogenerador y el recurso eólico, se puede obtener una aproximación de la energía que produce anualmente cada máquina. Esta producción eléctrica anual se comparará con la producción de los nuevos modelos de aerogenerador que se barajan como opciones para repotenciar el parque.

Para ello, se han obtenido las frecuencias de velocidades del viento para la altura del aerogenerador (80 m) mediante la función de Weibull. Tras esto, se han calculado las horas al año en las que se da el viento a cada velocidad, multiplicando la frecuencia normalizada por las 8.760 horas que tiene un año. Con el dato de las horas y la curva de potencia se obtiene la producción energética anual. Además, se ha obtenido el coeficiente de potencia para cada valor de velocidad del viento incidente sobre el aerogenerador. Este valor está incluido en la curva de potencia.

Para obtener el coeficiente de potencia se procede de la siguiente manera:

- Se toman los valores de potencia de la curva de potencia en función de la velocidad, y se divide por el área total del rotor ($\pi \cdot R^2$). Se obtiene un valor de potencia por metro cuadrado.
- Se calcula la potencia ideal por unidad de área que podría extraerse del aerogenerador con la expresión de la Ecuación 1.

$$\frac{P}{A} = 0,5 * \rho * V^3$$

Finalmente, el coeficiente de potencia es el cociente de estos 2 valores. El coeficiente de potencia, las pérdidas mecánicas y eléctricas del aerogenerador ya vienen incluidas en la curva de potencia facilitada por el fabricante.

La producción de energía eléctrica del modelo actual se puede ver en la Tabla 4. Para obtener esta producción eléctrica, se han recalculado los parámetros c y k de Weibull para la altura del buje del aerogenerador (80 m). Para ello, se ha usado la metodología explicada en apartados anteriores.

Velocidad (m/s)	Potencia (kW)	Horas (h)	Potencia generada (kWh)	Coeficiente de potencia
0	0	0	0	0
1	0	318,485	0	0
2	0	597,042	0	0
3	15	812,778	12.191,676	0,180
4	64	950,290	60.818,568	0,325
5	146	1.005,835	146.851,837	0,379
6	267	986,711	263.451,781	0,401
7	443	908,457	402.446,330	0,420
8	678	790,928	536.249,378	0,430
9	967	654,340	632.746,425	0,431
10	1.296	516,122	668.893,735	0,421
11	1.560	389,065	606.941,411	0,381
12	1.660	280,791	466.113,627	0,312
13	1.670	194,279	324.445,153	0,247
14	1.670	129,005	215.437,683	0,198
15	1.670	82,279	137.406,718	0,161
16	1.670	50,441	84.235,989	0,132
17	1.600	29,739	47.581,633	0,106
18	1.474	16,870	24.866,112	0,082
19	1.364	9,211	12.564,387	0,065
20	1.253	4,843	6.068,302	0,051
21	1.143	2,452	2.803,180	0,040
22	1.032	1,196	1.234,759	0,031
23	921	0,562	518,043	0,025
24	810	0,255	206,436	0,019
25	702	0,111	78,144	0,015
TOTAL		8760	4.654.151,309	

Tabla 4: Producción energética anual del modelo Ecotecnia 80 1.6

Se observa que la producción anual bruta de energía de cada aerogenerador es de **4,654 GWh**. Esta producción no tiene en cuenta las pérdidas del parque eólico (por efecto parque, turbulencias, paradas, etc.).

Según la empresa Enerfín, del grupo Elecnor, el conjunto del parque eólico de la Herrería y el parque eólico de Pasada de Tejeda, situado muy cerca y con 6

aerogeneradores, produce unos 120 GWh anuales (en ambos parques está instalado el mismo modelo de aerogenerador) [18]. Esto son unos **3,53 GWh** por aerogenerador y teniendo en cuenta las pérdidas totales del parque eólico, es razonable la potencia bruta obtenida.

En base a esta producción de energía, puede estimarse el factor de carga de los aerogeneradores y el número de horas equivalentes que operan, una medida de la eficiencia del parque eólico.

3.2.1. FACTOR DE CARGA Y NÚMERO DE HORAS EQUIVALENTES

El número de horas equivalentes es un concepto que sirve para caracterizar la eficiencia de un parque eólico. El concepto de hora equivalente expresa el número de horas que un aerogenerador debe funcionar a su potencia nominal, para producir la cantidad de energía que produce en un año en promedio. Esto es, el cociente entre la energía total producida en el parque (en GWh/año), y la potencia nominal total del parque eólico (en GW).

$$N^{\circ} \text{ horas equivalentes (NHE)} = \frac{\text{Energía producida (GWh)}}{\text{Potencia instalada (GW)}}$$

Ecuación 8: Número de horas equivalentes

Por tanto, al ser la producción bruta estimada de energía actual de 130,312 GWh al año (4,654 GWh * 28 aerogeneradores), y tener instalada una potencia nominal de 46 MW (0,046 GW), el parque eólico de la Herrería opera con **2.832,87 horas equivalentes**. Para que un parque eólico se considere rentable en España, debe superar las 2.800 horas equivalentes de funcionamiento [19]. Se tomará este valor como referencia para decidir si un modelo de aerogenerador resulta rentable.

El factor de carga se define como el cociente entre las horas equivalentes de operación del parque eólico y el número total de horas que hay en un año (8760 h).

$$FC = \frac{NHE}{8760}$$

Ecuación 9: Factor de carga

Se obtiene por tanto un factor de carga actual del parque de **0,323**. Es un valor aceptable teniendo en cuenta el recurso eólico disponible, y servirá como referencia para posteriormente elegir un aerogenerador para la repotenciación. Por norma general, se intentará elegir un modelo de aerogenerador que funcione con un factor de carga más alto.

3.3. CLASIFICACIÓN DEL AEROGENERADOR

Antes de seleccionar el modelo de aerogenerador más adecuado para sustituir al modelo antiguo y repotenciar el parque, debe determinarse la clase de aerogenerador que más se adecúe al viento de la zona. Esta clasificación está disponible en la normativa IEC-614000, en la cual los aerogeneradores se clasifican en función de la velocidad del viento (de referencia y promedio), y la turbulencia del viento de la zona del parque. En la Tabla 5 puede verse esta clasificación:

Clase del viento	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50	42,5	37,5	Aerogenerador de clase especial
A I_{ref} (-)	0,16			
B I_{ref} (-)	0,14			
C I_{ref} (-)	0,12			

Tabla 5: Clase del aerogenerador. Fuente: [20]

En esta tabla, los términos son:

- V_{ref} : Velocidad relacionada con la velocidad media del emplazamiento.

$$V_{ref} = 5 * V_m$$

Ecuación 10: Velocidad de referencia

- **S**: Designación para aerogeneradores fuera de clase, para condiciones especiales de viento o de seguridad.

Las clases I, II y III dependen de la velocidad de referencia del viento a la altura del buje del aerogenerador, y se definen a continuación:

- **Clase I**: Aerogeneradores para emplazamientos con velocidades medias del viento entre 8,5 y 10 m/s, y como se puede ver en la Tabla 5, una velocidad de referencia de 42,5 hasta 50 m/s.
- **Clase II**: Aerogeneradores para emplazamientos con velocidades medias del viento entre 7,5 y 8,5 m/s, es decir, velocidades de referencia de 37,5 a 42,5 m/s.
- **Clase III**: Aerogeneradores para emplazamientos con velocidades medias menores a 7,5 m/s, con velocidades de referencia menores a 37,5 m/s.

“Cualquier aerogenerador puede operar en un emplazamiento de clase menor, pero nunca en uno mayor, es decir, un aerogenerador de clase I puede operar en un emplazamiento de clases I, II y III; pero un aerogenerador de clase III solo podrá operar en emplazamientos de clase III, nunca de clase I o II” [21].

En el caso del parque de la Herrería, se ha visto gracias al Atlas Eólico que la velocidad media a 100 m de altura en el emplazamiento es de 7,25 m/s, por lo que la velocidad de referencia es de 36,25 m/s, situándose en **Clase III**. Se ha escogido la velocidad a esta altura por ser la altura típica de un aerogenerador, pese a todavía no haber elegido un modelo en concreto. Con los datos de velocidades medias obtenidos del Atlas Eólico, el

3. Análisis de la tecnología empleada en el parque

límite está en un aerogenerador con altura de buje de 160 metros, en el cual se pasaría a un viento de Clase II.

La clase de turbulencia se define a partir de un término llamado intensidad de turbulencia I_{ref} . Este parámetro se calcula a través de la siguiente expresión:

$$I_{ambiente} = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}$$

Ecuación 11: Relación de la intensidad de turbulencia.

Siendo:

- $I_{ambiente}$: Intensidad de turbulencia, depende de la rugosidad del terreno y las condiciones ambiente.
- z : Altura del buje (en metros).
- z_0 : Rugosidad del terreno (en el caso de estudio es $z_0 = 0,055m$).

En función del valor de la intensidad de turbulencia, se definen las 3 clases:

- **Clase A:** Clase de aerogenerador para vientos con altas turbulencias.
- **Clase B:** Clase de aerogenerador para vientos con turbulencias medias.
- **Clase C:** Clase de aerogenerador para vientos con turbulencias bajas.

Esta caracterización de la turbulencia del viento es importante, ya que, a mayor turbulencia del viento, mayor carga de fatiga reciben los componentes del aerogenerador [22]. Puede hacerse una estimación de la intensidad de turbulencia conociendo las posibles alturas de los nuevos aerogeneradores. Se ha construido una tabla con las alturas típicas del buje para visualizar los valores de turbulencia y así hacerse una idea del tipo de aerogenerador que podría usarse en la repotenciación. Para el cálculo, se ha tenido en cuenta el valor de la longitud de rugosidad calculado anteriormente de $z_0 = 0,055$ para un $\alpha = 1,5$. Los valores de la intensidad de turbulencia se muestran en la Tabla 6.

Altura del buje (m)	Intensidad
60	0,142
70	0,14
80	0,138
90	0,135
100	0,133
110	0,131
120	0,13
130	0,128
140	0,127

Tabla 6: Intensidades de turbulencia a distintas alturas de buje del aerogenerador.

Fuente: Elaboración propia.

Se observa en la Tabla 6 que los valores obtenidos están en el límite entre la Clase A y la Clase B a la altura del buje del aerogenerador actual, por lo que, tomando la hipótesis más conservadora, se puede concluir que el viento del parque de la Herrería es de **Clase A**, muy turbulento. Al aumentar la altura, va disminuyendo la turbulencia, y a alturas de 100 m la turbulencia es de Clase B. No obstante, se han elegido aerogeneradores para vientos de Clase A al ser la hipótesis más restrictiva.

Finalmente, se concluye que la clasificación del viento del emplazamiento estudiado es de **Clase III-A**. Se observa que coincide la clase de viento obtenida con la clase de viento del aerogenerador instalado actualmente en el parque, el Ecotecnia 80 1.6.

3.4. MODELOS DE AEROGENERADOR CONSIDERADOS

Una vez conocido el recurso eólico del parque, y obtenida la clase del viento, se pueden analizar las distintas opciones de modelo de aerogenerador para repotenciar el parque.

Para elegir la máquina más adecuada, debe tenerse en cuenta que la clase del aerogenerador debe ser Clase III-A, y que debería tener entre 3-6 MW de potencia nominal para que tenga sentido la repotenciación del parque.

Es importante tener en cuenta la legislación actual en España en materia de repotenciación de parques eólicos. En el Real Decreto 661/2007 se señala que para no tener que hacer una nueva solicitud de acceso al gestor de la red de distribución eléctrica, se establece el límite de la repotenciación en un 40% más de la potencia instalada originalmente. Además, la instalación debe tener dispositivos que garanticen que la potencia evacuable no supere la potencia eléctrica autorizada anteriormente [23].

Teniendo todo esto en cuenta, puede plantearse una repotenciación del parque de la Herrería hasta los **64,4 MW** de potencia nominal instalada. Como se instalarían máquinas más potentes, el número total de aerogeneradores se reduciría en todos los casos pese a aumentar la potencia total del emplazamiento. No obstante, al instalar máquinas más potentes, la potencia evacuada será mayor y por tanto debe tenerse en cuenta que no puede superarse el límite autorizado. Dependiendo de la potencia que produzcan los nuevos aerogeneradores, podría alcanzarse este límite de potencia sin llegar al límite de potencia nominal instalada.

Se ha hecho una selección de algunos modelos de aerogenerador para estudiar la posibilidad de sustituir los modelos actuales. Esta selección se ha hecho en base a los siguientes criterios:

- El modelo debe ser válido para el tipo de viento obtenido en el apartado anterior, Clase III-A.
- Disponibilidad de datos técnicos (curvas de potencia).
- Los modelos se siguen construyendo en la actualidad, no son modelos antiguos.

3. Análisis de la tecnología empleada en el parque

Teniendo estos 3 factores en cuenta, los modelos seleccionados para la comparativa son:

- ENERCON E-138 EP3 E2 (4,26 MW, III-A).
- ENERCON E-160 EP5 E3 (5,56 MW, III-A).
- ENERCON E82 EP2 E4(3 MW, II-A).
- VESTAS V136 (3,45 MW, III-A).
- NORDEX N117 (3,6 MW, II-A).

Se recogen sus características principales en la Tabla 7:

Modelo de aerogenerador	E-138	E-160	E-82	V-136	N-117
Fabricante	ENERCON	ENERCON	ENERCON	VESTAS	NORDEX
Potencia Nominal (MW)	4,26	5,56	3	3,45	3,6
Nº de aerogeneradores	15	11	21	18	17
Diámetro del rotor (m)	138,25	160	82	136	117
Altura del buje (m)	81/100/110/ 131/160	100/120/160	59/69	82/112/132	91/106/141
Densidad de potencia (m ² /kW)	3,6	4,4	1,77	4,2	3
Tipo de generador	Síncrono	Síncrono	Síncrono	Síncrono	Asíncrono
Potencia nominal total (MW)	63,9	61,16	63	62,1	61,2

Tabla 7: Características de los aerogeneradores seleccionados

Las filas de “Nº de aerogeneradores” y “Potencia nominal total (MW)” se refieren al número de aerogeneradores que compondrían el parque eólico repotenciado en el caso de emplearse ese modelo de aerogenerador en concreto, y la potencia nominal total del parque eólico en ese caso.

3.4.1. AEROGENERADOR ENERCON E-138 EP3 E2

Este es un modelo de aerogenerador de la empresa Enercon. Tiene una potencia nominal de 4,26 MW y un diámetro de rotor de 138,5 m. Dispone de varias opciones de altura del buje, pero la única válida para vientos de Clase III-A es la de 160 m. Tiene una velocidad mínima de viento de 2,5 m/s, y una velocidad de parada de 28 m/s.

No está disponible la curva de potencia en el catálogo de Enercon para ninguno de los modelos, pero utilizando una herramienta web se ha podido obtener la curva, que se muestra en la Figura 9 [24].

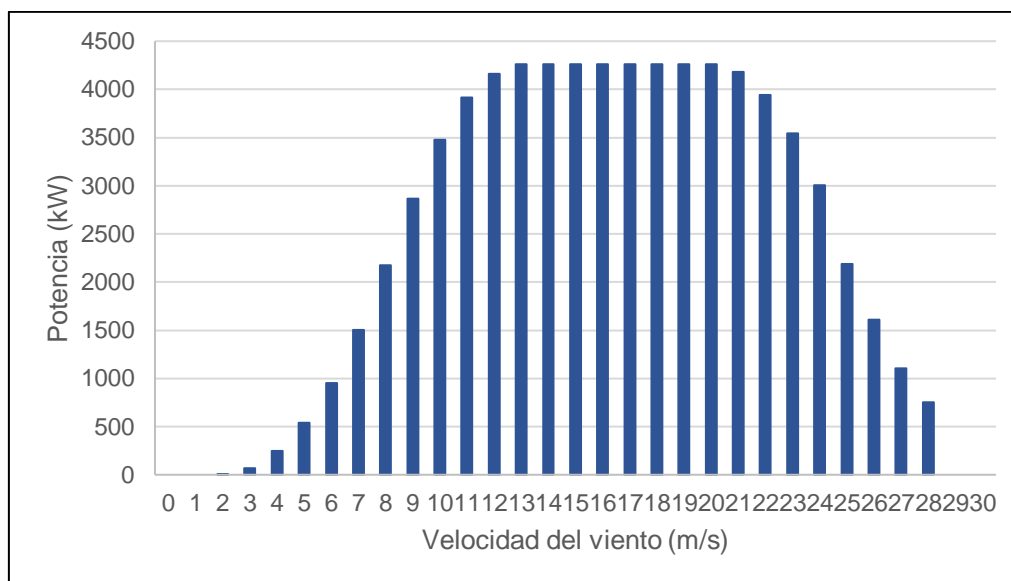


Figura 9: Curva de potencia aerogenerador Enercon E-138. Fuente: [24]

Usando los datos proporcionados por esta curva, podrá calcularse la potencia generada para la altura del buje disponible (160 m). Para ello, hay que recalculer los parámetros c y k de la distribución de Weibull para la altura del buje. Puede verse una comparativa de los valores obtenidos con los valores de referencia en la Tabla 8:

ENERCON E-138	Datos originales	Altura de buje
Altura (m)	10	160
Parámetro Weibull c	5,306	8,111
Parámetro Weibull k	1,9964	1,988

Tabla 8: Coeficientes de Weibull para altura del modelo Enercon E-138

Una vez obtenidos los parámetros de la distribución de Weibull para la nueva altura del buje, puede estimarse la producción eléctrica anual del modelo de aerogenerador Enercon E-138. Conocidos todos estos valores, la producción anual de energía del modelo Enercon E138 puede verse en la Tabla 9. Se ha obtenido una producción bruta de energía eléctrica de **15,496 GWh** anuales. El número de horas equivalentes de

3. Análisis de la tecnología empleada en el parque

funcionamiento de este modelo de aerogenerador será de 3.637,5 horas con un factor de carga de 0,41.

Curva de potencia Enercon E-138				
Velocidad (m/s)	Potencia (kW)	Horas	Potencia generada (kWh)	Coficiente de potencia
0	0	0	0	0
1	0	266,847	0	0
2	2	505,697	1.011,395	0,279
3	69	699,484	48.264,366	0,426
4	250	835,510	208.877,411	0,472
5	540	908,494	490.586,909	0,481
6	952	920,678	876.485,887	0,479
7	1.506	880,580	1.326.153,070	0,463
8	2.173	800,884	1.740.321,974	0,429
9	2.865	696,022	1.994.102,346	0,379
10	3.474	579,926	2.014.664,269	0,321
11	3.913	464,359	1.817.037,361	0,263
12	4.164	357,958	1.490.537,516	0,212
13	4.260	266,006	1.133.184,896	0,169
14	4.260	190,760	812.636,099	0,138
15	4.260	132,124	562.847,098	0,114
16	4.260	88,444	376.770,941	0,095
17	4.260	57,252	243.892,455	0,080
18	4.260	35,855	152.740,524	0,068
19	4.260	21,732	92.579,399	0,058
20	4.260	12,753	54.327,860	0,049
21	4.184	7,248	30.323,875	0,040
22	3.943	3,990	15.731,807	0,032
23	3.543	2,128	7.539,698	0,024
24	3.008	1,100	3.308,611	0,015
25	2.187	0,551	1.205,114	0,010
26	1.613	0,268	431,635	0,006
27	1.106	0,126	139,344	0,004
28	753	0,058	43,31	0
TOTAL		8.760	15.495.745,17	

Tabla 9: Producción energética anual del modelo Enercon E-138

3.4.2. AEROGENERADOR ENERCON E-160 EP5 E3

Este modelo de aerogenerador tiene una potencia nominal de 5,56 MW y un diámetro de rotor de 160 m, siendo el más potente de los seleccionados y el que mayor densidad de potencia tiene. Tiene una velocidad de arranque de 3 m/s y una velocidad de parada de 28 m/s, por lo que puede usarse en emplazamientos con velocidades altas de viento. Para este modelo también se ha obtenido la curva de potencia, mostrada en la Figura 10.

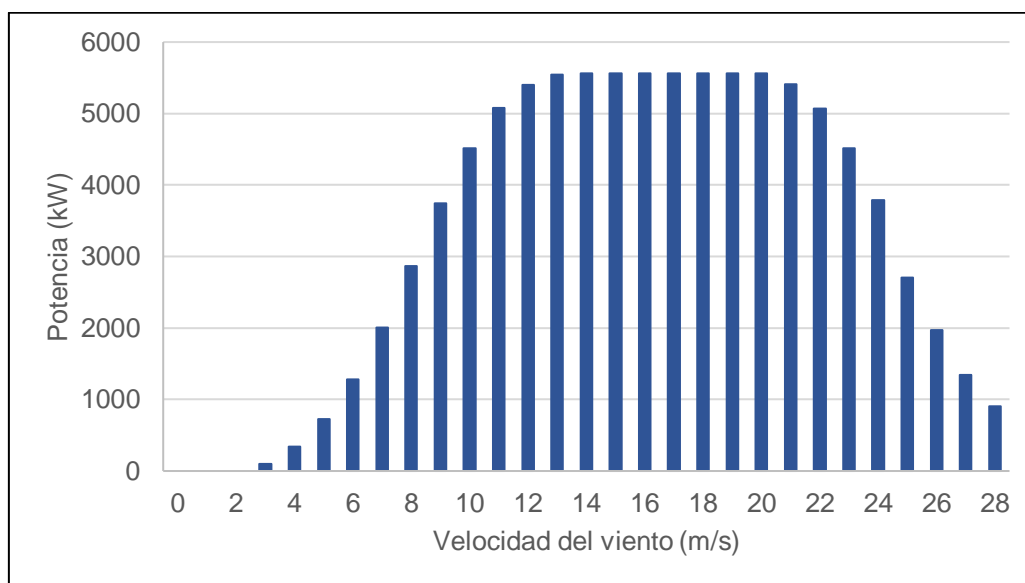


Figura 10: Curva de potencia Enercon E-160. Fuente: [24]

En este caso se tienen 3 alturas posibles (100, 120 y 160 m), para las cuales se han recalculado los parámetros de la distribución de Weibull, que se muestran en la Tabla 10.

ENERCON E-160	Datos originales	Altura de buje 1	Altura de buje 2	Altura de buje 3
Altura (m)	10	100	120	160
Parámetro Weibull c	5,306	7,619	7,815	8,111
Parámetro Weibull k	1,9964	1,996	1,989	1,988

Tabla 10: Parámetros de Weibull para alturas del modelo Enercon E-160

Con estos nuevos parámetros, se puede obtener la producción energética anual de este modelo de aerogenerador para las frecuencias de velocidades del emplazamiento. Se ha obtenido una producción para cada posible altura del buje. Se puede ver la producción para las distintas alturas (100, 120 y 160 m) en la Tabla 11.

3. Análisis de la tecnología empleada en el parque

Curva de potencia Enercon E160		Altura de buje 100 m		Altura de buje 120 m		Altura de buje 160 m	
Velocidad (m/s)	Potencia (kW)	Horas	Potencia generada (kWh)	Horas	Potencia generada (kWh)	Horas	Potencia generada (kWh)
<3	0	863,025	0	828,156	0	772,544	0
3	103	776,057	79.933,887	745,009	76.735,911	699,484	72.046,807
4	343	916,162	314.243,402	882,880	302.827,726	835,510	286.579,807
5	728	979,961	713.411,485	950,163	691.718,725	908,494	661.383,833
6	1.277	972,476	1.241.851,226	950,777	1.214.141,963	920,678	1.175.706,384
7	2.007	906,706	1.819.758,059	895,792	1.797.855,163	880,580	1.767.323,514
8	2.864	800,290	2.292.031,861	800,668	2.293.114,552	800,884	2.293.733,150
9	3.742	671,951	2.514.441,335	682,225	2.552.886,808	696,022	2.604.513,431
10	4.517	538,495	2.432.384,045	556,005	2.511.476,087	579,926	2.619.527,490
11	5.082	412,869	2.098.202,781	434,451	2.207.881,224	464,359	2.359.873,209
12	5.404	303,384	1.639.488,373	326,047	1.761.959,408	357,958	1.934.405,557
13	5.548	213,945	1.186.968,974	235,332	1.305.623,990	266,006	1.475.800,424
14	5.560	144,942	805.877,500	163,531	909.232,627	190,760	1.060.623,641
15	5.560	94,412	524.928,813	109,496	608.798,917	132,124	734.607,949
16	5.560	59,168	328.973,917	70,692	393.049,161	88,444	491.747,988
17	5.560	35,696	198.467,553	44,031	244.813,578	57,252	318.319,730
18	5.560	20,740	115.313,865	26,471	147.177,289	35,855	199.351,482
19	5.560	11,610	64.550,981	15,366	85.434,263	21,732	120.831,329
20	5.560	6,264	34.825,201	8,615	47.901,970	12,753	70.906,784
21	5.406	3,258	17.610,638	4,667	25.230,718	7,248	39.180,417
22	5.069	1,634	8.281,220	2,443	12.385,444	3,990	20.224,329
23	4.516	0,790	3.568,467	1,236	5.583,841	2,128	9.610,295
24	3.791	0,369	1.397,650	0,605	2.293,289	1,100	4.169,862
25	2.709	0,166	449,574	0,286	775,262	0,551	1.492,755
26	1.973	0,072	142,219	0,131	258,329	0,268	527,970
27	1.340	0,030	40,487	0,058	77,641	0,126	168,825
28	902	0,012	11,026	0,025	22,372	0,058	51,879
TOTAL		8.760	18.437.154,5	8.760	19.199.256,3	8.760	20.322.708,84

Tabla 11: Producción energética anual del modelo Enercon E-160

En resumen, la producción energética bruta del modelo Enercon E-160 para cada altura es de:

- **18,437 GWh** anuales con una altura de buje de **100 m**, funcionamiento de 3.316 horas equivalentes con un factor de carga de 0,37.
- **19,199 GWh** anuales con una altura de buje de **120 m**, funcionamiento de 3.453 horas equivalentes con un factor de carga de 0,39.
- **20,322 GWh** anuales con una altura de buje de **160 m**, funcionamiento de 3.655 horas equivalentes con un factor de carga de 0,41.

Como es de esperar, al ser el modelo con la mayor potencia nominal y mayor diámetro de palas, la producción de energía eléctrica es la mayor de todos los modelos considerados. De cara a la elección del nuevo modelo de aerogenerador, resultará especialmente interesante la opción con la altura del buje a 100 m, una altura similar a la del aerogenerador actual. La producción eléctrica bruta de cada aerogenerador casi se cuadruplicaría, y al ser un modelo con mucha potencia nominal, el número de aerogeneradores se reduciría a 11 en lugar de los 28 instalados actualmente.

3.4.3. AEROGENERADOR ENERCON E-82

Este es el último modelo seleccionado de la empresa Enercon, y tiene una potencia nominal de 3 MW. Este modelo en concreto está diseñado para vientos de Clase II-A, pero como el emplazamiento admite aerogeneradores para clases de viento superiores, se ha tenido en cuenta como opción para la repotenciación del parque eólico. Este aerogenerador cuenta con una velocidad de arranque de 3 m/s y una velocidad de parada de 25 m/s, y tiene 2 posibles alturas de buje (59 y 69 m). Al ser el de menor diámetro y menor potencia nominal, es también lógico que sea el que menor densidad de potencia tiene.

En la Figura 11 y la Tabla 12, pueden observarse la curva de potencia de este modelo de aerogenerador y los parámetros c y k de Weibull corregidos para las 2 opciones de altura del rotor.

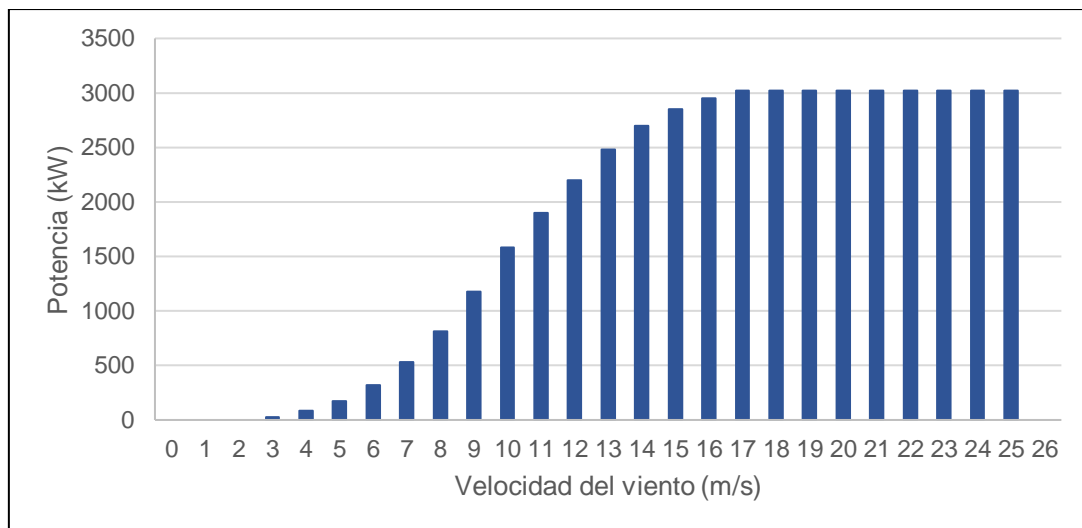


Figura 11: Curva de potencia Enercon E-82. Fuente: [25]

ENERCON E-82	Datos originales	Altura de buje 1	Altura de buje 2
Altura (m)	10	59	69
Parámetro Weibull c	5,306	7,092	7,262
Parámetro Weibull k	1,9964	1,990	1,991

Tabla 12: Parámetros de Weibull para alturas del modelo Enercon E-82

También se ha obtenido la producción energética anual de este modelo de aerogenerador y puede observarse el desglose de la producción anual para cada altura de buje en la Tabla 13.

Se ha obtenido una producción energética bruta para el modelo de aerogenerador Enercon E-82 de **5,474 GWh** para la altura de buje de 59 m, y **5,777 GWh** para la altura de buje de 69 m. En alturas más bajas, hay mayores frecuencias de velocidades medias,

y el aerogenerador con buje a 69 m es capaz de aprovechar un poco mejor esas velocidades, aunque la diferencia no es muy grande.

Este modelo de aerogenerador funcionaría durante 1.824,6 horas equivalentes con un factor de carga de 0,2 para una altura de 59 m, y 1.925,6 horas equivalentes con un factor de carga de 0,21 para una altura de buje de 69 m. Este modelo de aerogenerador, pese a ser más potente que el modelo actual, no produce mucha más energía eléctrica. Esto se debe a que su altura es un poco menor que la del aerogenerador actualmente instalado.

3. Análisis de la tecnología empleada en el parque

Curva de potencia Enercon E-82		Altura de buje 59 m		Altura de buje 69 m	
Velocidad (m/s)	Potencia (kW)	Horas	Potencia generada (kWh)	Horas	Potencia generada (kWh)
0	0	0	0	0	0
1	0	345,899	0	330,100	0
2	0	647,237	0	619,574	0
3	25	875,299	21.882,478	841,903	21.047,569
4	82	1012,516	83.026,344	980,276	80.382,668
5	174	1056,227	183.783,547	1031,135	179.417,488
6	321	1017,333	326.563,838	1003,239	322.039,763
7	532	916,203	487.419,932	914,298	486.406,388
8	815	777,350	633.540,642	786,390	640.907,801
9	1.180	624,390	736.779,702	641,463	756.925,889
10	1.580	476,384	752.687,373	497,893	786.671,611
11	1.900	346,067	657.526,723	368,612	700.362,504
12	2.200	239,790	527.537,943	260,758	573.667,588
13	2.480	158,693	393.558,057	176,493	437.701,571
14	2.700	100,414	271.118,579	114,417	308.927,033
15	2.850	60,801	173.282,732	71,105	202.648,338
16	2.950	35,253	103.996,553	42,388	125.043,408
17	3.020	19,584	59.143,165	24,252	73.242,425
18	3.020	10,428	31.493,542	13,324	40.239,949
19	3.020	5,325	16.081,442	7,032	21.237,305
20	3.020	2,608	7.876,982	3,566	10.770,426
21	3.020	1,226	3.702,122	1,739	5.250,271
22	3.020	0,553	1.669,957	0,815	2.460,669
23	3.020	0,239	723,132	0,367	1.109,023
24	3.020	0,100	300,657	0,159	480,758
25	3.020	0,040	120,043	0,066	200,485
26	0	0,015	0	0,027	0
27	0	0,006	0	0,010	0
TOTAL		8.760	5.473.815,48	8.760	5.777.140,93

Tabla 13: Producción energética anual del modelo Enercon E-82

3.4.4. AEROGENERADOR VESTAS V-136

Este modelo de aerogenerador es el único seleccionado de la empresa danesa Vestas, ya que es de los pocos que fabrican para la clase de viento que se da en el emplazamiento. Tiene una potencia nominal de 3,45 MW, unas velocidades de arranque y corte de 3 y 22 m/s y un diámetro del rotor de 136 m. La curva de potencia se puede ver en la Figura 12.

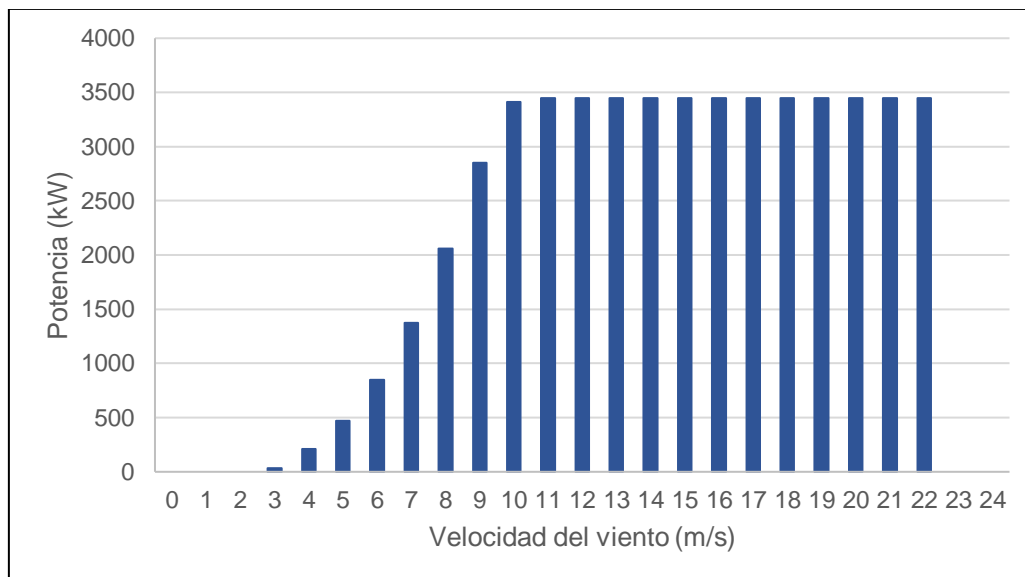


Figura 12: Curva de potencia modelo Vestas V136. Fuente: [26]

Este modelo viene con 3 posibles alturas de buje (82, 112 y 132 m de altura), para los cuales se han calculado los parámetros de la distribución de Weibull, mostrados en la Tabla 14.

VESTAS V-136	Datos originales	Altura de buje 1	Altura de buje 2	Altura de buje 3
Altura (m)	10	82	112	132
Parámetro Weibull c	5,306	7,424	7,746	7,917
Parámetro Weibull k	1,9964	1,986	1,987	1,988

Tabla 14: Parámetros de Weibull para alturas del modelo Vestas V-136

Se muestran los datos de la producción anual de energía de este modelo de aerogenerador en la Tabla 15, para cada una de las distintas alturas de buje disponibles en este caso.

3. Análisis de la tecnología empleada en el parque

En resumen, la producción energética anual bruta del modelo Vestas V-136 para cada altura del buje del aerogenerador es de:

- **12,158 GWh** anuales con una altura de buje de **82 m**, con 3.524 horas equivalentes de funcionamiento a un factor de carga de 0,4.
- **12,995 GWh** anuales con una altura de buje de **112 m**, con 3.609,7 horas equivalentes de funcionamiento a un factor de carga de 0,43.
- **13,423 GWh** anuales con una altura de buje de **132 m**, con 3.728,6 horas equivalentes de funcionamiento a un factor de carga de 0,44.

Curva de potencia Vestas V-136		Altura de buje 82 m		Altura de buje 112 m		Altura de buje 132 m	
Velocidad (m/s)	Potencia (kW)	Horas	Potencia generada (kWh)	Horas	Potencia generada (kWh)	Horas	Potencia generada (kWh)
1	0	318,485	0	292,408	0	279,946	0
2	0	597,042	0	551,277	0	529,156	0
3	34,5	812,778	28.040,855	756,613	26.103,146	729,044	25.152,019
4	211,8	950,290	201.271,448	894,266	189.405,552	866,139	183.448,308
5	472,6	1.005,835	475.357,385	959,497	453.458,205	935,384	442.062,379
6	850,7	986,711	839.394,870	956,794	813.944,679	940,106	799.748,526
7	1.377	908,457	1.250.944,912	897,948	1.236.473,778	890,449	1.226.148,825
8	2.058	790,928	1.627.730,414	799,112	1.644.572,661	800,853	1.648.155,158
9	2.854	654,340	1.867.485,313	677,644	1.933.995,521	687,258	1.961.433,083
10	3.414,6	516,122	1.762.349,188	549,388	1.875.941,971	564,620	1.927.949,925
11	3.450	389,065	1.342.274,274	426,852	1.472.640,927	445,140	1.535.733,481
12	3.450	280,791	968.730,129	318,393	1.098.456,954	337,372	1.163.933,017
13	3.450	194,279	670.260,945	228,309	787.667,233	246,137	849.172,705
14	3.450	129,005	445.065,873	157,549	543.542,333	173,044	597.002,731
15	3.450	82,279	283.864,179	104,713	361.259,397	117,331	404.792,332
16	3.450	50,441	174.020,457	67,077	231.417,068	76,778	264.885,572
17	3.450	29,739	102.597,896	41,437	142.956,849	48,515	167.377,257
18	3.450	16,870	58.200,873	24,696	85.202,101	29,616	102.175,864
19	3.450	9,211	31.779,424	14,206	49.011,955	17,473	60.281,464
20	3.450	4,843	16.708,414	7,890	27.221,088	9,966	34.383,292
21	3.450	2,452	8.461,041	4,232	14.601,099	5,497	18.965,466
22	3.450	1,196	4.127,830	2,193	7.565,724	2,933	10.119,046
23	0	0,562	0	1,098	0	1,514	0
24	0	0,255	0	0,531	0	0,756	0
25	0	0,111	0	0,248	0	0,366	0
TOTAL		8.760	12.158.665,72	8.760	12.995.438,2	8.760	13.422.920,5

Tabla 15: Producción energética anual del modelo Vestas V-136

3.4.5. AEROGENERADOR NORDEX N-117

El modelo N117 de la empresa Nordex tiene una potencia nominal de 3,6 MW y un diámetro de rotor de 117 m. Las velocidades de arranque y parada son de 3 y 25 m/s. Se ha obtenido la curva de potencia de este modelo, mostrada en la Figura 13.

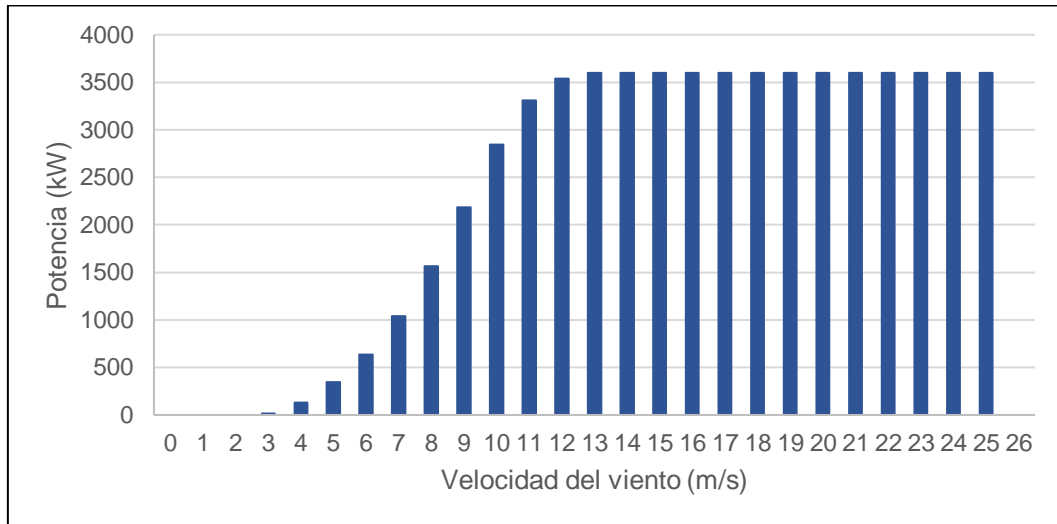


Figura 13: Curva de potencia modelo Nordex N-117. Fuente: [27]

Se han recalculado los parámetros de la distribución de Weibull para las 3 opciones de altura del buje de este modelo de aerogenerador (91, 106 y 141 m), y se muestran en la Tabla 16.

NORDEX N-117	Datos originales	Altura de buje 1	Altura de buje 2	Altura de buje 3
Altura (m)	10	91	106	141
Parámetro Weibull c	5,306	7,533	7,689	7,961
Parámetro Weibull k	1,9964	1,986	1,994	1,994

Tabla 16: Parámetros de Weibull para alturas del modelo Nordex N-117

Por último, se ha obtenido la producción energética anual para este modelo de aerogenerador, diferenciando para las 3 opciones de alturas disponibles para la clase de viento del emplazamiento, y se muestran los resultados en la Tabla 17.

Resumiendo, la producción anual bruta de energía eléctrica para el modelo de aerogenerador Nordex N-117 en función de las distintas opciones de altura del buje del aerogenerador son:

- **10,638 GWh** para una altura de 91 m, con 2.955 horas equivalentes a un factor de carga de 0,33.
- **11,041 GWh** para una altura de buje de 106 m, con 3.066,9 horas equivalentes y un factor de carga de 0,35.
- **11,739 GWh** para una altura de buje de 141 m, con 3.260,8 horas equivalentes y un factor de carga de 0,37.

Curva de potencia Nordex N-117		Altura de buje 91 m		Altura de buje 106 m		Altura de buje 141 m	
Velocidad (m/s)	Potencia (kW)	Horas	Potencia generada (kWh)	Horas	Potencia generada (kWh)	Horas	Potencia generada (kWh)
1	0	309,652	0	293,754	0	0	0
2	0	581,272	0	556,144	0	274,212	0
3	17	793,280	13.485,759	764,647	12.999,003	521,082	0
4	131	930,800	121.934,818	904,104	118.437,632	720,658	12.251,179
5	344	989,764	340.478,838	969,347	333.455,533	859,001	112.529,069
6	638	976,462	622.982,996	964,952	615.639,354	930,520	320.099,034
7	1.038	905,074	939.466,551	903,183	937.504,190	937,971	598.425,654
8	1.562	794,115	1.240.407,292	800,874	1.250.964,570	890,970	924.827,256
9	2.188	662,777	1.450.155,828	676,059	1.479.216,964	803,565	1.255.167,868
10	2.846	527,941	1.502.519,032	545,109	1.551.380,778	691,474	1.512.945,596
11	3.308	402,323	1.330.882,920	420,818	1.392.064,432	569,605	1.621.097,012
12	3.540	293,836	1.040.179,702	311,587	1.103.018,850	450,243	1.489.405,377
13	3.600	205,952	741.425,680	221,576	797.673,156	342,105	1.211.051,436
14	3.600	138,680	499.247,983	151,487	545.353,010	250,202	900.726,823
15	3.600	89,788	323.236,288	99,655	358.756,944	176,317	634.740,205
16	3.600	55,934	201.361,435	63,122	227.239,422	119,819	431.350,039
17	3.600	33,545	120.761,839	38,518	138.664,847	78,575	282.868,682
18	3.600	19,377	69.756,498	22,654	81.554,253	49,750	179.101,435
19	3.600	10,785	38.825,190	12,847	46.247,784	30,428	109.539,327
20	3.600	5,786	20.828,766	7,026	25.295,348	17,983	64.738,683
21	3.600	2,993	10.773,607	3,708	13.348,020	10,274	36.984,629
22	3.600	1,493	5.374,229	1,888	6.797,106	5,675	20.429,739
23	3.600	0,718	2.585,978	0,928	3.340,820	3,032	10.914,217
24	3.600	0,333	1.200,526	0,440	1.585,198	1,567	5.640,284
25	3.600	0,149	537,813	0,202	726,249	0,783	2.820,117
TOTAL		8.760	10.638.409,57	8760	11.041.263,46	8.760	11.739.018,12

Tabla 17: Producción energética anual del modelo Nordex N-117

4. ELECCIÓN DEL NUEVO MODELO DE AEROGENERADOR

Conocidas todas las producciones eléctricas anuales de los distintos modelos de aerogenerador considerados, a la hora de elegir cuál es el más adecuado es necesario seguir una serie de criterios adicionales. Principalmente, se siguen los siguientes criterios:

- **Producción energética y horas equivalentes de funcionamiento:** Estudiado en apartados anteriores. Además de ello, deben tenerse en cuenta otros factores ya que, si no, se escogería la opción que más potencia produce sin tener otros factores en cuenta. Debe tenerse en cuenta para la repotenciación que la red eléctrica sea capaz de aprovechar este aumento en la producción de energía. Al haber una subestación de 66 kV en la localidad de Facinas al lado del parque eólico, no debería haber ningún problema en este aspecto.
- **Inversión económica:** Por norma general, los aerogeneradores más potentes y altos son más costosos, si la diferencia en producción energética no es muy grande podría desecharse un aerogenerador que produzca mucha energía en favor de otro que produzca menos, pero sea más rentable.
- **Razones logísticas:** Puede darse el caso de que los accesos al parque eólico no permitan el transporte de las palas de los aerogeneradores con mayor diámetro.
- **Condiciones medioambientales:** Se debe tener en cuenta que cuanto más alto y mayor diámetro tiene un aerogenerador, mayor impacto tiene sobre el medio ambiente y la fauna.
- **Factor de carga:** Debe ser lo mayor posible. Tiene en cuenta las operaciones de mantenimiento, fallos en los aerogeneradores, irregularidades en el recurso eólico, ausencia de demanda energética que fuerce a parar la producción de energía, etc.
- **Grupo del generador eléctrico:** Hay 2 tipos de generadores, síncronos y asíncronos doblemente alimentados. Los generadores síncronos son menos comunes, más costosos y pueden estar desconectados de la red. Los asíncronos son más comunes en España. Son más simples, por lo que tienen un tamaño más pequeño y requieren menos mantenimiento, pero deben conectarse a la red eléctrica.

4.1. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA Y HORAS EQUIVALENTES

Como resumen del apartado anterior, se recogen las producciones eléctricas anuales brutas en la Figura 14, y las horas equivalentes de funcionamiento de cada modelo de aerogenerador en la Figura 15. Se comparan las producciones brutas de energía sin tener en cuenta las pérdidas del parque por los motivos expuestos anteriormente.

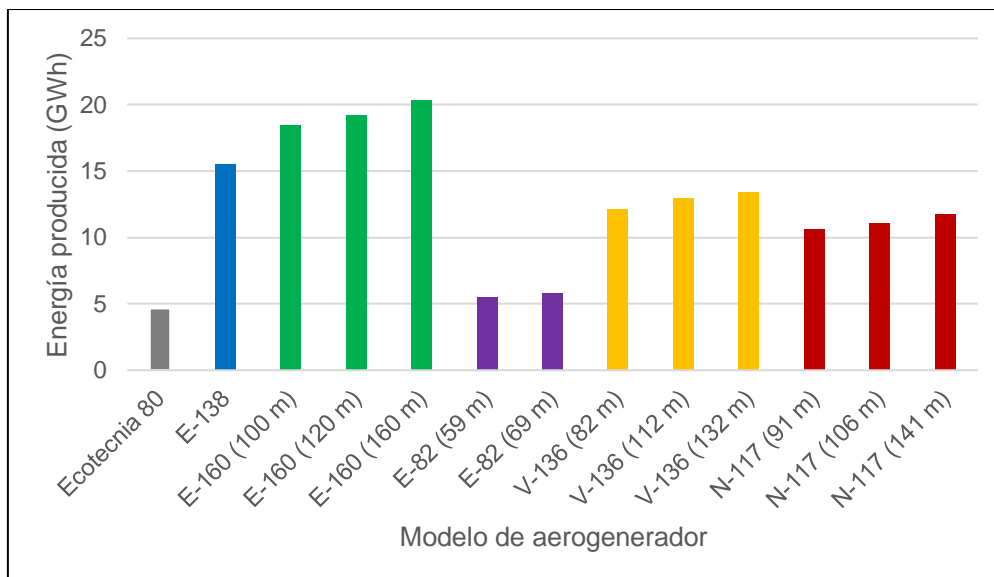


Figura 14: Producción energética anual de los aerogeneradores.

Fuente: Elaboración propia

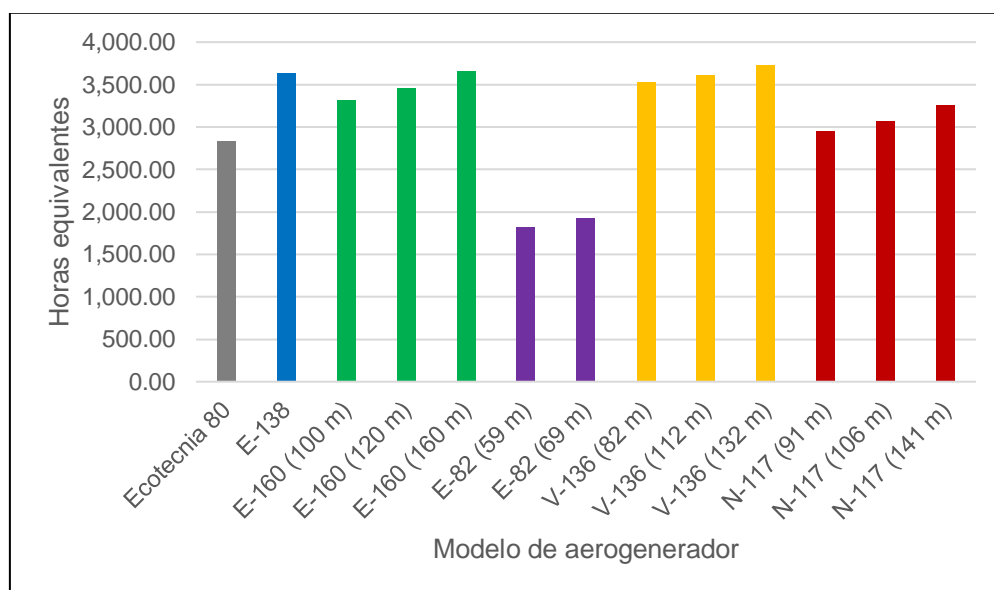


Figura 15: Horas equivalentes de funcionamiento. Fuente: Elaboración propia

4. Elección del nuevo modelo de aerogenerador

Conocidos estos datos, se pueden comparar los aerogeneradores considerados para el estudio en base a la energía eléctrica que producen anualmente y las horas equivalentes de funcionamiento.

El modelo Enercon E-82 tiene un número de horas equivalentes de funcionamiento mucho más bajo que el resto. No llega a las 2.800 horas equivalentes de referencia para que el parque eólico sea rentable, por lo que puede descartarse directamente la opción de usar este aerogenerador.

El resto de los modelos operarían más de 2.800 horas equivalentes, por lo que podrían considerarse para la repotenciación. Todos operan entre 3.000 y 3.700 horas equivalentes, por lo que se consideran muy rentables.

Observando la gráfica, los modelos Enercon son los que más energía eléctrica producen, lo cual es esperable al ser los modelos más potentes, altos y con mayor diámetro de todas las opciones; pero no son los de mayores horas equivalentes. El modelo E-138 produce menos cantidad de energía que el E-160 como es de esperar, por lo que, si hubiera que elegir entre estos 2 modelos, el Enercon E-160 sería la mejor opción en función de la producción eléctrica y horas equivalentes.

Por otra parte, el modelo Nordex N-117 en todas sus opciones de alturas de buje queda entre medias del E-82 y del V-136 en términos de la producción energética y horas equivalentes de funcionamiento, por lo que no será en ningún caso la mejor opción para repotenciar el parque.

Por último, el modelo Vestas V-136 destaca por tener las horas equivalentes de funcionamiento más altas de todas las opciones consideradas. La opción de menor altura de buje, y por tanto la más barata, produce más de 12 GWh de energía eléctrica anualmente y funciona más de 3.500 horas equivalentes. Esta opción tiene una altura muy similar a la del modelo de aerogenerador actual, por lo que resulta muy interesante. Pese a que el modelo de 82 m de altura de buje no es el que más energía eléctrica produce, al repotenciar el parque con este modelo se instalarían 18 máquinas y se obtendría una producción bruta del parque de 218,8 GWh, más del doble que la generación actual del parque. Esta producción tan alta se debe a que el número de horas de funcionamiento es muy grande.

Comparándolo con el modelo más potente que se ha considerado, el Enercon E-160 de 5,56 MW de potencia nominal con una altura de buje de 100 m, se instalarían 11 aerogeneradores y se obtendrían 202,8 GWh anuales. Por tanto, a falta de analizar la inversión económica y el impacto medioambiental, los modelos más interesantes son el Vestas V-136 con altura de buje de 82 m, muy similar a la altura del aerogenerador instalado actualmente en el parque eólico, pero con mayor área de barrido; y el Enercon E-160 con altura de buje de 100 m.

4.2. INVERSIÓN ECONÓMICA

Por norma general, los aerogeneradores aumentan su coste cuanto más altos y potentes son. Se ha hecho una estimación del coste de un aerogenerador en tierra según su altura y potencia de unos 744.000 €/MW para un modelo de 55 m de altura y de unos 980.000 €/MW para uno de 100 m [28]. Los modelos de aerogenerador considerados tienen alturas que van desde los 59 m hasta los 160 m, por lo que debido a esta variedad de alturas se ha supuesto una variación lineal del precio estimado. De esta forma podrá estimarse el precio en función de la altura y luego multiplicarlo por la potencia nominal del modelo de aerogenerador. En la Figura 16 se puede observar la tendencia lineal del precio en función de la altura del aerogenerador.

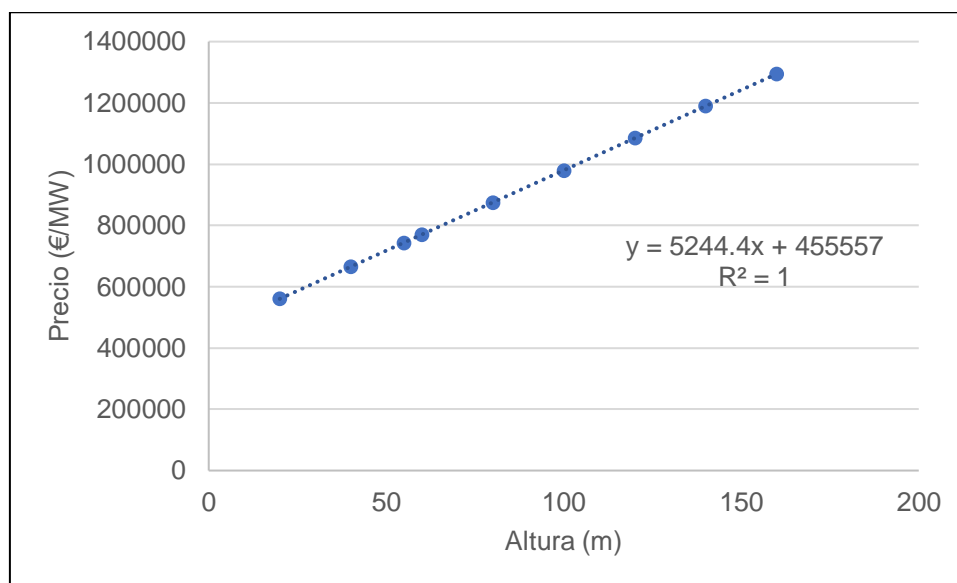


Figura 16: Tendencia del precio por MW según la altura del buje. Fuente: Elaboración propia

Además del precio base, hay que añadir en torno a un 10% de coste adicional a los aerogeneradores con generadores síncronos, al ser más caros que los asíncronos. Esto aplica a todos los modelos considerados excepto el N-117 que cuenta con un generador asíncrono. Teniendo estos precios en cuenta, se puede obtener una estimación de los costes de los modelos analizados anteriormente, que se muestran en la Tabla 18. Se muestra también una estimación del coste total de maquinaria si se repotenciase el parque eólico completamente con el modelo de aerogenerador en cuestión, para obtener una comparativa más aproximada de la diferencia de costes, ya que los costes unitarios son muy variables.

4. Elección del nuevo modelo de aerogenerador

Modelo	Altura del buje (m)	Potencia nominal (MW)	Coste por MW y altura (€/MW)	Coste unitario (€)	Coste total maquinaria (€)
Ecotecnia 80	80	1,6	875.109	1.400.175	39.204.883
E-138	160	4,26	1.424.127	6.066.781	91.001.715
E-160	100	5,56	1.078.000	5.993.680	65.930.480
	120	5,56	1.193.373	6.635.157	72.986.723
	160	5,56	1.424.127	7.918.147	87.099.613
E-82	59	3	841.474	2.524.423	53.012.878
	69	3	899.162	2.697.488	56.647.247
V-136	82	3,45	974.157	3.360.844	60.495.185
	112	3,45	1.147.222	3.957.919	71.242.534
	132	3,45	1.262.599	4.355.969	78.407.433
N-117	91	3,6	932.797	3.358.070	57.087.201
	106	3,6	1.011.463	3.641.268	61.901.560
	141	3,6	1.195.017	4.302.062	73.135.064

Tabla 18: Coste de cada modelo de aerogenerador

Observando los costes unitarios por máquina y habiendo descartado ya los modelos Enercon E-82 y Nordex N-117, la opción de menor coste unitario sería emplear el modelo de aerogenerador Vestas V-136 con una altura del buje de 82 o 112 m. Otra opción sería emplear el modelo Enercon E-160 con altura de buje de 100 m, pero al ser una máquina de 5,56 MW, el precio es mucho mayor (por encima de 2M € más por máquina).

También puede descartarse el modelo E-138, ya que, al tener una altura de buje tan alta, su coste unitario es mayor que el del modelo E-160. Por tanto, entre los 2 modelos Enercon, el E-160 es más rentable en todos los aspectos analizados.

Si se usara el modelo V-136, el parque contaría con 18 aerogeneradores, con un coste total de maquinaria de 60,49M €. Por otro lado, si se eligiera el modelo E-160, el parque contaría con tan solo 11 aerogeneradores con un coste de 65,93M €.

Por tanto, se concluye que los modelos elegidos para efectuar la repotenciación del parque eólico de La Herrería son el **Vestas V-136** y el **Enercon E-160**. Más tarde, en el *Apartado 5. SIMULACIÓN CON EL SOFTWARE WASP*, se comparará la producción real de los aerogeneradores y se determinará el modelo más adecuado. Se puede consultar la ficha técnica de los aerogeneradores en el *ANEXO 1: FICHAS TÉCNICAS DE LOS AEROGENERADORES*.

4.3. LOGÍSTICA E IMPACTO AMBIENTAL

Otro de los aspectos a tener en cuenta para elegir el nuevo modelo de aerogenerador es el transporte de los componentes de éste al emplazamiento del parque y el montaje. Cuanto mayor diámetro de rotor y altura tenga el aerogenerador, más difícil y costoso será su transporte y montaje.

El aerogenerador Vestas tiene una altura de buje similar a la del Ecotecnia 80 y mayor diámetro de rotor. La torre, al transportarse por partes y montarse en el propio emplazamiento no supondrá un problema. Por otro lado, las aspas del V-136 y del Enercon E-160 son más largas que las del aerogenerador actual, pero como el parque eólico está situado en la Carretera Nacional N-340, no debería haber problemas logísticos en cuanto al transporte de los componentes del nuevo aerogenerador

En cuanto al impacto medioambiental, cuanto más alto sea el aerogenerador y mayor diámetro de rotor tenga, mayor será el impacto en la fauna de la zona. Los modelos considerados tienen un diámetro de rotor mucho mayor que el aerogenerador actual, por lo que se acepta que el impacto medioambiental será mayor. También debe tenerse en cuenta que se reducirá el número de máquinas instaladas por lo que el impacto visual del parque eólico no será tan grande.

4.4. GENERADOR ELÉCTRICO

Pese a haber elegido ya los posibles modelos de aerogenerador para repotenciar el parque eólico, se van a hacer algunos comentarios sobre los generadores eléctricos de los aerogeneradores. La principal diferencia entre ellos es que los generadores síncronos son más costosos que los asíncronos. Como se ha comentado en apartados anteriores, los modelos de aerogenerador considerados tienen casi todos generadores síncronos (Enercon E-138, Enercon E-160, Enercon E-82, Vestas V-136). De los modelos considerados, solo el modelo Nordex N-117 dispone de generador asíncrono. Se ha tenido en cuenta la diferencia de precio a la hora de determinar el coste unitario de cada aerogenerador aplicando un aumento del 10% en el precio total del aerogenerador si éste dispone de generador síncrono. Pese a esta diferencia de precio, el modelo Nordex N-117 se ha descartado directamente por producir considerablemente menos cantidad de energía al año que el resto de los modelos considerados. Por esto, no ha influido en gran medida el tipo de generador a la hora de elegir los modelos más adecuados para el proyecto de repotenciación.

4.4.1. GENERADOR ASÍNCRONO

En España el generador más típico que está instalado en el 75% de los aerogeneradores, es el generador asíncrono doblemente alimentado de velocidad variable, también conocido como DFIG.

Es un motor trifásico con una velocidad de sincronismo que depende del número de polos de la máquina y la frecuencia de la red (en España es de 50 Hz). Este tipo de generadores tienen como principal característica el uso de la corriente de la red para generar su campo magnético. Inyectan electricidad a la red cuando el par que actúa sobre el eje es motor, y hace aumentar la velocidad de rotación por encima de la velocidad de sincronismo [12].

Este tipo de generador necesita estar conectado a la red para operar, lo cual es una desventaja. Para combatir este problema, puede instalarse una batería de condensadores y así hacer que el generador asíncrono funcione aislado de la red. Los generadores asíncronos son más simples y robustos que los síncronos, y requieren menos mantenimiento. No necesitan regulación de tensión ya que viene impuesta por la red externa, esto hace que los aerogeneradores equipados con generadores asíncronos tengan un funcionamiento más flexible.

4.4.2. GENERADOR SÍNCRONO

En el generador síncrono, también conocido como alternador, el rotor consiste en un electroimán de corriente continua o imanes permanentes. La velocidad de rotación del rotor es directamente proporcional a la frecuencia de la tensión inducida en el estator [12].

Para hacer que funcione con velocidad de rotación variable, se coloca un convertidor de frecuencia entre el alternador del generador y la red. Este dispositivo convierte la corriente variable que sale del generador en corriente continua, y luego con un inversor se reconvierte la corriente continua en alterna a la frecuencia de la red. Gracias al convertidor, cuando aumenta la velocidad del viento, el rotor acelera y acumula energía cinética; y cuando la velocidad del viento disminuye, el rotor cede esta energía a medida que se va frenando.

La principal ventaja de estos generadores es que no necesitan un transformador, pueden conectarse directamente a una red de alta tensión.

5. SIMULACIÓN CON EL SOFTWARE WASP

Una vez analizada la producción anual bruta del parque eólico, se han realizado simulaciones para obtener una producción energética más ajustada a la realidad y concretar las nuevas posiciones de los aerogeneradores del parque eólico.

Para ello, se ha utilizado el programa WASP, desarrollado por la Dutch Technical University (DTU) Wind Energy. Este programa permite analizar y modelar los datos del viento teniendo en cuenta la orografía y rugosidad del terreno. Conocidas las posiciones de las turbinas y las características de cada una según el modelo, el programa calcula la interacción del recurso eólico con las turbinas usando modelos fluidodinámicos para obtener la producción neta de energía del parque eólico. Con este programa, se obtienen nuevos valores más ajustados de la energía generada anualmente por los aerogeneradores, afinando más la producción energética anual total del parque eólico y finalmente obteniendo la energía vertida a la red eléctrica aplicando una serie de rendimientos aproximados a la generación eléctrica.

El entorno de trabajo del programa WASP se subdivide en varias capas dependientes unas de otras. Estas capas son principalmente cuatro: la capa del mapa de la zona del parque eólico; un archivo en el cual se almacenan los datos del viento empleados en la elección del modelo de turbina eólica para repotenciar el parque; una capa que contiene los datos de las posiciones de los aerogeneradores y el modelo de aerogenerador empleado; y una capa llamada Resource Grid con la cual se obtiene la producción neta del parque eólico. Se puede observar una captura del entorno de trabajo con el cual se han realizado las simulaciones en la Figura 17.

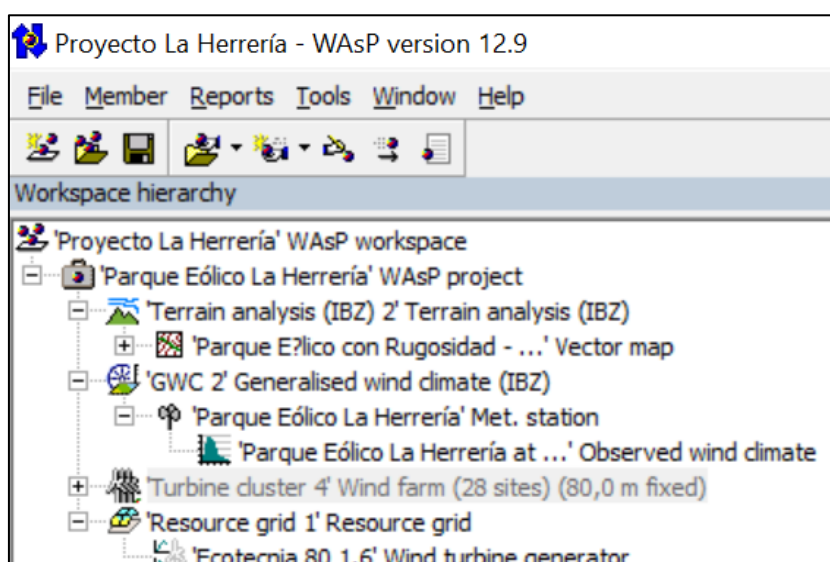


Figura 17: Entorno de trabajo del programa WASP

Para realizar las simulaciones, se comparará la producción de energía anual del parque eólico empleando el modelo **Vestas V-136** y el modelo **Enercon E-160**. Posteriormente, se elegirá el modelo más adecuado atendiendo a la producción anual de energía, y también a la viabilidad y rentabilidad del proyecto en cada caso.

5.1. CAPA DE TERRAIN ANALYSIS

Primeramente, es necesario obtener los mapas de alturas y rugosidad del emplazamiento del parque. Para ello, se ha hecho uso de la herramienta web del Instituto Geográfico Nacional (IGN), con la cual se han obtenido los mapas Ráster de escala 1:25.000. El emplazamiento del parque abarca 4 de estos mapas ya que se encuentra justo en el medio (mapas MTN 1077-1, MTN 1077-2, MTN 1077-3 y MTN 1077-4). Estos mapas contienen la información de rugosidad y orografía que luego empleará el programa WAsP para hacer la simulación del parque eólico. Es importante también que desde la estación de medida a los extremos del mapa haya por lo menos una distancia de 3,5 km para que el programa sea capaz de calcular el índice RIX, del cual se hablará más tarde.

Una vez obtenidos los mapas, haciendo uso del programa Global Mapper se han podido juntar y exportarlos a un formato con el que el programa WAsP pueda trabajar. En la Figura 18 puede observarse el mapa de la zona del parque eólico obtenido con el programa Global Mapper. En él se observa la elevación del terreno desde el nivel del mar, y contiene los datos de la rugosidad que después utilizará el programa para obtener la producción anual de energía.

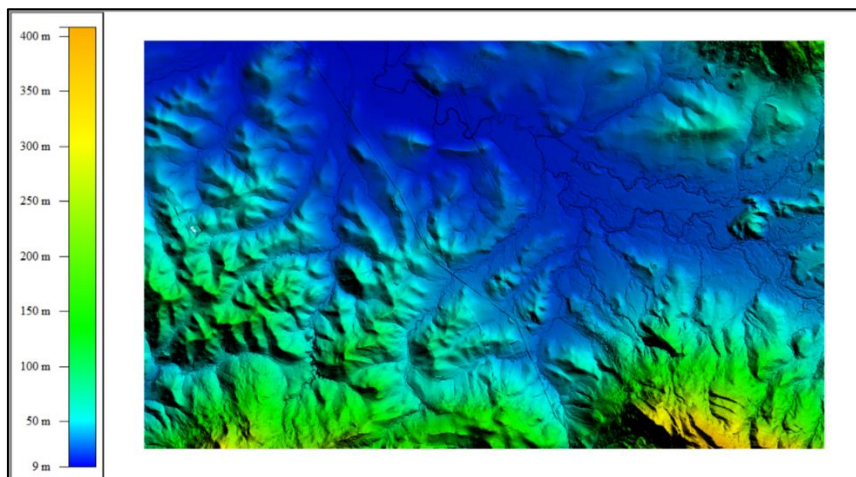


Figura 18: Mapa obtenido del emplazamiento del parque eólico. Fuente: Elaboración propia

Una vez se ha obtenido el mapa de la orografía y rugosidad del terreno, el mismo programa Global Mapper tiene una función para exportar el mapa a formato .map, que es el que usa el programa WAsP para generar sus mapas. Puede observarse el mapa exportado al formato compatible con WAsP en la Figura 19. El mapa obtenido tiene formato de mapa vectorial, y tiene asociados los datos de altura y rugosidad del terreno, junto con la geolocalización del emplazamiento.

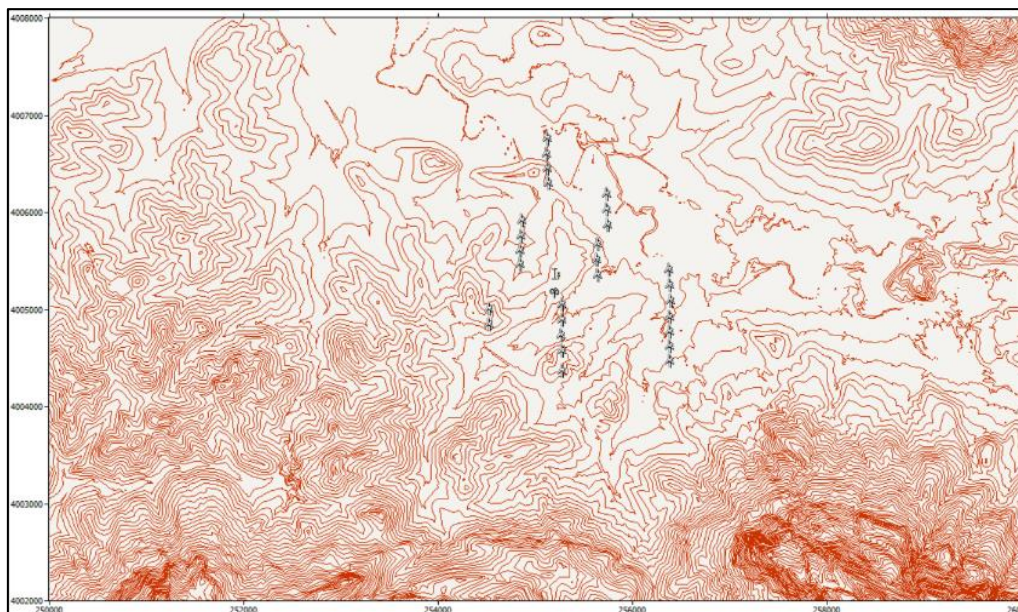


Figura 19: Mapa del terreno en el programa WAsP. Fuente: Elaboración propia

En el mapa de la Figura 19 se muestran también las posiciones actuales de los aerogeneradores instalados en el parque eólico. Para obtener estas posiciones, se ha hecho uso de Google Maps Pro y un conversor a coordenadas UTM. Se elaboró una lista en un documento de texto (.txt) y se importaron las localizaciones al programa WAsP. En la Tabla 19 se muestran las coordenadas de los aerogeneradores Ecotecnia 80 1.6 instalados, que más tarde se usarán para determinar las nuevas posiciones de los aerogeneradores para la repotenciación del parque. Se tendrá que dejar más espacio entre máquinas para reducir las pérdidas por estelas, ya que el diámetro del rotor de ambos modelos considerados es mayor que el del modelo actual.

Para determinar estas nuevas posiciones, se tienen en cuenta las zonas con mayor recurso eólico dentro de los límites del parque eólico. Sabiendo por dónde discurren los caminos y las posiciones actuales de los aerogeneradores, pueden aproximarse las localizaciones para las máquinas nuevas empleadas en la repotenciación. Se hicieron varias pruebas para determinar las mejores disposiciones para los nuevos aerogeneradores, tanto en el caso de emplear el modelo Vestas como el de Enercon. En ambos casos se buscó maximizar la producción de energía anual a la vez que se minimizaban las pérdidas por estelas.

Nº de Turbina	UTMX (m)	UTMY (m)	Altura (m)
001	255.288,15	4.004.316,07	80
002	255.283,27	4.004.517,79	80
003	255.279,57	4.004.678,09	80
004	255.282,00	4.004.842,41	80
005	255.284,91	4.004.999,65	80
006	255.653,81	4.005.297,41	80
007	255.645,61	4.005.462,33	80
008	255.648,45	4.005.620,57	80
009	255.751,16	4.005.811,54	80
010	255.743,93	4.005.973,57	80
011	255.744,65	4.006.131,99	80
012	256.386,14	4.005.356,76	80
013	256.397,71	4.005.198,59	80
014	256.402,73	4.005.035,30	80
015	256.393,03	4.004.864,31	80
016	256.394,95	4.004.719,64	80
017	256.394,63	4.004.563,71	80
018	256.395,60	4.004.420,00	80
019	254.536,84	4.004.791,19	80
020	254.532,17	4.004.951,04	80
021	254.856,90	4.005.414,88	80
022	254.854,43	4.005.555,42	80
023	254.868,49	4.005.697,55	80
024	254.872,18	4.005.857,61	80
025	255.142,52	4.006.243,77	80
026	255.132,61	4.006.396,04	80
027	255.130,12	4.006.549,47	80
028	255.134,48	4.006.707,06	80

Tabla 19: Posiciones actuales de los aerogeneradores

5.2. CAPA GENERALIZED WIND CLIMATE

En esta capa se introducen 2 archivos distintos, uno de ellos es la localización de la estación de medida del parque eólico (UTMX: 255.220 m; UTM Y: 4.005.096 m), y otro archivo es el Observed Wind Climate, el cual contiene todos los datos del viento empleados en las simulaciones. Se trata de la misma base de datos que se usó para determinar las producciones energéticas brutas y así elegir el modelo de aerogenerador a emplear en la repotenciación del parque eólico. Se ha obtenido una simulación de la velocidad media a varias alturas, la distribución de Weibull y la rosa de los vientos, que tiene una forma parecida a la obtenida anteriormente. Se ve que los resultados son parecidos a los resultados obtenidos con la base de datos en Excel empleada en el *Apartado 2. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO*, por los resultados obtenidos en estas primeras aproximaciones pueden considerarse acertados.

En la Figura 20 puede observarse un pantallazo de los resultados obtenidos en una simulación para la capa Generalized Wind Climate.

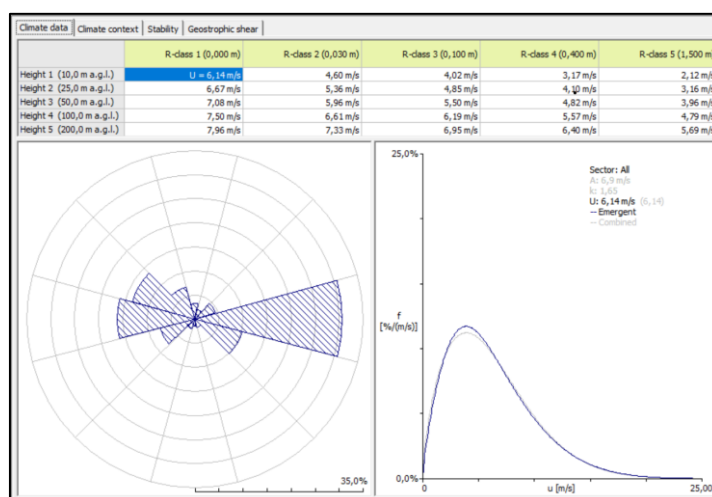


Figura 20: Capa Generalized Wind Climate

5.2.1. SUBCAPA OBSERVED WIND CLIMATE

Al introducir esta capa, se obtiene una distribución de la velocidad del viento dividida por sectores en el entorno de la estación de medida del parque eólico. En este gráfico, se puede observar que hay una clara predominancia de frecuencias en el sector 4 (entre 60 y 90° en la rosa de los vientos). En esta dirección será en la que se coloquen los aerogeneradores, ya que será la que mayor factor de aprovechamiento energético se obtenga, la que mayor velocidad media tiene (8,7 m/s), mayor densidad de potencia (652 W/m²) y en la cual los factores c y k de Weibull son mayores.

En la Figura 21 puede observarse la captura de pantalla de esta subcapa obtenida en la simulación.

Sector		Wind climate					Power (at 1,225 kg/m ³)		Quality
number	angle [°]	frequency [%]	Weibull-A [m/s]	Weibull-k	mean speed [m/s]	power density [W/m ²]	Speed discrepancy [%]		
1	0	2,6	3,9	2,06	3,48	48	0,601%		
2	30	2,0	3,6	1,54	3,24	55	-0,949%		
3	60	4,6	5,3	1,95	4,72	126	0,236%		
4	90	36,8	9,8	2,42	8,70	652	-0,680%		
5	120	4,0	4,9	1,94	4,39	102	-1,897%		
6	150	1,3	3,9	2,15	3,42	44	1,825%		
7	180	1,4	4,5	1,87	3,96	78	1,790%		
8	210	2,3	5,8	1,49	5,20	236	-2,175%		
9	240	8,3	6,6	1,83	5,87	260	-3,650%		
10	270	17,7	6,5	2,22	5,78	205	-2,666%		
11	300	13,0	5,8	2,18	5,11	144	-1,526%		
12	330	5,8	5,0	2,29	4,40	88	0,579%		
All (emergent)					6,41	341			
Source data					n/a	n/a			

Figura 21: Subcapa Observed Wind Climate

5.3. CAPA WIND TURBINE CLUSTER

5.3.1. AEROGENERADOR VESTAS V-136

La capa de turbinas eólicas del modelo Vestas V-136 (altura de buje de 82 m) se ha obtenido de manera similar a la capa de turbinas original. Como es necesario dejar una mayor separación entre aerogeneradores, se ha probado con distintas configuraciones hasta obtener la que de mayor producción de energía. Finalmente, la configuración que mayor producción energética arroja es la que se muestra en la Figura 22. Los círculos que se ven rodeando a los aerogeneradores representan 2 diámetros de rotor, por lo que se puede ver que se cumple en casi todos los aerogeneradores.

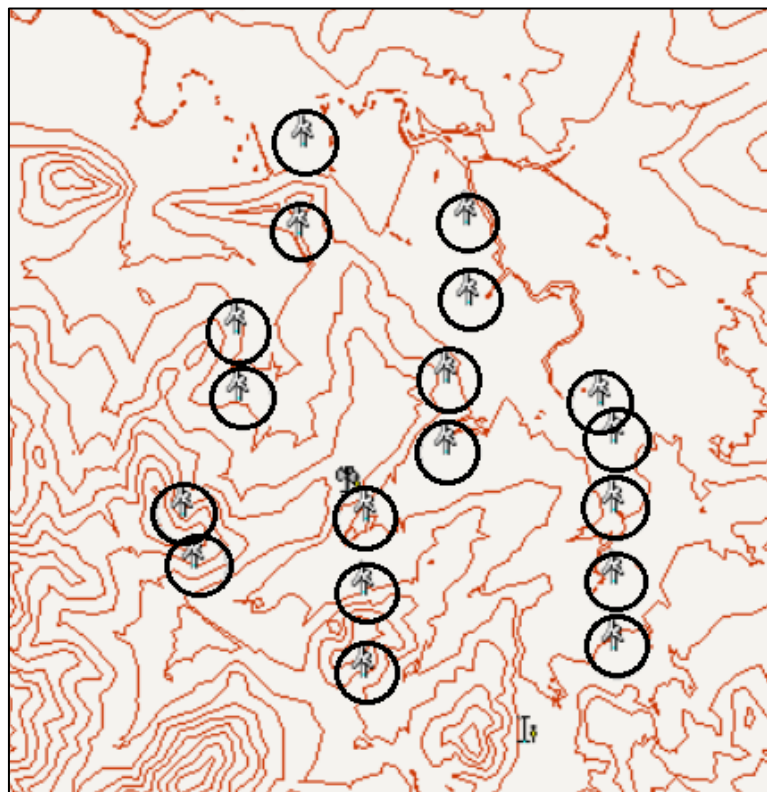


Figura 22: Nueva disposición del parque eólico con modelo Vestas V-136

En la Tabla 20, se muestran las nuevas posiciones en coordenadas UTM de los aerogeneradores Vestas V-136 empleados en la repotenciación del parque eólico. Se puede ver también en el mapa la ubicación de la estación anemométrica del parque eólico, desde donde se ha considerado que se han tomado las medidas del viento. La ubicación de esta estación de medida se ha obtenido de la página TheWindPower, donde se obtuvo la ubicación exacta del parque eólico [9].

Nº de Turbina	UTMX (m)	UTMY (m)	Altura (m)
001	255.283	4.004.304	82
002	255.281	4.004.667	82
003	255.287	4.004.995	82
004	255.651	4.005.295	82
005	255.650	4.005.615	82
006	255.748	4.005.970	82
007	255.736	4.006.323	82
008	256.334	4.005.513	82
009	256.397	4.005.348	82
010	256.397	4.005.039	82
011	256.397	4.004.715	82
012	256.399	4.004.420	82
013	254.525	4.004.785	82
014	254.473	4.005.022	82
015	254.725	4.005.536	82
016	254.709	4.005.838	82
017	254.989	4.006.281	82
018	255.010	4.006.679	82

Tabla 20: Posiciones de los nuevos aerogeneradores Vestas V-136

5.3.2. AEROGENERADOR ENERCON E-160

La capa de turbinas Enercon E-160 se ha realizado de igual manera a la del modelo Vestas V-136, probando distintas configuraciones hasta hallar la que produzca más energía y tenga menores pérdidas. La configuración final se muestra en la Figura 23, en la cual los círculos que rodean a los aerogeneradores representan 2,5 diámetros de rotor.

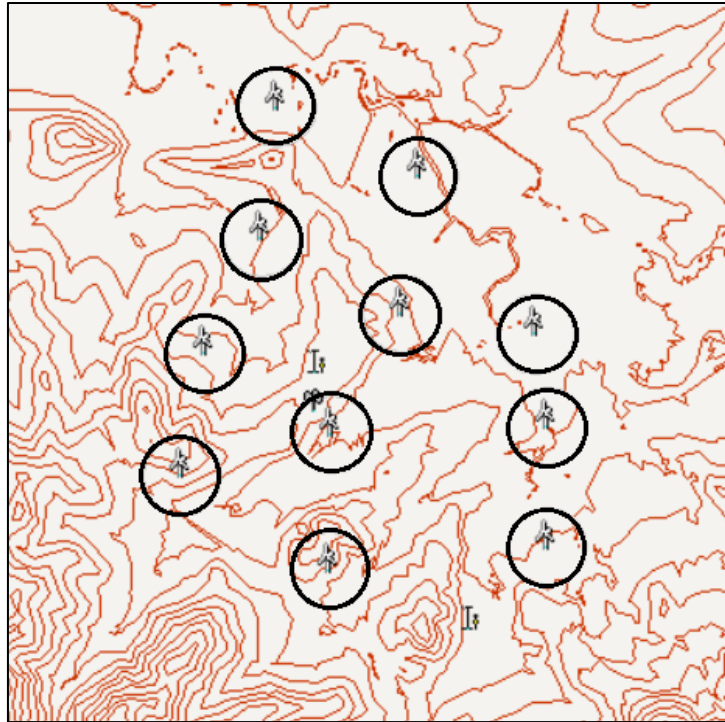


Figura 23: Nueva disposición del parque eólico con el modelo Enercon E-160

Al igual que para el modelo anterior, en la Tabla 21 se muestran las posiciones en coordenadas UTM de los aerogeneradores Enercon E-160 empleados en la repotenciación del parque eólico.

Nº de Turbina	UTMX (m)	UTMY (m)	Altura (m)
001	254.525	4.004.785	100
002	254.640	4.005.421	100
003	254.932	4.006.007	100
004	255.010	4.006.679	100
005	255.283	4.004.304	100
006	255.287	4.004.995	100
007	255.650	4.005.615	100
008	255.736	4.005.323	100
009	256.334	4.005.513	100
010	256.397	4.005.036	100
011	256.399	4.004.420	100

Tabla 21: Posiciones de los nuevos aerogeneradores Enercon E-160

5.3.3. EFECTO ESTELA (*WAKE-LOSS*)

Hasta ahora se ha mencionado el efecto estela en varias ocasiones, pero no se ha llegado a explicar en qué consiste exactamente. El llamado efecto estela, o pérdidas por estelas en un parque eólico, se produce al formarse un torrente turbulento de aire detrás de un aerogenerador. Las estelas son áreas con un viento de menor velocidad, con un flujo turbulento. Si se colocan los aerogeneradores de un parque eólico muy cercanos unos a otros, estas estelas pueden interactuar entre ellas, creando estelas todavía mayores, y por tanto reduciendo la cantidad de energía que el parque eólico es capaz de producir. El efecto estela es una de las principales causas de pérdidas de producción energética en un parque eólico, llegando a ser del 10%.

Esta pérdida de energía es lo que el programa WAsP llama “wake-loss”, y consiste en que los aerogeneradores situados “aguas abajo”, reciben un viento de menor velocidad que los situados “aguas arriba”, y por tanto producen menos energía de la que realmente deberían (siempre se considera aguas arriba o abajo en la dirección predominante del viento).

No existe un consenso sobre la distancia que se debe dejar entre aerogeneradores, pero se ha adoptado como estándar el dejar una distancia de 5-8 diámetros de rotor en la dirección predominante del viento (en el caso del parque de La Herrería el viento este-oeste), y de 2-4 diámetros de rotor en direcciones perpendiculares a la dirección predominante del viento [29].

En ambas opciones de repotenciación, el número de aerogeneradores a instalar es menor que el número de aerogeneradores actual. Para evitar al máximo las pérdidas por estelas, se ha intentado dejar una distancia de 2 o 3 diámetros de rotor entre aerogeneradores en la dirección norte-sur; y de 5 o 6 diámetros de rotor en dirección este-oeste. Se ha intentado respetar la infraestructura original, y los emplazamientos de los aerogeneradores nuevos son o encima de algún emplazamiento antiguo, o un poco desplazado para mantener la distancia mencionada. Además, una vez realizada la simulación se han obtenido unas pérdidas por estelas de en torno al 5-10% en la mayoría de los emplazamientos, que es algo aceptable.

Al aprovechar parte de la infraestructura antigua (zanjas, canalizaciones de cableado, caminos, etc.), los costes se reducirán considerablemente.

Tras cargar el mapa, deben introducirse los datos del viento, para lo cual se ha empleado la misma base de datos que se utilizó para determinar la producción anual bruta de energía. Se ha introducido también la localización de la estación de medida del parque eólico de La Herrería (UTMX: 255.211 m; UTM Y: 4.005.123 m), que se encuentra situada a 10 m de altura. Esta estación de medida se ha tomado también como referencia para más tarde calcular el índice RIX del parque eólico. Tras especificar el modelo de turbina empleado (introduciendo su curva de potencia y altura de buje), puede hacerse la simulación de la producción energética.

5.4. CAPA RESOURCE GRID

El Resource Grid es una capa de mallado que se genera después de introducir todos los datos del recurso eólico, el mapa de rugosidad y las posiciones de los aerogeneradores. Esta capa ofrece información sobre gran cantidad de datos, como la velocidad media, densidad de potencia, cambios en la densidad del aire, coeficientes de Weibull, factor de capacidad, etc. El más importante de todos los datos que se obtienen es la AEP (Producción Anual de Energía).

Para comparar las distintas opciones de disposición de los aerogeneradores nuevos, se ha tomado como mejor emplazamiento el que alcance mayor AEP, ya que se entiende que el emplazamiento con mayor producción energética será aquel que aproveche mejor el recurso eólico disponible y en el cual las pérdidas serán menores.

Se ha realizado un mallado con una resolución de 68 m (medio diámetro de rotor), para una altura de buje de 82 m (la del modelo Vestas V-136), del cual se ha obtenido la AEP tanto para el parque eólico actual, como para el repotenciado. Puede verse la distribución de la AEP en la Figura 24.

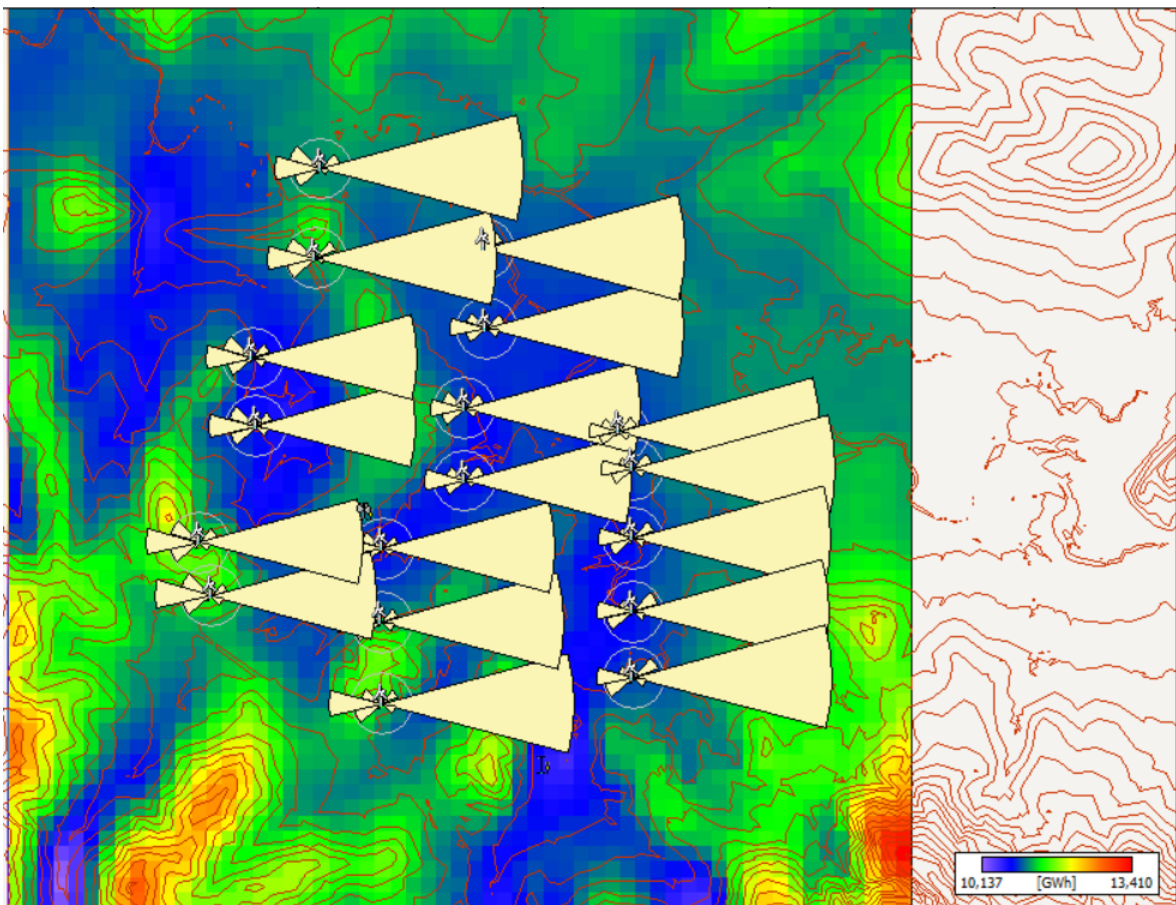


Figura 24: Distribución de la AEP del emplazamiento. Fuente: Elaboración propia

Después, se ha repetido el proceso para el modelo Enercon E-160, con una resolución de 80 m (medio diámetro de rotor) para una altura de buje de 100 m, y se ha obtenido la AEP para este caso también.

Como referencia, en la simulación efectuada en WAsP, para el parque eólico actual (con el modelo de aerogenerador Ecotecnia 80 1.6) se ha obtenido una producción energética anual bruta de **116,787 GWh**, una neta de **107,262 GWh** y un factor de capacidad medio del parque del **26,2%**. A esta cifra habría que aplicarle rendimientos de pérdidas eléctricas y de disponibilidad de los aerogeneradores.

5.4.1. PRODUCCIÓN ANUAL DEL MODELO VESTAS V-136

Tras hacer la simulación para el modelo Vestas V-136, se ha obtenido una producción energética bruta de la nueva disposición del parque eólico de **198,375 GWh** anuales, y una producción neta (AEP) de **178,856 GWh** anuales al tener en cuenta las pérdidas por estelas. La nueva disposición del parque tendría un factor de capacidad medio del **32,9%**, que teniendo en cuenta el recurso eólico disponible en la zona, es muy alto. Tiene mayor factor de capacidad en comparación con el parque eólico actual, también considerado alto.

Por tanto, al repotenciar totalmente el parque eólico de La Herrería con este modelo de aerogenerador se ha aumentado considerablemente la producción energética anual del parque (un 66%), aumentando también el factor de carga que ya de por sí era alto considerando el recurso eólico de la zona.

5.4.2. PRODUCCIÓN ANUAL DEL MODELO ENERCON E-160

Tras hacer la simulación para el modelo Enercon E-160, se ha obtenido una producción energética bruta de la nueva disposición del parque eólico de **185,952 GWh** anuales, y una producción neta (AEP) de **173,457 GWh** anuales al tener en cuenta las pérdidas por estelas. En este caso se observa que las pérdidas son menores que en el caso del modelo Vestas. Esto es debido a que se tiene que instalar un menor número de aerogeneradores y pueden situarse más separados. La nueva disposición del parque tendría un factor de capacidad medio del **32,4%**.

Al repotenciar totalmente el parque eólico de La Herrería con este modelo de aerogenerador se ha aumentado la producción energética anual del parque en un 61%, un poco menos que empleando el modelo Vestas.

5.4.3. ÍNDICE RIX

No se ha mencionado hasta ahora este parámetro al no haber influido casi en la simulación, pero es un parámetro importante al hacer simulaciones en el programa WAsP. El índice RIX es un parámetro que sirve para determinar la fiabilidad de los resultados obtenidos, y si supera un cierto valor umbral, habría que aplicar una serie de correcciones a los resultados obtenidos que se detallarán a continuación.

El índice RIX (Roughness Index) corresponde al porcentaje del terreno a una distancia determinada de un punto de referencia (3,5 km de distancia por defecto en WAsP), que supera una pendiente crítica (alrededor del 30%). Si se superase la pendiente crítica, significaría que hay alguna dirección en la que se desprendería el flujo de aire y WAsP no arrojaría resultados fiables.

- Si el RIX es cercano a 0, no se produce desprendimiento del flujo al ser las pendientes del emplazamiento de menor inclinación que la pendiente crítica.
- Si el RIX es mayor que 0, podría llegar a producirse desprendimiento del flujo, dando lugar a errores en la simulación.

Para determinar la precisión de la simulación, se define el parámetro ΔRIX , el cual es la diferencia entre el RIX del parque eólico, y el RIX de la estación de medida:

$$\Delta RIX = RIX(\text{parque}) - RIX(\text{estación})$$

Ecuación 12: Índice ΔRIX

- Si $\Delta RIX = 0$, quiere decir que el parque y la estación de medida tienen un valor del RIX igual, lo cual cancelaría los errores del modelo al ser estos de magnitud similar. Se obtendría por tanto un modelo aceptable.
- Si $\Delta RIX < 0$, quiere decir que la orografía de la zona del parque es más compleja que la de la zona de la estación de medida, por lo que la velocidad del viento será más lenta que la obtenida, al sobreestimar los resultados.
- Si $\Delta RIX > 0$, quiere decir que la orografía de la zona del parque es menos compleja que la de la zona de la estación de medida, y que por tanto la velocidad del viento va a ser mayor que la obtenida en simulaciones, al estar subestimando los resultados.

En la Figura 25 se muestra una aproximación del error cometido al estimar la producción energética anual en función del ΔRIX . Se observa que es una tendencia lineal.

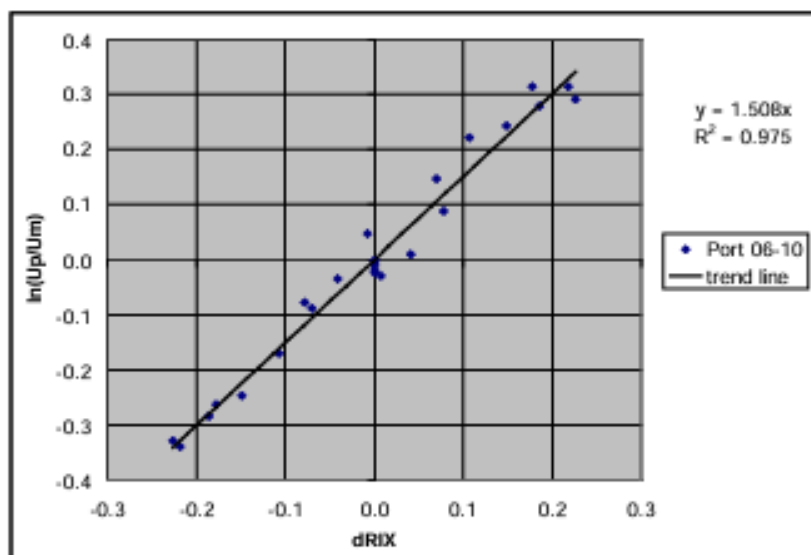


Figura 25: Error en la predicción de la AEP en función del ΔRIX . Fuente: [30]

Para ajustar la producción de energía en los casos en los que ΔRIX sea distinto de 0, puede emplearse la ecuación siguiente [30]:

$$\ln\left(\frac{AEP_{WASP}}{AEP_{Real}}\right) = 5,175 * \frac{\Delta RIX(\%)}{100}$$

Ecuación 13: Corrección de la AEP

Donde AEP_{WASP} es la obtenida con el programa, y AEP_{Real} es la producción corregida.

Como se ha podido observar en la Figura 19, en la zona del parque eólico no existen grandes variaciones de altura. Al no haber grandes diferencias entre la elevación de los emplazamientos donde se colocan los aerogeneradores, el índice RIX no es mayor al 0,6% de media en ningún punto donde se ubique un aerogenerador. Esto facilita mucho los cálculos al no tener que aplicar correcciones al modelo.

En la Figura 26 se muestra el cálculo del índice RIX en la zona de interés efectuado por el programa WASP, y puede observarse que es despreciable en casi todo el Resource Grid excepto en una zona que ya no es parte del parque eólico y está cercana a una montaña. Es en esta zona donde hay un cambio mayor en la orografía y la pendiente del terreno, ya que en el emplazamiento del parque eólico el terreno es mayoritariamente plano.

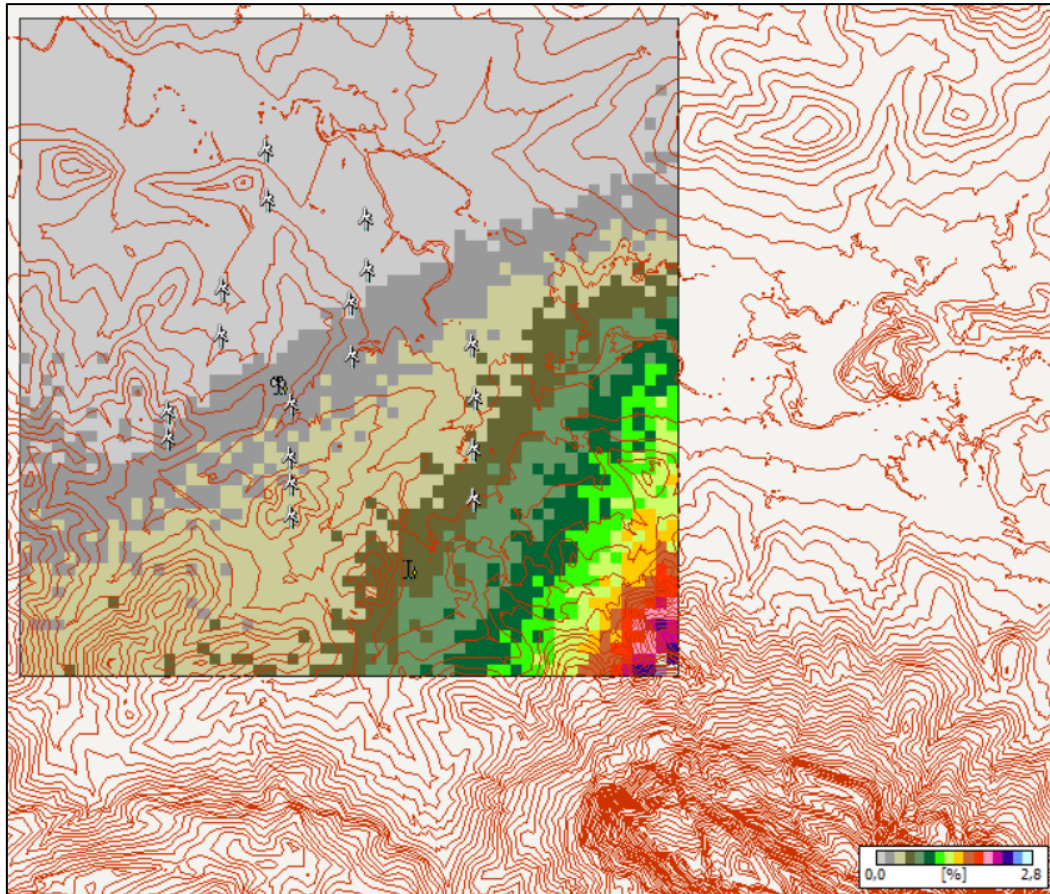


Figura 26: Índice RIX en el emplazamiento del parque eólico. Fuente: Elaboración propia

5.5. RESUMEN DE LAS SIMULACIONES

5.5.1. AEROGENERADOR VESTAS V-136

Como ya se comentó en apartados anteriores, se ha optado por emplear el modelo de aerogenerador Vestas V-136 como una de las opciones para la repotenciación del parque eólico. Es un modelo de 3,45 MW de potencia nominal y el parque constaría de 18 máquinas, con una potencia nominal total de 62,1 MW.

Tras efectuar las simulaciones con WAsP, se ha obtenido una producción neta de energía eléctrica (AEP) de **178,856 GWh** anuales, con un factor de capacidad medio del parque eólico del **32,9%**. Considerando que en un parque eólico típico el factor de capacidad se sitúa entre el 20 y el 40%, el resultado obtenido con las simulaciones justifica la repotenciación del parque eólico, ya que se ha obtenido un resultado bastante aceptable en este aspecto.

En la Tabla 22 se muestran los resultados obtenidos en las simulaciones para cada aerogenerador individual. La AEP neta factoriza las pérdidas por estelas del parque.

Nº de Turbina	UTMX (m)	UTMY (m)	AEP bruta (GWh)	AEP neta (GWh)	Factor de capacidad (%)
001	255.283	4.004.304	11,387	10,588	35
002	255.281	4.004.667	11,231	9,895	32,7
003	255.287	4.004.995	10,786	9,219	30,5
004	255.651	4.005.295	10,816	8,972	29,7
005	255.650	4.005.615	10,89	9,396	31,1
006	255.748	4.005.970	10,902	10,049	33,2
007	255.736	4.006.323	11,03	10,327	34,1
008	256.334	4.005.513	10,899	9,762	32,3
009	256.397	4.005.348	10,948	9,693	32,1
010	256.397	4.005.039	10,832	9,857	32,6
011	256.397	4.004.715	10,802	10,008	33,1
012	256.399	4.004.420	10,983	10,328	34,1
013	254.525	4.004.785	11,516	10,069	33,3
014	254.473	4.005.022	11,378	10,086	33,4
015	254.725	4.005.536	10,771	9,516	31,5
016	254.709	4.005.838	10,818	9,77	32,3
017	254.989	4.006.281	11,252	10,342	34,2
018	255.010	4.006.679	11,136	10,978	36,3

Tabla 22: Resumen de la producción de cada aerogenerador Vestas V-136

Para obtener la energía que se vierte a la red eléctrica, hay que aplicar una serie de rendimientos adicionales:

- Pérdidas eléctricas: Se producen en el transporte de la electricidad debidas principalmente a las caídas de tensión entre las líneas de transmisión. Suelen ser de en torno al 2-3%, por lo que se han estimado en un 2%.
- Pérdidas por indisponibilidades de los aerogeneradores: Se pueden dar en momentos en los que la máquina se encuentre en mantenimiento o se produzca algún fallo. Se estiman de un 2% también.

Finalmente, factorizando las pérdidas eléctricas y de mantenimiento de los aerogeneradores, la energía vertida a la red por el parque eólico repotenciado con el modelo de aerogenerador Vestas V-136 sería de **171,773 GWh al año**. Se recogen las tablas de producción del modelo Vestas V-136 en el *ANEXO 2: PRODUCCIÓN OBTENIDA CON EL SOFTWARE WASP*.

5.5.2. AEROGENERADOR ENERCON E-160

En el caso de emplear el aerogenerador Enercon E-160 como opción para la repotenciación del parque eólico, al ser un modelo de mayor potencia nominal que el modelo Vestas (5,56 MW), se tendrían que instalar tan solo 11 aerogeneradores, obteniendo un parque con una potencia nominal de 61,2 MW.

Tras las simulaciones con WAsP, se ha obtenido una producción neta de energía eléctrica (**AEP**) de **173,457 GWh** anuales, con un factor de capacidad medio del parque eólico del **32,4%**. Son cifras aceptables también, pero la producción es un poco menor que empleando el modelo de Vestas.

En la Tabla 23 se muestran los resultados obtenidos en las simulaciones para cada aerogenerador individual. La AEP neta factoriza las pérdidas por estelas del parque, se puede visualizar la tabla completa con los datos del programa WAsP en el *ANEXO 2: PRODUCCIÓN OBTENIDA CON EL SOFTWARE WAsP*.

Nº de Turbina	UTMX (m)	UTMY (m)	AEP bruta (GWh)	AEP neta (GWh)	Factor de capacidad (%)
001	254.525	4.004.785	17,527	16,132	33,1
002	254.640	4.005.421	16,764	15,31	31,4
003	254.932	4.006.007	16,835	16,206	33,2
004	255.010	4.006.679	17,073	16,858	34,6
005	255.283	4.004.304	17,326	16,188	33,2
006	255.287	4.004.995	17,632	14,999	30,8
007	255.650	4.005.615	16,826	14,813	30,4
008	255.736	4.005.323	16,892	16,132	33,1
009	256.334	4.005.513	16,705	15,443	31,7
010	256.397	4.005.036	16,601	15,413	31,6
011	256.399	4.004.420	16,774	15,964	32,8

Tabla 23: Resumen de la producción de cada aerogenerador Enercon E-160

Aplicando las pérdidas anteriores (2% de pérdidas eléctricas y 2% de indisponibilidad), se obtiene la energía vertida a la red por el parque eólico repotenciado con el modelo de aerogenerador Enercon E-160, que sería de **166,588 GWh al año**.

6. ESTUDIO DE VIABILIDAD Y RENTABILIDAD

Puesto que se ha comprobado que el proyecto es viable técnicamente, en este capítulo se realizará el estudio económico. Una vez simulada la producción energética del parque eólico repotenciado con ambos modelos de aerogenerador, puede hacerse un análisis de la inversión económica total de repotenciación del parque eólico, ya que el total del coste incluye otros factores a parte de los propios aerogeneradores. Deben tenerse en cuenta también los costes de obra civil, mano de obra, transporte, tendido de cables, mantenimiento del parque eólico y costes de operación.

Primero, se efectuará un análisis del mercado eléctrico español, para entender cómo funciona la compraventa de energía eléctrica, quién está encargado del transporte de la energía al consumidor y quién es el principal responsable de la gestión y operación de la red eléctrica.

Posteriormente, se efectuará un análisis de la viabilidad económica de la repotenciación del parque eólico. Una vez se conozcan los costes principales asociados al proyecto, y los beneficios aportados principalmente por la venta de energía eléctrica, se podrá determinar la rentabilidad del proyecto de repotenciación junto con la opción más favorable económicamente.

6.1. ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO

El mercado eléctrico español está compuesto por varios mercados interrelacionados entre sí, que garantizan la distribución eficiente de la energía eléctrica en el país.

Primeramente, las distintas empresas productoras forman el grupo encargado de producir la energía eléctrica, ya sea con fuentes renovables (eólica, fotovoltaica, nuclear, hidráulica, etc.) o fuentes no renovables como las centrales de carbón o los ciclos combinados. Este es el grupo al que pertenece la empresa dueña del parque eólico de la Herrería, en este caso Aerogeneradores del Sur/Electnor.

Una vez producida la energía eléctrica, ésta debe transportarse para poder ser consumida. El transporte se hace a través de las líneas de alta tensión (AT), de manera que se reducen las pérdidas de energía por el camino. El transporte corre a cargo de la empresa Red Eléctrica de España (REE), que es la que opera todo el sistema eléctrico. Esta empresa es indispensable en el sistema eléctrico, ya que todas las fuentes de producción eléctrica deben conectarse a la línea de transporte, y REE monopoliza este sector. La red eléctrica en España cuenta con más de 44.000 km de línea, más de 5.000 subestaciones y más de 80.000 MVA destinados a la transformación [31].

Por otro lado, están las distribuidoras eléctricas, que se encargan de transportar y suministrar la energía eléctrica a los consumidores, ya sean hogares, fábricas o comercios.

En España, dependiendo de la zona geográfica, opera una distribuidora diferente. Hay 5 principales distribuidoras: Endesa, Iberdrola y Gas Natural Fenosa son las 3 más grandes y operan en casi todo el territorio, y las otras 2 son Viesgo y HC Energía que operan sobre todo en Asturias, Cantabria y alrededores. Por tanto, en función de la zona en la que se habite, se tendrá una distribuidora determinada, no es posible elegirla. En la Figura 27 se puede observar un mapa de las zonas de operación de cada compañía distribuidora.



Figura 27: Mapa de distribuidoras eléctricas. Fuente: [32]

Lo que sí es posible elegir es la comercializadora, el último grupo del mercado eléctrico. Estas comercializadoras compran energía eléctrica en el mercado mayorista, y la venden a sus clientes con un margen de beneficio que se ve reflejado en la factura de la luz del consumidor. Las comercializadoras compran la energía en el mercado eléctrico, controlado por el OMIE, el Operador del Mercado Ibérico de Energía Eléctrica. Este organismo se encarga de la regulación del mercado y de marcar el precio de la energía en el mercado diario e intradiario.

La compraventa de electricidad se efectúa en 2 tipos de mercados dependiendo del tiempo del contrato. Existe el mercado a plazo, donde empresas y consumidores contratan la energía que van a consumir en un año fiscal.

Por otro lado, está el mercado diario, donde se subasta la energía que se va a consumir en las próximas 24 horas. Este mercado se planifica el día anterior, y se hacen ofertas para la compraventa de energía en cada hora del día siguiente. La generación de energía eléctrica que se subasta en el mercado diario proviene de 2 grupos principalmente:

- Generación no renovable (gas natural, carbón, ciclo combinado).
- Generación renovable (eólica, fotovoltaica, hidráulica, nuclear).

El precio de la energía en el mercado diario en España se establece por medio de subasta, en la que las comercializadoras establecen el precio máximo que están dispuestas a pagar por MWh de energía (con un tope de 180 €/MWh), y las empresas generadoras establecen el precio mínimo de venta de la energía que producen (también con un tope de 180 €/MWh) [33]. Las comercializadoras y las generadoras hacen sus ofertas para las siguientes 24 horas, estas ofertas se ordenan de forma creciente para formar una curva de oferta y otra de demanda de energía. El precio marginal de la energía a una hora en particular de un día determinado se establece en el punto de intersección de ambas curvas. Puede observarse un ejemplo del establecimiento del precio marginal para un día determinado en la Figura 28. Una vez determinado el precio marginal del día, las comercializadoras compran energía a las empresas generadoras que ofertasen energía a un precio menor que el precio marginal, y se dice que las ofertas están “casadas”. Las empresas que ofertasen su energía a un precio mayor que el precio marginal, quedan fuera de mercado ese día.

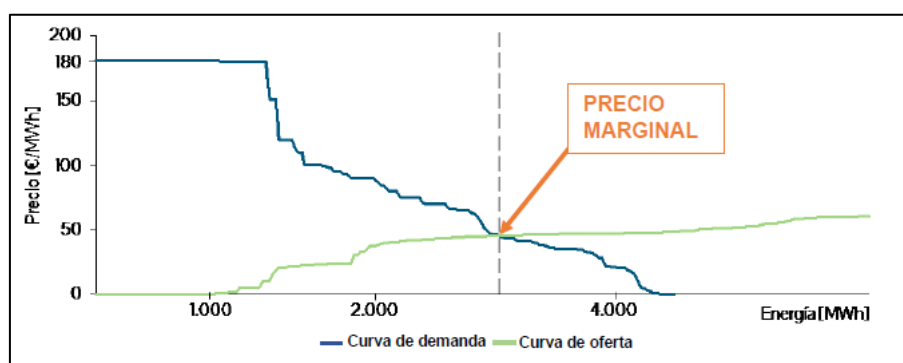


Figura 28. Curva de oferta y demanda del mercado diario. Fuente: OMIE

Por norma general, la parte baja de la curva de oferta la conforman las energías renovables y las centrales nucleares, ya que ofertan la energía a un precio muy reducido (o nulo en caso de la nuclear), debido a que el combustible que utilizan es muy barato o sin coste en el caso de las renovables. La parte alta la conforman las centrales hidráulicas, centrales de carbón y ciclos combinados, cuyo coste de generación de energía es mucho mayor que el de las renovables y la nuclear, debido a los costes de operación y del combustible. Las centrales de ciclo combinado se emplean principalmente en momentos donde la demanda de energía sea muy alta y no se pueda abastecer a la red mediante la generación con fuentes más baratas. Esto es debido a que son centrales con una gran rapidez de arranque, pero con un coste de la energía producida muy alto.

Por último, está el mercado intradiario en el cual se asegura el balance entre generación y consumo en tiempo real. En este mercado intradiario, se permite a compradores y vendedores de energía modificar sus ofertas ligeramente para ir acercándose al valor real que luego verá la red. En días de mucha demanda, el precio real que verá la red eléctrica será mayor que el precio marginal acordado el día anterior; y en días con poca demanda, el precio real será menor que el marginal. Estas variaciones suelen ser muy bajas, y el comportamiento del mercado eléctrico suele ser estable por norma general [33].

6. Estudio de viabilidad y rentabilidad

Como se ha visto, la demanda de energía eléctrica no es constante, varía cada hora. Por esto, como no es posible almacenar energía, la demanda debe cubrirse instantáneamente con la energía suministrada por la distribuidora. Para poder satisfacer esa demanda energética, Red Eléctrica hace una estimación de la demanda en base a periodos anteriores. Esta estimación, junto con la demanda real y la producción programada se puede ver en la curva de demanda, en la Figura 29.

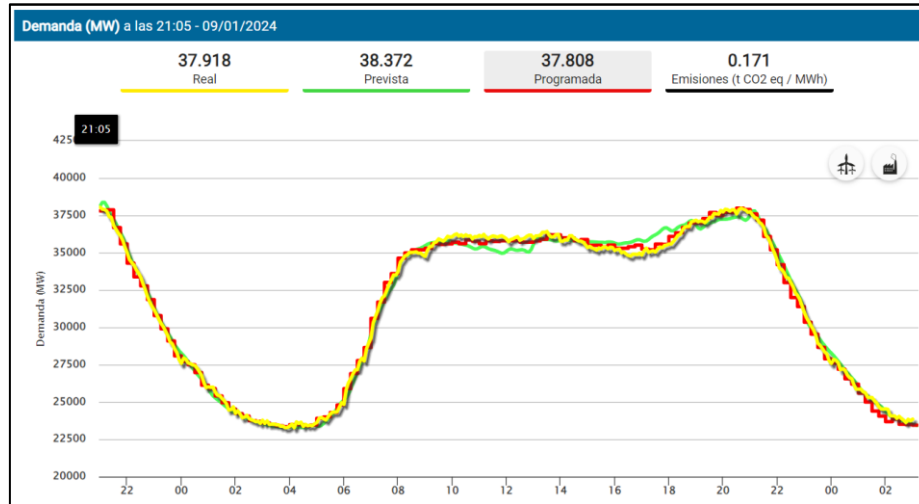


Figura 29: Curva de demanda de energía eléctrica. Fuente: [34]

En esta curva, las distintas líneas representan:

- **Línea verde:** Demanda prevista por el operador del sistema (REE) para un día indicado, en el caso de la Figura 29 el 10 de enero de 2024.
- **Línea amarilla:** Demanda real de la red en MW, refleja el valor de la demanda de energía eléctrica en cada momento del día.
- **Línea roja:** Producción programada para las distintas fuentes de generación a las cuales se les haya adjudicado el suministro de energía en la casación de los mercados diario e intradiario [35].

Por norma general no habrá 2 curvas de demanda diarias iguales, pero sí que siguen una forma de curva similar. Normalmente, los picos de demanda se producen a mediodía (entre las 12 y las 14h) y por la noche (entre las 20 y las 22h). Las horas de menor demanda energética son las horas de la noche (entre la 1 y las 7h), como es de esperar. Durante la semana laboral la demanda suele ser similar casi todos los días, y los fines de semana los picos se producen un poco más retrasados y con menor demanda que el resto de la semana.

En cuanto a lo que ve el consumidor en su factura de la luz, la variación del precio mayorista de la energía se ve reflejado más tarde en lo que paga el consumidor en su factura si tiene una tarifa de mercado regulado. Este precio mayorista es el que pagan las comercializadoras a las empresas generadoras de energía, y luego las comercializadoras lo venden a los consumidores con este tipo de tarifa, añadiendo una serie de recargos adicionales. Con una tarifa de mercado regulado, el Precio Voluntario

para el Pequeño Consumidor (PVPC) sigue el mismo patrón que la variación del precio mayorista. Este tipo de tarifas son favorables cuando el precio de la luz está bajo, pero pueden resultar más caras de lo normal si el precio de la luz sube mucho por factores externos como una muy alta demanda junto con condiciones climatológicas adversas [36].

Como puede observarse en la Figura 30, el PVPC (precio dictaminado por ESIOS, en azul oscuro) varía en función del precio mayorista, y en la mayoría de los casos se encuentra por debajo del precio ofertado por distintas comercializadoras, excepto en casos excepcionales.

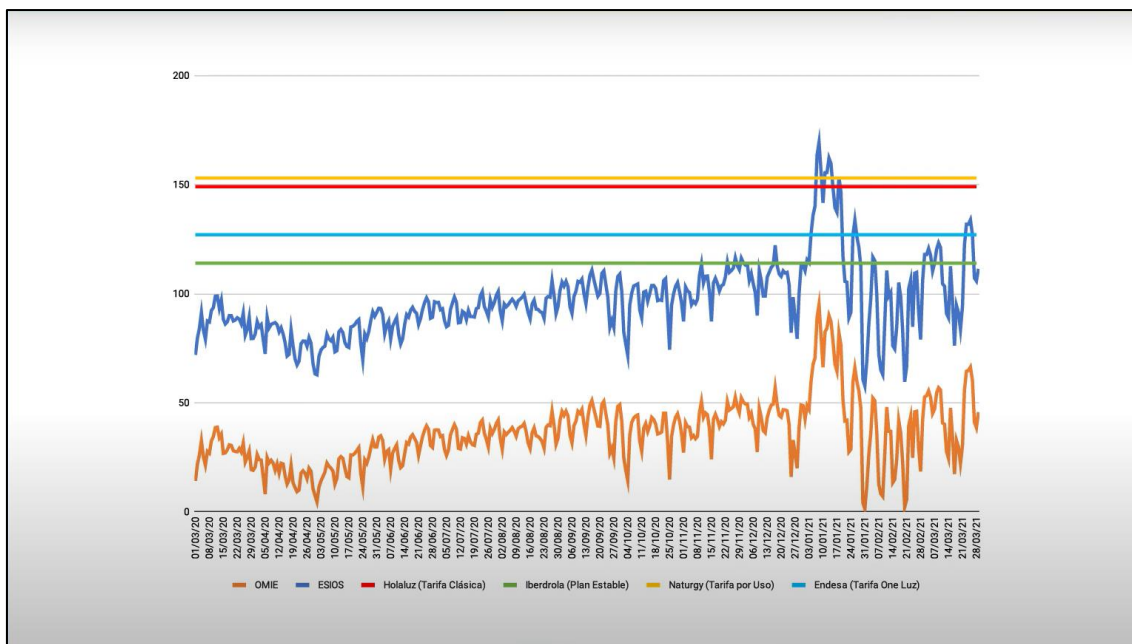


Figura 30: Ejemplo de precios de distintas comercializadoras. Fuente: [37]

Por otro lado, están las tarifas de mercado libre, que no dependen de las fluctuaciones del precio mayorista de la energía. En este tipo de tarifas, se establece un acuerdo entre consumidor y comercializadora por el cual la comercializadora asume las fluctuaciones del precio del mercado eléctrico, y el consumidor paga una tarifa plana por la energía que consume, independiente de las fluctuaciones del mercado [38]. Por tanto, cuando el precio mayorista de la energía sea bajo, la comercializadora obtendrá mayores beneficios, y si el precio mayorista es muy alto, la comercializadora estará en pérdidas. Por norma general, el precio de una tarifa de mercado libre estará por encima del precio de mercado regulado (ya que el objetivo de la comercializadora es obtener beneficios), y solo será menor al precio regulado en casos muy excepcionales.

6.2. VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO

Mediante el estudio de viabilidad económica, se determinará si el proyecto estudiado es rentable económicamente. Para llevar a cabo este análisis, es necesario conocer tanto los costes principales del proyecto, como las fuentes de ingresos que tiene. Se estima que la vida útil del parque repotenciado es de unos 20-25 años.

Los principales costes derivados del proyecto son los costes directos de los nuevos aerogeneradores, costes de obra civil, construcción, y los costes que supongan la operación y mantenimiento del parque eólico.

Por otro lado, la principal fuente de ingresos del parque eólico será la venta de energía eléctrica, para lo cual hay que conocer la producción anual (mediante el software WAsP) y después calcular la energía vertida a la red (obtenida en el *Apartado 5. SIMULACIÓN CON EL SOFTWARE WAsP*). Una vez conocida la cantidad de energía que puede verter el parque eólico a la red, factorizando el precio de venta de esa energía se obtienen los ingresos anuales del mismo.

Conocidos los costes principales y los ingresos, es posible determinar los beneficios obtenidos durante la operación del parque eólico a lo largo de su vida útil, y posteriormente determinar su rentabilidad.

6.2.1. ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE INVERSIÓN (CAPEX)

Para determinar la viabilidad económica del proyecto de repotenciación del parque eólico de La Herrería, se toma como referencia el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 elaborado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Este Plan fue aprobado por el Consejo de Ministros en 2011, y establece objetivos de acuerdo con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo, en relación con el fomento de la energía renovable [39]. Para determinar el régimen retributivo de la instalación, se han empleado los parámetros expuestos en el Real Decreto 413/2014.

6.2.1.1. AEROGENERADOR VESTAS V-136

En el PER, se pueden consultar una estimación de los costes de inversión típicos para un parque eólico on-shore de gran potencia (50 MW), referidos al año 2010. Se emplearán estos valores como referencia, pero es necesario actualizarlos a la situación actual del mercado eléctrico. En la Tabla 24 se pueden ver los rangos de los costes de inversión para un parque eólico *onshore*. El coste en €/MW del aerogenerador se ha tomado como el calculado en el *Apartado 4. ELECCIÓN DEL NUEVO MODELO DE AEROGENERADOR*, y por tanto actualizado.

Concepto	Costes de inversión (€/MW)	Porcentaje
Aerogenerador	974.157	75% de la inversión total
Obra Civil e Ingeniería	103.910,08	8% de la inversión total
Instalación eléctrica	64.943,8	5% de la inversión total
Subestación y conexión eléctrica	116.898,84	9% de la inversión total
Promoción	25.977,52	2% de la inversión total
Desmantelamiento antiguos aerogeneradores	12.988,76	1% de la inversión total
TOTAL	1.298.876	100%

Tabla 24: Estimación de costes de inversión con modelo Vestas V-136. Fuente: [39]

Por tanto, conocido el coste por MW instalado, y sabiendo que el parque de La Herrería repotenciado con el modelo Vestas contaría con 62,1 MW de potencia instalada, puede calcularse la inversión inicial del parque eólico que se muestra en la Tabla 25.

Concepto	Costes de inversión (€)	Porcentaje
Aerogenerador	60.495.149,7	75% de la inversión total
Obra Civil e Ingeniería	6.452.815,97	8% de la inversión total
Instalación eléctrica	4.033.009,98	5% de la inversión total
Subestación y conexión eléctrica	7.259.417,96	9% de la inversión total
Promoción	1.613.293,99	2% de la inversión total
Desmantelamiento antiguos aerogeneradores	806.601,99	1% de la inversión total
TOTAL	80.660.289,6	100%

Tabla 25: Inversión inicial del parque eólico repotenciado con modelo Vestas V-136

Por tanto, se estiman unos **costes de inversión iniciales de 80.660.289,6 €**. De estos costes, la mayoría vienen derivados del coste de instalar los nuevos aerogeneradores. Además de estos costes de inversión iniciales, hay que sumar los costes de operación del parque eólico.

6.2.1.2. AEROGENERADOR ENERCON E-160

Al igual que con el modelo anterior, se recogen en la Tabla 26 los costes de inversión iniciales si se repotenciase el parque eólico con el modelo Enercon. Se ha tomado el coste del aerogenerador (en €/MW) del *Apartado 4. ELECCIÓN DEL NUEVO MODELO DE AEROGENERADOR*.

Concepto	Costes de inversión (€/MW)	Porcentaje
Aerogenerador	1.078.000	75% de la inversión total
Obra Civil e Ingeniería	114.986,66	8% de la inversión total
Instalación eléctrica	71.866,67	5% de la inversión total
Subestación y conexión eléctrica	129.360	9% de la inversión total
Promoción	28.746,66	2% de la inversión total
Desmantelamiento de antiguos aerogeneradores	14.373,33	1% de la inversión total
TOTAL	1.437.333,33	100%

Tabla 26: Estimación de costes de inversión con modelo Enercon E-160. Fuente: [39]

Como es de esperar, el coste en €/MW es mayor para el modelo Enercon al contar este con una mayor potencia nominal y altura. Una vez se conoce el coste por MW instalado de cada una de las partidas, y teniendo en cuenta que el parque eólico repotenciado con el modelo Enercon E-160 contaría con 61,2 MW de potencia nominal instalada al haber 11 aerogeneradores, puede calcularse la inversión inicial del parque eólico que se muestra en la Tabla 27.

Concepto	Costes de inversión (€)	Porcentaje
Aerogenerador	65.973.600	75% de la inversión total
Obra Civil e Ingeniería	7.037.183,6	8% de la inversión total
Instalación eléctrica	4.398.240,2	5% de la inversión total
Subestación y conexión eléctrica	7.916.832	9% de la inversión total
Promoción	1.759.255,2	2% de la inversión total
Desmantelamiento antiguos aerogeneradores	879.647,8	1% de la inversión total
TOTAL	87.964.758,8	100%

Tabla 27: Inversión inicial del parque eólico repotenciado con modelo Enercon E-160

Por tanto, se estiman unos costes de inversión iniciales de **87.964.758,8 €** para el parque eólico repotenciado con el modelo Enercon E-160. A estos costes habría que sumarles los costes de operación del parque eólico.

6.2.2. ESTIMACIÓN DE LOS COSTES DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costes de operación también vienen descritos en el PER, y se estiman unos 45.000 €/MW al año. En estos costes vienen incluidos los costes de operación y mantenimiento tanto de los aerogeneradores como de la instalación eléctrica, el alquiler del terreno, seguros, gestión y administración del parque eólico.

No obstante, el documento del IDAE ha sido redactado en 2010, y predice que estos costes podrían reducirse al aumentar el número de horas equivalentes de funcionamiento de los parques eólicos modernos en comparación con los parques más antiguos instalados en España. También es importante tener en cuenta que, al estar repotenciando el parque eólico, parte de la instalación eléctrica como la subestación y las conexiones solo tendrá que ser modificada, y no repuesta totalmente.

Se plantea también, que, al estar los aerogeneradores actuales cerca del final de su vida útil, en un plazo de mínimo 5 años deberían sustituirse linealmente. Por tanto, se estaría perdiendo el beneficio que se obtendría si se dejase operar el parque eólico durante esos últimos 5 años. Estos ingresos potenciales se añadirán a los costes operacionales durante los primeros 5 años. La adición de estos costes adicionales retrasará el tiempo de recuperación de la inversión del proyecto y aumentará los costes de operación en los primeros 5 años del proyecto.

Se calculó en el *Apartado 5. SIMULACIÓN CON EL SOFTWARE WASP* que el parque antiguo produce unos 107,262 GWh anuales, a los que habría que aplicar los rendimientos por indisponibilidad de los aerogeneradores del 2% y pérdidas eléctricas del 2%. Por tanto, se estima que la energía vertida a la red por el parque eólico actual

es de **103,014 GWh anuales**. Habría que multiplicar esta producción energética por el precio de venta medio de la energía, y sumarlo a los costes operacionales.

Una vez determinada la producción anual del parque eólico antiguo, es necesario conocer el precio final de la energía eléctrica en el mercado mayorista para cada día del año, para después calcular los ingresos potenciales que se perderían los primeros 5 años de operación del parque repotenciado. Debido a la complejidad de casar el precio diario con la producción diaria de energía al no estar discretizado el recurso eólico en el tiempo, se ha decidido hacer una aproximación para facilitar este cálculo.

Esta aproximación consiste en tomar como referencia el precio medio anual de venta de electricidad para el año 2.023, ya que resulta muy complicado predecir la variación del precio de la electricidad durante el periodo de vida útil del nuevo parque eólico. El precio de venta mayorista medio de la electricidad en el mercado diario para el año 2.023 fue de 87,01 €/MWh según la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Por tanto, se considerará un precio de venta de la electricidad de **87,01 €/MWh** para el primer año de operación [40].

6.2.2.1. AEROGENERADOR VESTAS V-136

Como se comentó en el apartado anterior, los costes de operación ascienden a 45.000 €/MW. Al ser el parque eólico repotenciado con el modelo Vestas de 62,1 MW, los **costes de operación anuales ascienden a 2.794.500 €/año**. A esta cantidad se le añadirán los costes adicionales de pérdida de beneficios de los actuales aerogeneradores.

6.2.2.2. AEROGENERADOR ENERCON E-160

En este caso, los costes de operación anuales ascienden a **2.754.000 €/año**. También será necesario sumar a los costes de operación los beneficios perdidos al desmantelar los aerogeneradores actuales los primeros 5 años del proyecto.

6.2.3. ESTIMACIÓN DE INGRESOS

Como se ha comentado ya, la principal fuente de ingresos de un parque eólico es la venta de energía eléctrica. Para determinar los beneficios anuales obtenidos por esta venta, es necesario conocer la cantidad de energía producida, y el precio de venta para la energía eólica.

6.2.3.1. AEROGENERADOR VESTAS V-136

La producción neta de energía (AEP) del parque eólico se ha determinado en **178,856 GWh** anuales. Tras aplicar las pérdidas por indisponibilidad de los aerogeneradores y las pérdidas eléctricas, la producción final es de **171,773 GWh al año**. Esto supondría que el parque está en funcionamiento durante 2.766 horas equivalentes, una cifra aceptable. También se considerará un precio inicial de venta para

el primer año de **87,01 €/MWh**. Multiplicando estas 2 cifras se obtienen unos ingresos anuales del proyecto de **14.945.968,7 €/año**.

6.2.3.2. AEROGENERADOR ENERCON E-160

La producción neta de energía (AEP) del parque eólico repotenciado con este modelo de aerogenerador asciende a **173,457 GWh** anuales, que tras aplicar las pérdidas eléctricas y por indisponibilidad, la energía vertida a la red es de **166,588 GWh al año**. Por tanto, los ingresos anuales empleando el modelo Enercon E-160 son de **14.494.821,88 €/año**.

6.3. RENTABILIDAD DEL PROYECTO

El análisis de la rentabilidad de un proyecto sirve para indicar si el proyecto produce beneficios o pérdidas, y conocer el grado de atractivo del proyecto como opción de inversión.

Antes de calcular la rentabilidad, es necesario fijar un periodo de tiempo a analizar. En el caso del proyecto de repotenciación, se considerará el tiempo de vida útil estimado para un parque eólico nuevo, 20 años.

La rentabilidad del parque eólico se puede determinar atendiendo a una serie de parámetros que se definirán a continuación.

- **VAN (Valor Actual Neto):** Es un parámetro que se emplea para indicar la viabilidad de un proyecto en un periodo de tiempo determinado. Para poder considerar rentable un proyecto desde el punto de vista del análisis del VAN, este valor debe ser mayor que cero. El VAN se define como la diferencia entre la suma de los flujos de caja anuales y la inversión inicial, e indica si un proyecto genera o no ingresos por encima de una rentabilidad, o si produce pérdidas. El VAN se calcula a través de la fórmula de la Ecuación 14:

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

Ecuación 14: Fórmula para calcular el VAN

Donde los distintos términos son:

- I_0 : Inversión inicial del proyecto
- k : Año en el que se encuentra el proyecto
- n : Tiempo de vida del proyecto
- FC_k : Flujos de Caja en un año determinado
- i : Tasa de descuento, en el caso del proyecto se ha elegido un 3%.

Dependiendo del valor del VAN, el proyecto:

- **VAN > 0:** La inversión inicial produce ingresos al final de la vida del proyecto por encima de la tasa de descuento fijada. Por ello, puede aceptarse el proyecto.
 - **VAN < 0:** La inversión inicial produce ingresos por debajo de la tasa de descuento fijada, o directamente produce pérdidas. Si se da este caso, lo normal es rechazar el proyecto.
 - **VAN = 0:** El proyecto no genera ingresos por encima de la rentabilidad fijada, por lo que daría la misma rentabilidad invertir el dinero en un producto del mercado que genere el interés de la tasa de descuento fijada. En este caso, el aceptar o no el proyecto se debería a otros factores que no fueran estrictamente económicos [41].
- **TIR (Tasa Interna de Retorno):** Es la tasa de descuento para la que el VAN se anula. Es representativo de la rentabilidad que ofrece un proyecto, por lo que se aceptarán los proyectos en los cuales el TIR es mayor que la tasa de descuento fijada (en el proyecto actual se ha fijado una tasa de descuento del 3%). Cuanto mayor sea el TIR, más rentable será la inversión, por lo que interesa maximizarlo en la medida de lo posible [20]. El TIR se calcula a través de la fórmula de la Ecuación 15:

$$0 = \sum_{k=1}^n \frac{FC_k}{(1 + TIR)^k}$$

Ecuación 15: Fórmula para calcular el TIR

- **Periodo de recuperación de la inversión:** Es el periodo de tiempo para el cual se recupera la inversión inicial. Cuanto menor sea este tiempo, más atractivo para invertir resulta un proyecto. Da una idea del riesgo de la inversión y del momento en el que se empezarán a generar beneficios.

Tras definir estos 3 conceptos, puede elaborarse la cuenta de resultados del proyecto. Esta cuenta de resultados se desglosa en varios conceptos que se explican a continuación:

- **Ingresos:** Son los ingresos anuales calculados previamente en el *Apartado 6.2.3. ESTIMACIÓN DE INGRESOS* y son fruto de la venta de energía eléctrica.
- **Inversión inicial**
- **Costes de operación:** Incluye los costes de operación del parque eólico repotenciado y los beneficios potenciales perdidos por el desmantelamiento de los aerogeneradores antiguos durante los primeros 5 años de operación del nuevo parque eólico.
- **EBITDA:** Es el beneficio bruto antes de descontar impuestos y amortizaciones.

- **Amortización:** Es la depreciación de los activos, y se ha considerado lineal. Se calcula dividiendo la inversión inicial entre los 20 años de vida útil del parque eólico.
- **BAll:** Beneficios antes de intereses e impuestos.
- **IS:** Para esta instalación se aplica un Impuesto de Sociedades del 25%.
- **Beneficio Neto:** Resultado de descontar el Impuesto de Sociedades al BAll.
- **Flujo de Caja:** Resultado de sumar la amortización al Beneficio Neto anual.
- **VAN actualizado a cada año**

6.3.1. AEROGENERADOR VESTAS V-136

Resumiendo, la inversión inicial del proyecto (CAPEX) es de **80.660.289,6 €**, los costes de operación (OPEX) son de **2.794.500 €/año**. Los ingresos anuales del parque eólico se han estimado constantes durante toda la vida útil del proyecto y ascienden a **14.945.968,7 €/año**. Se ha fijado la tasa de descuento del proyecto en el **3%** y el Impuesto de Sociedades es del **25%**. La cuenta de resultados se muestra en la Tabla 28.

6.3.2. AEROGENERADOR ENERCON E-160

La inversión inicial del proyecto en este caso asciende a **87.964.758,8 €**, y los costes anuales de operación serían de a **2.754.000 €/año**. Los ingresos anuales del parque eólico se estiman en **14.494.821,88 €/año**, se ha fijado la misma tasa de descuento del 3% y el Impuesto de Sociedades en el 25%. La cuenta de resultados para el proyecto empleando este modelo de aerogenerador se recoge en la Tabla 29.

6. Estudio de viabilidad y rentabilidad

VESTASV-136	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
INGRESOS										
Ingresos totales		14931960,12	14931960,1	14931960,1	14931960,1	14931960,1	14931960,1	14931960,1	14931960,1	14931960,1
COSTES										
Inversión inicial	80660289,6									
Costes de operación		2794500	2794500	2794500	2794500	2794500	2794500	2794500	2794500	2794500
Beneficios parque antiguo		8963248,14	8963248,14	8963248,14	8963248,14	8963248,14				
EBITDA		3174211,98	3174211,98	3174211,98	3174211,98	3174211,98	12137460,1	12137460,1	12137460,1	12137460,1
Amortización		4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48
BaII		-858802,5	-858802,5	-858802,5	-858802,5	-858802,5	8104445,64	8104445,64	8104445,64	8104445,64
IS		25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
BENEFICIO NETO		-858802,5	-858802,5	-858802,5	-858802,5	-858802,5	6078334,23	6078334,23	6078334,23	6078334,23
Amortización		4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48
FLUJO DE CAJA ANUAL	-80660289,6	3174211,98	3174211,98	3174211,98	3174211,98	3174211,98	10111348,7	10111348,7	10111348,7	10111348,7
VAN ACTUALIZADO A CADA	-80660289,6	-77578530,4	-74586531,2	-71681677,6	-68861431,3	-66123328,2	-57655232,8	-49433781	-41451789	-33702282,1

Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
14931960,1	14931960,1	14931960,1	14931960,1	14931960,1	14931960,1	14931960,1	14931960,1	14931960,1	14931960,1	14931960,1
2794500	2794500	2794500	2794500	2794500	2794500	2794500	2794500	2794500	2794500	2794500
12137460,1	12137460,1	12137460,1	12137460,1	12137460,1	12137460,1	12137460,1	12137460,1	12137460,1	12137460,1	12137460,1
4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48
8104445,64	8104445,64	8104445,64	8104445,64	8104445,64	8104445,64	8104445,64	8104445,64	8104445,64	8104445,64	8104445,64
25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
6078334,23	6078334,23	6078334,23	6078334,23	6078334,23	6078334,23	6078334,23	6078334,23	6078334,23	6078334,23	6078334,23
4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48
10111348,7	10111348,7	10111348,7	10111348,7	10111348,7	10111348,7	10111348,7	10111348,7	10111348,7	10111348,7	10111348,7
-26178489,1	-18873835,6	-11781939,1	-4896602,65	1788190,02	8278280	14579338,2	20696870,5	26636222,2	32402583,1	38000991,7

Tabla 28: Cuenta de resultados del proyecto empleando el modelo Vestas V-136

REPOTENCIACIÓN Y DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO DE 46 MW EN CÁDIZ

ENERCON E-160	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9
INGRESOS										
Ingresos totales		14494821,88	14494821,9	14494821,9	14494821,9	14494821,9	14494821,9	14494821,9	14494821,9	14494821,9
COSTES										
Inversión inicial	87964758,8									
Costes de operación		2754000	2754000	2754000	2754000	2754000	2754000	2754000	2754000	2754000
Beneficios parque antiguo		8963248,14	8963248,14	8963248,14	8963248,14	8963248,14				
EBITDA		2777573,74	2777573,74	2777573,74	2777573,74	2777573,74	11740821,9	11740821,9	11740821,9	11740821,9
Amortización		4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48
BAIL		-1255440,74	-1255440,74	-1255440,74	-1255440,74	-1255440,74	7707807,4	7707807,4	7707807,4	7707807,4
IS		25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
BENEFICIO NETO		-1255440,74	-1255440,74	-1255440,74	-1255440,74	-1255440,74	5780855,55	5780855,55	5780855,55	5780855,55
Amortización		4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48
FLUJO DE CAJA ANUAL	-87964758,8	2777573,74	2777573,74	2777573,74	2777573,74	2777573,74	9813870,03	9813870,03	9813870,03	9813870,03
VAN ACTUALIZADO A CADA	-87964758,8	-85268085,27	-82649955,6	-80108082,2	-77640243,9	-75244284,4	-67025322,7	-59045748,3	-51298588,7	-43777074,5

Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
14494821,9	14494821,9	14494821,9	14494821,9	14494821,9	14494821,9	14494821,9	14494821,9	14494821,9	14494821,9	14494821,9
2754000	2754000	2754000	2754000	2754000	2754000	2754000	2754000	2754000	2754000	2754000
11740821,9	11740821,9	11740821,9	11740821,9	11740821,9	11740821,9	11740821,9	11740821,9	11740821,9	11740821,9	11740821,9
4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48
7707807,4	7707807,4	7707807,4	7707807,4	7707807,4	7707807,4	7707807,4	7707807,4	7707807,4	7707807,4	7707807,4
25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%	25%
5780855,55	5780855,55	5780855,55	5780855,55	5780855,55	5780855,55	5780855,55	5780855,55	5780855,55	5780855,55	5780855,55
4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48	4033014,48
9813870,03	9813870,03	9813870,03	9813870,03	9813870,03	9813870,03	9813870,03	9813870,03	9813870,03	9813870,03	9813870,03
-36474633,5	-29384885	-22501634	-15818866,1	-9330741,85	-3031592,12	3084087,23	9021639,99	14786254,3	20382967,3	25816669,2

Tabla 29: Cuenta de resultados del proyecto empleando el modelo Enercon E-160

Tras analizar los datos de la Tabla 28, se han extraído las siguientes conclusiones para el proyecto de repotenciación con el modelo **Vestas V-136**:

- El VAN tiene un valor final de **38.000.991,70 €**. Es mayor que cero, por lo que el proyecto da beneficios y puede considerarse rentable desde el punto de vista de este parámetro.
- El TIR tiene un valor del **6,74%**, que es mayor que la tasa de descuento aplicada en el proyecto (del 3%). Esto indica también que el proyecto es rentable económicamente. Además, el PER estima un TIR mínimo del 6-7% para que un proyecto de construcción de un parque eólico resulte rentable, y este proyecto se encuentra por encima de ese umbral.
- El periodo de recuperación de la inversión es de **13 años**, entrando dentro de la vida útil del parque eólico.

Tras analizar los datos de la Tabla 29, las conclusiones al repotenciar el parque eólico con el modelo **Enercon E-160** son:

- El VAN tiene un valor final de **25.816.669,16 €**. Como es mayor que cero, puede concluirse que la opción de repotenciar con el modelo Enercon también es rentable.
- El TIR tiene un valor del **5,42%**, que es mayor que la tasa de descuento aplicada, por lo que también se considera rentable en este aspecto.
- El periodo de recuperación de la inversión es de **15 años**, que entra dentro de la vida útil del proyecto.

7. IMPACTO SOCIAL, AMBIENTAL Y ECONÓMICO

La construcción de un parque eólico siempre lleva asociados una serie de impactos sobre el entorno del emplazamiento del parque. Debido a la magnitud de las obras a realizar, se considera oportuno el analizar estos impactos, para poder reducir los que sean más desfavorables con el entorno socioeconómico y el medioambiente. Se analizarán principalmente los impactos sociales, ambientales y económicos del proyecto de repotenciación del parque eólico.

Por último, se efectuará un análisis de la sostenibilidad del proyecto, en el cual se destacarán los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS, incluidos en la Agenda 2.030) sobre los que influye el proyecto.

7.1. IMPACTO SOCIAL

La zona del municipio de Facinas, cercano al parque eólico, tiene como actividades económicas principales la explotación agroganadera, la hostelería, construcción y el mantenimiento y explotación de los montes del Parque Natural de los Alcornocales (extracción de leña y corcho). También tiene un importante flujo turístico rural y costero por su cercanía a la costa gaditana [42].

Es una localidad que ha visto un descenso de población notable en los últimos años (de tener casi 3.000 habitantes en los años sesenta, a contar con unos 1.300 en la actualidad). Por ello, la construcción de un parque eólico de la magnitud que se propone puede traer consigo la formación y contratación de mano de obra de las localidades cercanas, tanto en la fase de construcción del nuevo parque eólico, como en las labores de mantenimiento de los aerogeneradores y la operación del parque eólico.

Las obras también traerían consigo un aumento en los servicios y la infraestructura de los municipios de la zona, ya que podría ser necesario renovar los accesos y las carreteras para adecuarlas al transporte de maquinaria pesada como son los componentes de los aerogeneradores.

De esta manera, se aumentaría la tasa de empleo local, y también la sensibilización de la población respecto a la generación de energía por medio de fuentes renovables.

7.2. IMPACTO ECONÓMICO

El impacto económico del proyecto de repotenciación del parque eólico de La Herrería está estrechamente relacionado con el impacto social. La construcción del parque eólico proporcionará un aumento en los ingresos de las arcas públicas de las localidades cercanas.

Este aumento de los ingresos se producirá debido al aumento en la recaudación de impuestos, como son el Impuesto de Actividades Económicas (IAE) o el Impuesto de Bienes Inmuebles de Características Especiales (BICES).

Debido a la cantidad de parques eólicos construidos en la zona del municipio de Facinas y Tahivilla, la recaudación derivada de este tipo de explotaciones es considerable. Esta recaudación también ayuda a mejorar los servicios y la infraestructura de las localidades cercanas.

7.3. IMPACTO AMBIENTAL

Pese a que la energía eólica sea una fuente de energía renovable, como toda explotación industrial, conlleva una serie de impactos sobre el medio ambiente en el emplazamiento donde se sitúa el parque eólico y las zonas colindantes. En este apartado, se analizarán todos estos impactos creados por la construcción de un parque eólico. En general, los impactos generados por este tipo de instalaciones son bajos o moderados; y, una vez el parque eólico ha superado su vida útil y se desmantela, se recupera rápidamente el entorno a su estado original.

7.3.1. EMISIONES CONTAMINANTES

Como es evidente al tratarse de una instalación de energías renovables, no se producen emisiones de CO₂ debidas a la generación de energía eólica, pero durante la construcción del nuevo parque eólico sí que se emitirán gases de efecto invernadero ya que la maquinaria que se emplea para la construcción suele tener motores diésel o gasolina. Por tanto, se emitirán gases de efecto invernadero durante la fase de transporte de los componentes de los nuevos aerogeneradores por carretera hasta el emplazamiento del parque, y durante su montaje.

Teniendo en cuenta toda la vida útil estimada del parque eólico (20 años), el cómputo global de emisiones es muy bajo ya que solo se producen emisiones en el año 0 del proyecto.

7.3.2. IMPACTOS SOBRE LA FAUNA AUTÓCTONA

Los principales animales afectados por las explotaciones de energía eólica son las aves, ya que las aspas de los aerogeneradores abarcan una gran superficie y están a grandes alturas, lo que puede interferir en sus rutas migratorias. También pueden sufrir cambios en sus rutas migratorias debido a las estelas que produce el giro de los aerogeneradores, que pueden propagarse grandes distancias.

En los alrededores del parque eólico se encuentran varios parques naturales de la provincia de Cádiz, como puede ser el Parque Natural del Estrecho en la zona de Tarifa;

o el Parque Natural de los Alcornocales, en la sierra del Algibe, cercana al municipio de Facinas. En la Figura 31 puede verse un recorte del mapa del IGN donde se observa el Parque Natural y las sierras cercanas al municipio de Facinas. Marcado en negro está el emplazamiento del parque eólico, en rojo el municipio de Facinas, y en verde el Parque Natural de los Alcornocales.

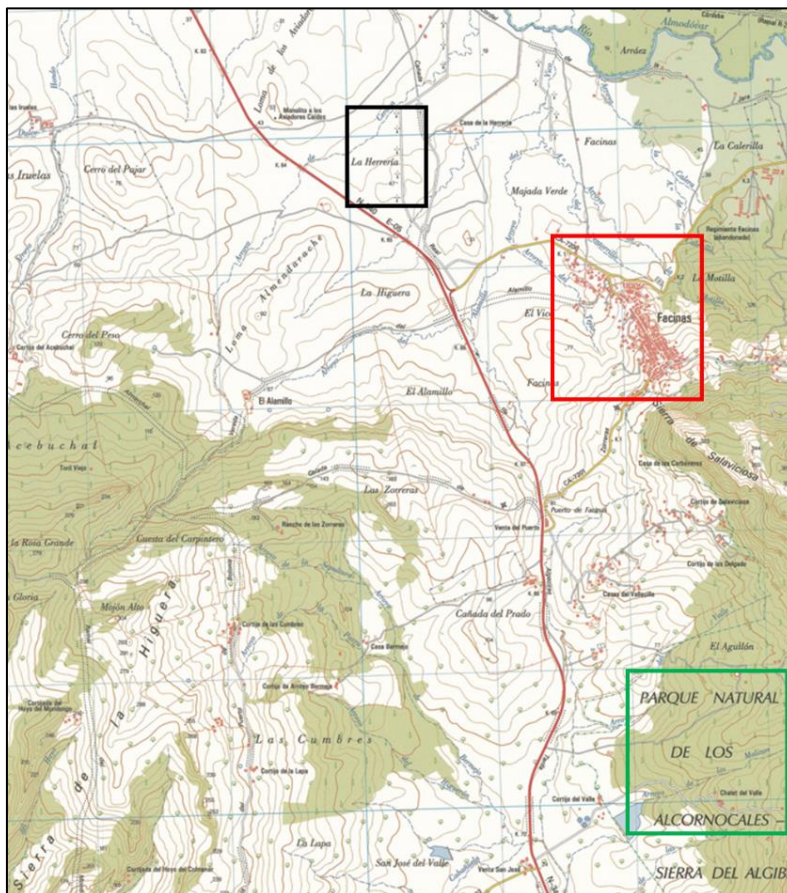


Figura 31: Entorno del parque eólico y el municipio de Facinas. Fuente: [43]

Debido a la cercanía del parque eólico a estos lugares de interés ecológico y cultural, podría ser necesario hacer un nuevo estudio de las rutas migratorias de las aves y los posibles impactos que pudiera generar el nuevo parque eólico. Pese a ello, en la zona de Facinas y Tahivilla hay instalados varios parques eólicos además del parque de La Herrería. Por esta razón, se cree que la instalación de los aerogeneradores no alterará en gran medida las rutas migratorias de las aves de la zona.

7.3.3. IMPACTOS SOBRE EL PAISAJE Y EL TERRENO

Otro de los principales impactos de la construcción de parques eólicos en el medio rural es el impacto visual que generan los aerogeneradores sobre el paisaje. Esto es uno de los aspectos más criticados por la sociedad respecto a la instalación de nuevos parques eólicos. Pese a ello, al repotenciar el parque se estará reduciendo el número total de aerogeneradores de 28 a tan solo 18 u 11, dependiendo del modelo elegido, por lo que el impacto visual se verá reducido.

En cuanto al impacto sobre el terreno, al tratarse de una repotenciación y no la construcción de un parque eólico nuevo, existe una infraestructura previa. En la medida de lo posible, se han elegido emplazamientos para los nuevos aerogeneradores que respeten los caminos de acceso al parque eólico que se emplearon en su construcción original. Por ello, el movimiento de tierras generado por las obras se reducirá considerablemente, para afectar lo menos posible al terreno. Se intentará reutilizar la mayor cantidad de infraestructura de obra civil disponible (canalizaciones, canaletas, cableado de AT, subestaciones transformadoras, etc.). Además, al emplear los caminos ya delimitados, las plataformas de montaje que se utilizan durante las obras podrán ser de dimensiones reducidas y la erosión del terreno será menor. Una vez finalice la vida útil del proyecto, el estado del terreno se devolverá a su estado original.

7.3.4. IMPACTO SONORO

El principal impacto sonoro es el ruido que genera el giro del rotor del aerogenerador, de unos 50 dB a 100 m de distancia. Debido a ello, los parques eólicos se suelen construir alejados de núcleos urbanos y carreteras para mitigar el ruido que producen las máquinas. Según el Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO), la distancia mínima entre un parque eólico y un núcleo de población se sitúa entre 300 y 500 m, aunque para el caso de Andalucía no existen datos [44].

Aun así, el parque eólico de La Herrería se encuentra a unos 2 km del núcleo urbano más cercano, el municipio de Facinas, por lo que el impacto sonoro será muy bajo o nulo. También debe tenerse en cuenta que, al reemplazar los aerogeneradores antiguos por un modelo más moderno, el ruido que producen es menor debido al avance de la tecnología.

7.4. SOSTENIBILIDAD (ODS)

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) son unos objetivos adoptados en el año 2.015 por los países que componen la Asamblea General de las Naciones Unidas, que están recogidos en la Agenda 2.030 para el Desarrollo Sostenible. Se adoptaron con el objetivo de garantizar el fin de la pobreza y la desigualdad, proteger el medio ambiente y garantizar un nivel de prosperidad para todos los habitantes del planeta, todo ello con visión a cumplirse para el año 2.030.

Se plantearon 17 ODS, que además constan de 169 objetivos menores. Los 17 ODS están interrelacionados entre sí, por lo que, al perseguir un objetivo concreto, se estará también avanzando en la consecución de los demás; y, por tanto, equilibrando el desarrollo social y económico teniendo siempre en cuenta la protección del medio ambiente. Los 17 ODS se pueden ver en la Figura 32.



Figura 32: Objetivos de Desarrollo Sostenible. Fuente: ONU

El proyecto de repotenciación del parque eólico de La Herrería está estrechamente relacionado con la consecución de 4 de los 17 ODS:

- **ODS 7 (Energía asequible y no contaminante):** La energía eólica está estrechamente ligada con el ODS 7, ya que es una fuente renovable que contribuye a descarbonizar el sector energético y reducir las emisiones del sector. Es de fácil acceso, y esto la convierte en una muy buena opción para la generación de energía en zonas rurales que no tengan un acceso fácil a la red eléctrica.

Para llegar a conseguir este objetivo, es necesario invertir en fuentes de energía renovable y dejar de tener tanta dependencia de los combustibles fósiles para la generación de energía, a la vez que se mejora la infraestructura y la tecnología actual [45].

- **ODS 9 (Industria, innovación e infraestructura):** Este objetivo se consigue construyendo infraestructuras fiables, sostenibles y de calidad. Este proyecto trata sobre modernizar una infraestructura ya existente como es un parque eólico, que está llegando al final de su vida útil. Está estrechamente ligado con el ODS 7, ya que promueve la implementación de tecnologías y fuentes de energía renovables y la investigación y el desarrollo en el campo de los aerogeneradores.

Esta modernización del sector eólico contribuye al crecimiento de las industrias relacionadas con la fabricación de componentes de los aerogeneradores y componentes electrónicos, a la vez que promueve la creación de nuevos empleos en el sector [46]. También impulsa la modernización del sector con aerogeneradores más eficientes, mejoras en los sistemas de simulación y en la predicción del recurso eólico. Al igual que en el ODS 7, la repotenciación del parque eólico contribuye al desarrollo de las zonas rurales, mejorando la infraestructura local.

- **ODS 12 (Producción y consumo responsables):** Este ODS promueve el consumo responsable y sostenible de los recursos naturales, para reducir la contaminación sobre el medio ambiente.

El proyecto se alinea con este objetivo al fomentar la reducción de la dependencia de combustibles fósiles y a la vez reducir las emisiones nocivas para el medio ambiente. El proyecto de repotenciación también puede contribuir al reciclaje de componentes de los aerogeneradores antiguos, reutilizando por ejemplo las palas como repuestos para otros parques eólicos que usen el mismo modelo de aerogenerador y todavía no hayan llegado al final de su vida útil.

En general, el sector de la energía eólica está adoptando prácticas más sostenibles, como la fabricación de componentes a través de métodos que no contaminen el medioambiente y la reducción general de emisiones durante todas las fases de la vida útil de un parque eólico [47].

- **ODS 13 (Acción por el clima):** La energía eólica también está muy estrechamente ligada con este ODS, que busca combatir el cambio climático y reducir los impactos negativos sobre el medioambiente.

La energía eólica es una de las fuentes de energía renovable que ayuda a combatir el efecto del cambio climático, mejorando la calidad del aire y haciendo un impacto positivo en la salud pública [48]. Gracias a este proyecto de repotenciación se evitará la emisión a la atmósfera de más de 32.500 toneladas de CO₂ (0,19 kg CO₂/kWh [49]) y se producirá suficiente energía para abastecer a más de 52.000 hogares al año (con una media de 3.272 kWh/año por hogar en España [50]).

8. PLANIFICACIÓN TEMPORAL Y PRESUPUESTO

El presente Trabajo de Fin de Grado fue asignado por David Garoz Gómez (tutor del trabajo) a Jaime Fernández López (alumno) en el mes de febrero de 2024, durante el 2º cuatrimestre del curso 2023/2024, y se llevó a cabo durante este 2º cuatrimestre y los meses de verano de 2024.

Tras la adjudicación del trabajo, se investigaron posibles parques eólicos que pudieran ser susceptibles a un proyecto de repotenciación, atendiendo a que fueran muy antiguos y que los modelos de aerogeneradores empleados estuvieran descatalogados o las empresas fabricantes ya no ofertaran piezas de repuesto. Tras esta investigación, se concluyó que el parque eólico a repotenciar sería el de La Herrería, inaugurado en 2004 y que tiene instalado un modelo de aerogenerador obsoleto, aunque potente para la época en la que se construyó el parque eólico.

Una vez elegido el parque eólico a repotenciar, la dedicación del alumno se centró en informarse sobre la energía eólica y el estudio del recurso eólico, para posteriormente elaborar un estudio preliminar en el cual acotar los posibles candidatos de aerogenerador a emplear en la repotenciación. También se aprendió a buscar una base de datos de viento, digitalizar mapas, etc.

Tras esto, se elaboró el Excel con la base de datos de viento con el cual se obtuvo una producción energética anual aproximada para cada modelo de aerogenerador, teniendo en cuenta el recurso eólico disponible en el emplazamiento. Una vez conocido este dato, se pasó a hacer las simulaciones con el software WAsP durante el verano.

Para empezar con las simulaciones, el alumno tuvo que formarse en el uso del software, por medio de una serie de tutoriales disponibles en la página oficial de WAsP y en YouTube. Tras conocer la interfaz del programa, se procedió a simular el parque eólico con los modelos de aerogenerador elegido previamente. Se probaron varias configuraciones para el parque eólico, buscando la de mayor producción anual y menores pérdidas por estelas.

Finalmente, en el mes de agosto se elaboraron los últimos apartados del estudio de viabilidad económica y los estudios de impactos social, ambiental y económico. Tras estos estudios, se concluyó la viabilidad tanto técnica como económica del proyecto. Una vez terminados estos apartados, se redactó la conclusión del trabajo, el estudio temporal y se completaron los Anexos con figuras e información de interés.

Durante todo el periodo de elaboración del trabajo, el alumno y el tutor mantuvieron una comunicación continua, vía e-mail, reuniones a través de Microsoft Teams y reuniones presenciales para tratar los temas más complicados del trabajo.

8.1. DIAGRAMA DE GANTT

En la Figura 33 se ilustra el diagrama de Gantt del proyecto elaborado con Microsoft Project, en el cual se pueden ver las distintas tareas y su duración en el tiempo, para entender la organización del proyecto y cómo se llevaron a cabo los distintos objetivos.

8. Planificación temporal y presupuesto del proyecto

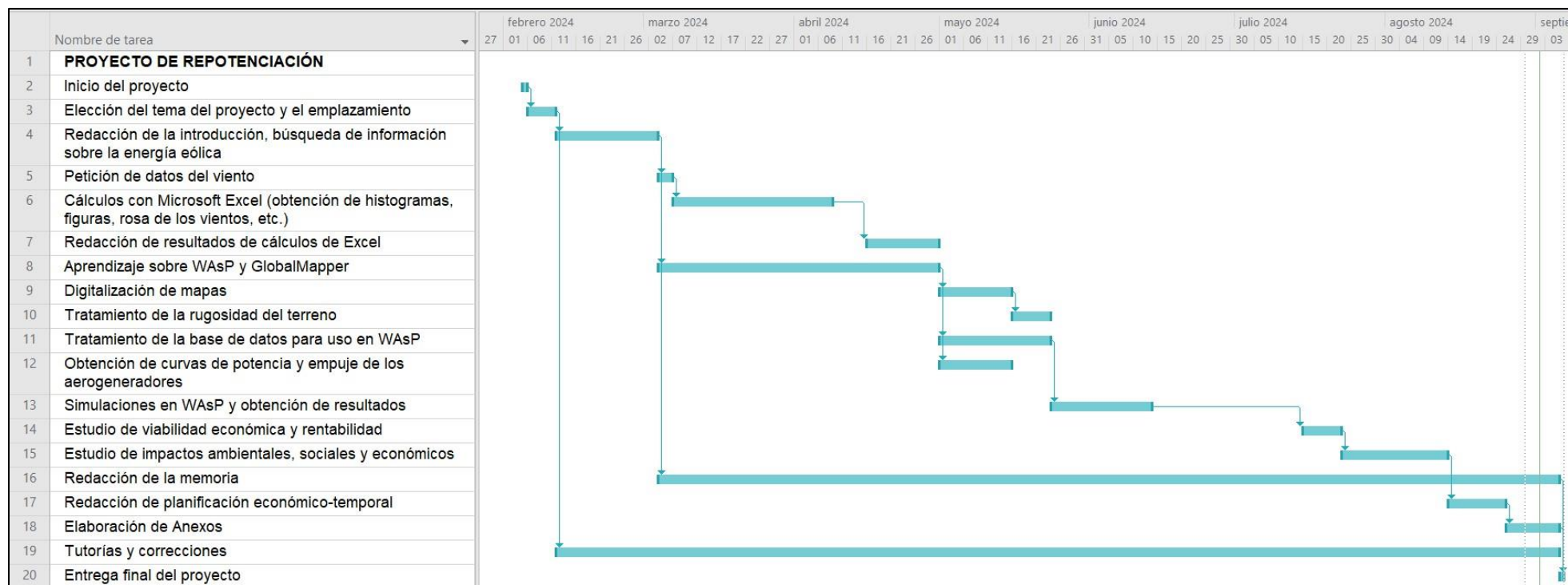


Figura 33: Diagrama de Gantt del proyecto. Fuente: Elaboración propia

8.2. PRESUPUESTO

Se ha calculado el presupuesto para la elaboración del proyecto, teniendo en cuenta tanto los costes de recursos humanos (alumno y tutor), como los costes de los programas empleados para llevarlo a cabo.

Se han empleado los siguientes programas informáticos para la elaboración del trabajo:

- **Paquete de Microsoft Office:** Se ha empleado Microsoft Word para la redacción del trabajo; Microsoft Excel para hacer los cálculos preliminares de producciones de energía anual y elaborar gráficos; y Microsoft Project para elaborar el diagrama de Gantt del proyecto. El coste del paquete de Office es de 69 €/año, pero no incluye la licencia de Microsoft Project, que tiene un precio adicional de 51,5 €/mes. El programa está disponible en el escritorio virtual de la UPM. Se ha considerado que se ha hecho un pago único para obtener la licencia del Project para realizar el diagrama de Gantt.
- **Software WAsP:** Se ha empleado este software especializado para realizar las simulaciones de las distintas opciones de repotenciación y así obtener una producción energética más realista. La licencia del programa cuesta 3.040 €/año para 10 licencias (304 € cada una), pero existe una opción de solicitar una licencia temporal para fines educativos de 6 meses de duración. Se ha considerado por tanto un coste para la licencia de WAsP de 304 € para realizar el proyecto.
- **Programa GlobalMapper:** Se ha empleado este software para elaborar los mapas empleados más tarde en las simulaciones con el programa WAsP. La licencia del programa tiene un precio de 540 €, y es de pago único.

Software	Coste (€/año)
Paquete Microsoft Office	69
Microsoft Project	51,5
WAsP	304
GlobalMapper	540
TOTAL	964,5

Tabla 30: Presupuesto de programas informáticos

Al ser todas las licencias de pago único independientemente del tiempo de uso, el coste total en programas informáticos asciende a **964,5 €**.

Por otro lado, el coste de los recursos humanos se calcula atendiendo a la formación académica. Al alumno se le considera un estudiante en prácticas que cobra el sueldo mínimo, 8,28 €/hora. El tutor, al ser Ingeniero Superior, percibe un sueldo de 30 €/hora.

Concepto	Coste (€/hora)	Nº de horas	Coste total (€)
Alumno	7,5	400	3.000
Tutor del trabajo	30	30	900
TOTAL			3.900

Tabla 31: Presupuesto para Recursos Humanos

8. Planificación temporal y presupuesto del proyecto

Se obtiene un presupuesto total para los Recursos Humanos que asciende a **3.900 €**. Es una cifra aproximada ya que no se dispone de la cifra exacta de las horas empleadas en la elaboración de todos los trabajos.

Por tanto, tras sumar los totales de ambos conceptos, el coste total de elaboración del proyecto es de **4.864,5 €**.

9. CONCLUSIONES DEL PROYECTO

Una vez analizado el proyecto, se ha justificado la necesidad de repotenciación del parque eólico de La Herrería, tanto por la antigüedad de los aerogeneradores instalados actualmente como por la posibilidad de aprovechar mejor el recurso eólico del emplazamiento. Para esta repotenciación se tuvieron en cuenta varios modelos posibles con distintas alturas de buje para determinar cuál produciría una mayor cantidad de energía.

Se llevó a cabo un estudio preliminar para determinar la producción bruta anual de cada modelo de aerogenerador a sus distintas alturas usando una tabla de Excel, en la cual se cargó la base de datos del recurso eólico. Se obtuvieron como resultados que los modelos más rentables tanto por producción energética, precio del aerogenerador e impacto eran los modelos Vestas V-136 (82 m de altura de buje) y Enercon E-160 (100 m de altura de buje). Tras elegir estos dos modelos, se procedió a comparar las producciones de energía empleando el software WAsP, el cual es capaz de simular el comportamiento de los aerogeneradores al colocarlos en los emplazamientos, y saca una producción energética más ajustada a la realidad al tener en cuenta las pérdidas por estelas.

Se concluyó tras comparar ambos modelos en WAsP que la opción más favorable para repotenciar el parque eólico de La Herrería es el modelo **Vestas V-136**. Tras estudiar el recurso eólico del emplazamiento del parque eólico se ha calculado que el parque eólico repotenciado produciría unos **178,856 GWh anuales**, con un factor de capacidad medio del parque eólico del **32,9%** (2.882 horas equivalentes). Se propone por tanto un parque eólico repotenciado de 62,1 MW, que supone un aumento de la potencia nominal instalada del 35%, con el cual se ha obtenido un aumento de la producción de energía eléctrica del 66,74%.


Tras efectuar las simulaciones, se realizó el estudio de viabilidad teniendo en cuenta un parque eólico compuesto por cada modelo de aerogenerador. Para el parque eólico con el modelo Vestas V-136 se obtuvo un **VAN de 38.000.991,70 €**, un **TIR del 6,74%** (mayor que la tasa de descuento supuesta) y un **periodo de recuperación de la inversión de 13 años**. Aunque ambas opciones son rentables económicamente, la rentabilidad que se obtiene al instalar este modelo de aerogenerador es mayor, el TIR es mayor y se produce antes la recuperación de la inversión inicial. Este estudio de viabilidad se ha efectuado teniendo en cuenta el escenario más desfavorable en el cual se han contabilizado los beneficios perdidos por sustituir los aerogeneradores actuales antes de los últimos 5 años de su ciclo de vida. Si no se tuviera esto en cuenta, los beneficios y la rentabilidad del proyecto serían todavía mayores. Tampoco se ha tenido en cuenta la solicitud de ninguna subvención para la energía eólica ni retribuciones especiales para energías renovables.

Por tanto, tras realizar este estudio inicial de repotenciación del parque eólico y analizar sus impactos sociales, ambientales y económicos; se concluye que el proyecto es viable técnica y económicamente, y es posible aprovechar mejor el recurso eólico disponible en el emplazamiento del parque eólico de La Herrería.

REFERENCIAS

- [1] GWEC, «Global Wind Report 2023». 2023. [En línea]. Disponible en: <https://gwec.net/globalwindreport2023/>
- [2] A. Sueiro, «Desventajas de la energía eólica», Antala Industria. Accedido: 31 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.antala.es/ventajas-y-desventajas-energia-eolica/>
- [3] «Ventajas de la energía eólica». Accedido: 31 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-eolica/ventajas-energia-eolica>
- [4] A. Asociación Empresarial Eólica, «La eólica en España», Asociación Empresarial Eólica. Accedido: 27 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-espana/>
- [5] ESIOS REE, «ESIOS electricidad». Accedido: 29 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.esios.ree.es/es>
- [6] A. Asociación Empresarial Eólica, «Potencia instalada y generación», Asociación Empresarial Eólica. Accedido: 27 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/potencia-instalada-y-generacion/>
- [7] «Cádiz lidera la producción de energía eólica en Andalucía», La voz de Cádiz. Accedido: 10 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.lavozdigital.es/provincia/cadiz-lidera-produccion-energia-eolica-andalucia-20230310153924-ntv.html>
- [8] J. V. Márquez, «Fomento de la Repotenciación de Parques Eólicos». 16 de enero de 2020.
- [9] The Wind Power, «La Herrería (España) - Parques eólicos - The Wind Power». Accedido: 29 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.thewindpower.net/windfarm_es_2525_la-herreria.php
- [10] «POWER | Data Access Viewer». Accedido: 1 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- [11] «NASA POWER | Docs | Methodology - NASA POWER | Docs». Accedido: 11 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://power.larc.nasa.gov/docs/methodology/>
- [12] ABB, «Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12 Plantas eólicas». 2012.
- [13] J. Constante, M. Cuesta, y D. Jijón, «Métodos de ajuste de Weibull de dos parámetros en series de viento y estimación del Potencial Eolo-eléctrico.», *Revista Técnica Energía*, vol. 17, pp. 74-82, ene. 2021, doi: 10.37116/revistaenergia.v17.n2.2021.424.
- [14] R. Blasco Sarasa, «Dimensionamiento de una instalación eólicofotovoltaica en la región de Calafat, TFG». 2021. [En línea]. Disponible en: <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://zagan.unizar.es/record/101353/files/TAZ-TFG-2021-021.pdf?version=1>
- [15] C. Centro Nacional de Energías Renovables, «Mapa Eólico Ibérico». Accedido: 24 de enero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=40.83292;longitud=4.22503;altura=50;dato=micro>
- [16] S. F. Munguía, «Cuando hablamos de energía eólica, el tamaño sí importa», *DiarioRenovables | Energías renovables. Eólica, solar, fotovoltaica, baterías, movilidad sostenible*. Accedido: 12 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.diariorenovables.com/2018/09/tamano-aerogeneradores-energia-eolica.html>
- [17] «Ecotecnia 80 1.6 - Fabricantes y aerogeneradores - Acceso en línea - The Wind Power». Accedido: 14 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.thewindpower.net/turbine_es_39_ecotecnia_80-1.6.php

- [18] «Parques eólicos La Herrería y Pasada de Tejada | Enerfín». Accedido: 28 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.enerfin.es/parques-elicos-la-herrera-y-pasada-de-tejada>
- [19] «BOE-A-2010-18915 Real Decreto 1614/2010». [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/pdf/2010/BOE-A-2010-18915-consolidado.pdf>
- [20] Iván Argüello Moreno, «Estudio del recurso eólico, implantación preeliminar y viabilidad económica de un parque eólico de 30MW en Aranguren (Navarra) (TFG)». noviembre de 2019.
- [21] María José Ríos Hernández, «Estudio de viabilidad y diseño de un parque eólico». julio de 2015.
- [22] dpelluz, «Clases de emplazamiento», Efecto estela. Accedido: 15 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://efectoestela.wordpress.com/2013/05/06/clases-de-emplazamiento/>
- [23] «BOE-A-2007-10556 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.» Accedido: 23 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2007-10556&b=90&tn=1&p=20130202#septima-2>
- [24] «Calculadora de Rendimiento». Accedido: 26 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://wind-data.ch/tools/powercalc.php>
- [25] «Enercon E82/3000 - Fabricantes y aerogeneradores - Acceso en línea - The Wind Power». Accedido: 26 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.thewindpower.net/turbine_es_554_enercon_e82-3000.php
- [26] L. Bauer, «Vestas V136-3.45 - 3,45 MW - Aerogenerador». Accedido: 26 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/1282-vestas-v136-3.45>
- [27] L. Bauer, «Nordex N117/3600 Delta - 3,60 MW - Wind turbine». Accedido: 26 de marzo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/1472-nordex-n117-3600-delta>
- [28] «e-REdING. Biblioteca de la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla.» Accedido: 26 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/5116/>
- [29] «Do you know what the “wake effect” is in a wind farm?», Vector Renewables. Accedido: 23 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.vectorenrenewables.com/en/blog/do-you-know-what-the-wake-effect-is-in-a-wind-farm>
- [30] Niels G. Mortensen; Andrew Tindal; Lars Landberg, «FIELD VALIDATION OF THE ΔRIX PERFORMANCE INDICATOR FOR FLOW IN COMPLEX TERRAIN», *DTU Orbit*, 2008, [En línea]. Disponible en: https://orbit.dtu.dk/files/107110613/Field_validation.pdf
- [31] REE, «Inicio | Red Eléctrica». Accedido: 1 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es>
- [32] Elekluz | Mapa de distribuidoras». Accedido: 2 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://elekluz.com/mapas-distribuidoras/>
- [33] «¿Cómo funciona el mercado eléctrico?», Endesa. Accedido: 4 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/sector-energetico/como-funciona-el-mercado-electrico-en-espana>
- [34] REE, «Demanda de energía eléctrica en tiempo real, estructura de generación y emisiones de CO2». Accedido: 1 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://demanda.ree.es/visiona/peninsula/demandaqh/total/2024-01-10>
- [35] R. Eléctrica, «Demanda y producción en tiempo real», Red Eléctrica. Accedido: 1 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/actividades/demanda-y-produccion-en-tiempo-real>
- [36] R. Eléctrica, «Precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC)», Red Eléctrica. Accedido: 25 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en:

- <https://www.ree.es/es/actividades/operacion-del-sistema-electrico/precio-voluntario-pequeno-consumidor-pvpc>
- [37] Sígueme la Corriente, *Todo sobre el PRECIO DE LA ENERGÍA*  ¿Cómo funciona el MERCADO ELÉCTRICO?, (9 de abril de 2021). Accedido: 1 de agosto de 2024. [En línea Video]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=mVfYeAr9RMs>
- [38] «¿Qué tipos de mercado eléctrico existen?», Endesa. Accedido: 25 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.endesa.com/es/la-cara-e/sector-energetico/mercado-libre-mercado-regulado-pvpc>
- [39] «Plan de Energías Renovables 2011-2020 | Idae». Accedido: 4 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/plan-de-energias-renovables-2011-2020>
- [40] «Los precios mayoristas de la electricidad en España descendieron durante 2023 | CNMC». Accedido: 7 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.cnmc.es/prensa/boletin-anual-mercados-plazo-20240429>
- [41] «Valor actual neto», *Wikipedia, la enciclopedia libre*. 2 de agosto de 2024. Accedido: 8 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Valor_actual_neto&oldid=161649476
- [42] «Facinas». Accedido: 14 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.andalucia.org/es/facinas>
- [43] I. G. Nacional, «Instituto Geográfico Nacional», Geoportal oficial del Instituto Geográfico Nacional de España. Accedido: 12 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://www.ign.es>
- [44] «Zonificación ambiental para energías renovables: Eólica y Fotovoltaica», Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Accedido: 14 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/evaluacion-ambiental/zonificacion_ambiental_energias_renovables.html
- [45] «Indicadores de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible - Objetivo 7. Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos», INE. Accedido: 16 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.ine.es/dyngs/ODS/es/objetivo.htm?id=4877>
- [46] «Indicadores de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible - Objetivo 9. Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible y fomentar la innovación», INE. Accedido: 16 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.ine.es/dyngs/ODS/es/objetivo.htm?id=4895>
- [47] «Indicadores de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible - Objetivo 12. Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles», INE. Accedido: 16 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.ine.es/dyngs/ODS/es/objetivo.htm?id=4910>
- [48] «Indicadores de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible - Objetivo 13. Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos», INE. Accedido: 16 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.ine.es/dyngs/ODS/es/objetivo.htm?id=4915>
- [49] R. Eléctrica, «REData - No renovables detalle emisiones CO2», Red Eléctrica. Accedido: 16 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>
- [50] «¿Cómo calcular el consumo eléctrico de una casa?», Endesa. Accedido: 16 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/luz/calcular-consumo-electrico-casa>
- [51] EDP Renewables, «Specifications Report, Wind Facility Enercon E-138 EP3». 29 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <chrome-extension://efaidnbnmnibpcjpcglclefindmkaj/https://www.edpr.com/north-america/sites/edprna/files/2020-08/10021027-CAMO-R-08-ENationRiseTSR.pdf>

ANEXO 1: FICHAS TÉCNICAS DE LOS AEROGENERADORES

VESTAS V-136

VESTAS V-136				
CURVA DE POTENCIA Y EMPUJE			ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
Velocidad (m/s)	Potencia (MW)	Coefficiente de empuje	DATOS OPERACIONALES	
1	0	0	Potencia nominal (kW)	3.450
2	0	0	Velocidad de arranque (m/s)	3
3	34,5	0,868	Velocidad de corte (m/s)	22
4	211,8	0,832	Clase de viento	IEC III-A
5	472,6	0,837		
6	850,7	0,826	TORRE	
7	1377	0,811	Altura de buje (m)	
8	2058	0,794		82/112/132/149
9	2854	0,727	Tipo	Cónica
10	3414,6	0,565	Planear	Steel tube
11	3450	0,402		
12	3450	0,297	ROTOR	
13	3450	0,229	Diámetro (m)	136
14	3450	0,183	Área de barrido (m ²)	14.527
15	3450	0,148	Número de palas	3
16	3450	0,122		
17	3450	0,102	GENERADOR	
18	3450	0,087	Tipo	Síncrono
19	3450	0,075	Voltaje (V)	690
20	3450	0,065	Frecuencia (Hz)	50/60
21	3450	0,057		
22	3450	0,051	OTROS	
23	0	0	Onshore	SÍ
24	0	0	Offshore	NO
25	0	0		
26	0	0		

Tabla 32: Ficha técnica del modelo VESTAS V-136

ENERCON E-160 EP5 E3

ENERCON E-160 EP5 E3				
CURVA DE POTENCIA Y EMPUJE			ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
Velocidad (m/s)	Potencia (MW)	Coefficiente de empuje	DATOS OPERACIONALES	
1	0	0	Potencia nominal (kW)	5.560
2	0	0	Velocidad de arranque (m/s)	3
3	103	1	Velocidad de corte (m/s)	28
4	343	0,88	Clase de viento	IEC III-A
5	728	0,82		
6	1277	0,80	TORRE	
7	2007	0,77	Altura de buje (m)	
8	2864	0,71		98/114/120/166
9	3742	0,63	Tipo	Cónica
10	4517	0,53	Planear	Steel tube
11	5082	0,44		
12	5404	0,35	ROTOR	
13	5548	0,28	Diámetro (m)	160
14	5560	0,22	Área de barrido (m ²)	20.106
15	5560	0,18	Número de palas	3
16	5560	0,15		
17	5560	0,12	GENERADOR	
18	5560	0,10	Tipo	Síncrono
19	5560	0,09	Voltaje (V)	755,2
20	5560	0,08	Frecuencia (Hz)	50/60
21	5406	0,07		
22	5069	0,06	OTROS	
23	4516	0,05	Onshore	SÍ
24	3791	0,04	Offshore	NO
25	2709	0,02		
26	1973	0,02		
27	1340	0,01		
28	902	0,01		

Tabla 33: Ficha técnica del modelo ENERCON E-160

ENERCON E-138 EP3 E2

ENERCON E-138 EP3 E2				
CURVA DE POTENCIA Y EMPUJE			ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
Velocidad (m/s)	Potencia (MW)	Coefficiente de empuje	DATOS OPERACIONALES	
1	0	0	Potencia nominal (kW)	4.200
2	2	1	Velocidad de arranque (m/s)	3
3	69	1	Velocidad de corte (m/s)	26
4	250	0,91	Clase de viento	IEC III-A
5	540	0,87		
6	952	0,85	TORRE	
7	1506	0,80	Altura de buje (m)	
8	2173	0,73		81/111/131/160
9	2865	0,63	Tipo	Cónica
10	3474	0,52	Planear	Steel tube
11	3913	0,41		
12	4164	0,32	ROTOR	
13	4260	0,25	Diámetro (m)	138
14	4260	0,19	Área de barrido (m ²)	15.085
15	4260	0,16	Número de palas	3
16	4260	0,13		
17	4260	0,111	GENERADOR	
18	4260	0,09	Tipo	Síncrono
19	4260	0,08	Voltaje (V)	690
20	4260	0,07	Frecuencia (Hz)	50/60
21	4184	0,06		
22	3943	0,05	OTROS	
23	3543	0,04	Onshore	SÍ
24	3008	0,03	Offshore	NO
25	2187	0,02	* Los valores del coeficiente de empuje se	
26	1613	0,02	han obtenido a partir de un aerogenerador	
27	1106	0,01	de características similares (ENERCON E-	
28	753	0,01	138 EP3 de 3.500 kW de potencia nominal	
29	0	0	[51]).	

Tabla 34: Ficha técnica del modelo ENERCON E-138

ENERCON E-82

ENERCON E-82				
CURVA DE POTENCIA Y EMPUJE			ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
Velocidad (m/s)	Potencia (MW)	Coefficiente de empuje	DATOS OPERACIONALES	
1	0	0	Potencia nominal (kW)	3.000
2	0	0	Velocidad de arranque (m/s)	3
3	25	0,868	Velocidad de corte (m/s)	25
4	82	0,832	Clase de viento	IEC II-A
5	174	0,837		
6	321	0,826	TORRE	
7	532	0,811	Altura de buje (m)	
8	815	0,794		59/69
9	1180	0,727	Tipo	Cónica
10	1580	0,565	Planear	Steel tube
11	1900	0,402		
12	2200	0,297	ROTOR	
13	2480	0,229	Diámetro (m)	82
14	2700	0,183	Área de barrido (m ²)	5.281
15	2850	0,148	Número de palas	3
16	2950	0,122		
17	3020	0,102	GENERADOR	
18	3020	0,087	Tipo	Síncrono
19	3020	0,075	Voltaje (V)	690
20	3020	0,065	Frecuencia (Hz)	50
21	3020	0,057		
22	3020	0,051	OTROS	
23	3020	0,04	Onshore	SÍ
24	3020	0,03	Offshore	NO
25	3020	0,01	* Los valores del coeficiente de empuje se han obtenido a partir de un aerogenerador de características similares (VESTAS V-136).	
26	0	0		

Tabla 35: Ficha técnica del modelo ENERCON E-82

NORDEX N-117

NORDEX N-117				
CURVA DE POTENCIA Y EMPUJE			ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
Velocidad (m/s)	Potencia (MW)	Coefficiente de empuje	DATOS OPERACIONALES	
1	0	0	Potencia nominal (kW)	3.600
2	0	0	Velocidad de arranque (m/s)	3
3	17	0,88	Velocidad de corte (m/s)	25
4	131	0,871	Clase de viento	IEC II-A
5	344	0,864		
6	638	0,85	TORRE	
7	1038	0,846	Altura de buje (m)	
8	1562	0,844		91/106/141
9	2188	0,792	Tipo	Cónica
10	2846	0,701	Planear	Steel tube
11	3308	0,624		
12	3540	0,443	ROTOR	
13	3600	0,333	Diámetro (m)	117
14	3600	0,261	Área de barrido (m ²)	10.715
15	3600	0,21	Número de palas	3
16	3600	0,173		
17	3600	0,145	GENERADOR	
18	3600	0,122	Tipo	Asíncrono
19	3600	0,105	Voltaje (V)	660
20	3600	0,091	Frecuencia (Hz)	50/60
21	3600	0,079		
22	3600	0,07	OTROS	
23	3600	0,062	Onshore	SÍ
24	3600	0,055	Offshore	NO
25	3600	0,05		
26	0	0		

Tabla 36: Ficha técnica del modelo NORDEX N-117

ECOTECNIA 80 1.6

ECOTECNIA 80 1.6				
CURVA DE POTENCIA Y EMPUJE			ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	
Velocidad (m/s)	Potencia (MW)	Coefficiente de empuje	DATOS OPERACIONALES	
1	0	0	Potencia nominal (kW)	1.670
2	0	0	Velocidad de arranque (m/s)	3
3	15	0,85	Velocidad de corte (m/s)	25
4	64	0,82	Clase de viento	IEC III-A
5	146	0,81		
6	267	0,80	TORRE	
7	443	0,78	Altura de buje (m)	
8	678	0,71		60/80
9	967	0,65	Tipo	Cónica
10	1296	0,50	Planear	Steel tube
11	1560	0,40		
12	1660	0,28	ROTOR	
13	1670	0,173	Diámetro (m)	80
14	1670	0,134	Área de barrido (m ²)	5.027
15	1670	0,121	Número de palas	3
16	1670	0,118		
17	1600	0,106	GENERADOR	
18	1474	0,085	Tipo	Asíncrono
19	1364	0,080	Voltaje (V)	690
20	1253	0,074	Frecuencia (Hz)	50
21	1143	0,067		
22	1032	0,054	OTROS	
23	921	0,050	Onshore	SÍ
24	810	0,043	Offshore	NO
25	702	0,040		
26	0	0		

**ANEXO 2: PRODUCCIÓN OBTENIDA CON EL SOFTWARE
WAsP**

VESTAS V-136

Se muestra la producción para cada modelo de aerogenerador Vestas V-136 instalado en el parque eólico repotenciado en la Figura 34, obtenida en WAsP. Se puede ver la ubicación de la estación de medida y cada aerogenerador instalado, la elevación del terreno en el punto donde está instalado, el RIX, producciones brutas y netas, las pérdidas y el coeficiente de potencia.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Ht [m]	d [m]	U [m/s]	U(w) [m/s]	p [kg/m ³]	Gross [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]	CF [%]
Reference site 1	255211,0	4005123,0	31,8	0,3	0,0	10,0	0,0	4,27	-	1,203	-	-	-	-
Turbine site 001	255288,2	4004316,0	39,8	0,4	0,1	82,0	0,0	6,47	6,18	1,194	11,413	10,526	7,77	34,8
Turbine site 002	255283,3	4004518,0	45,0	0,4	0,1	82,0	0,0	6,57	6,14	1,193	11,697	10,310	11,86	34,1
Turbine site 003	255279,6	4004678,0	29,9	0,4	0,0	82,0	0,0	6,38	5,94	1,195	11,203	9,760	12,88	32,3
Turbine site 004	255284,9	4005000,0	25,0	0,3	0,0	82,0	0,0	6,23	5,75	1,196	10,782	9,189	14,77	30,4
Turbine site 005	255653,8	4005298,0	21,7	0,3	0,0	82,0	0,0	6,25	5,72	1,196	10,817	9,043	16,40	29,9
Turbine site 006	255648,5	4005621,0	22,4	0,2	-0,1	82,0	0,0	6,28	5,93	1,196	10,899	9,743	10,60	32,2
Turbine site 007	255751,2	4005812,0	18,2	0,1	-0,2	82,0	0,0	6,28	5,97	1,197	10,885	9,910	8,96	32,8
Turbine site 008	255744,7	4006132,0	16,3	0,0	-0,3	82,0	0,0	6,32	6,07	1,197	10,982	10,168	7,41	33,6
Turbine site 009	256386,1	4005357,0	18,2	0,4	0,1	82,0	0,0	6,31	5,97	1,197	10,939	9,841	10,03	32,5
Turbine site 010	256402,7	4005035,0	19,9	0,5	0,2	82,0	0,0	6,27	5,95	1,196	10,834	9,838	9,19	32,5
Turbine site 011	256395,0	4004720,0	21,4	0,6	0,3	82,0	0,0	6,25	5,97	1,196	10,798	9,926	8,07	32,8
Turbine site 012	256395,6	4004420,0	26,1	0,6	0,3	82,0	0,0	6,32	6,09	1,196	10,979	10,255	6,60	33,9
Turbine site 013	254536,8	4004791,0	44,9	0,2	-0,1	82,0	0,0	6,48	6,00	1,193	11,514	9,932	13,74	32,8
Turbine site 014	254532,2	4004951,0	50,0	0,2	-0,1	82,0	0,0	6,51	6,09	1,193	11,583	10,135	12,51	33,5
Turbine site 015	254856,9	4005415,0	24,8	0,1	-0,2	82,0	0,0	6,21	5,81	1,196	10,743	9,377	12,72	31,0
Turbine site 016	254868,5	4005698,0	20,0	0,0	-0,3	82,0	0,0	6,21	5,84	1,196	10,730	9,461	11,83	31,3
Turbine site 017	255142,5	4006244,0	20,0	0,0	-0,3	82,0	0,0	6,39	6,13	1,196	11,184	10,326	7,67	34,1
Turbine site 018	255130,1	4006550,0	15,0	0,0	-0,3	82,0	0,0	6,36	6,30	1,197	11,109	10,949	1,44	36,2

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	198,375	11,021	10,771	11,516
Total net AEP [GWh]	178,856	9,936	8,972	10,978
Proportional wake loss [%]	9,84	-	1,42	17,05
Capacity factor [%]	32,9	-	29,7	36,3
Mean speed [m/s]	-	6,32	6,22	6,48
Mean speed (wake-reduced) [m/s]	-	6,00	5,70	6,31
Air density [kg/m ³]	-	1,196	1,193	1,197
Power density [W/m ²]	-	331	307	355
RIX [%]	-	-	0,0	0,7

Figura 34: Producción del modelo VESTAS V-136 obtenida con WAsP

ENERCON E-160

Se muestra la producción para cada modelo de aerogenerador Enercon E-160 EP5 E3 instalado en el parque eólico repotenciado en la Figura 35, obtenida en WASP. Se puede ver la ubicación de la estación de medida y cada aerogenerador instalado, la elevación del terreno en el punto donde está instalado, el RIX, producciones brutas y netas, las pérdidas y el coeficiente de potencia.

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elev. [m]	RIX [%]	DR [%]	Ht [m]	d [m]	U [m/s]	U(w) [m/s]	ρ [kg/m ³]	Gross [GWh]	Net. [GWh]	Loss [%]	CF [%]
Reference site 10	255211,0	4005123,0	31,8	0,3	0,0	10,0	0,0	4,27	-	1,203	-	-	-	-
Turbine site 001	255288,2	4004316,0	39,8	0,4	0,1	100,0	0,0	6,62	6,34	1,192	17,357	16,132	7,06	33,1
Turbine site 002	255282,0	4004843,0	26,8	0,3	0,0	100,0	0,0	6,46	6,07	1,193	16,769	15,026	10,40	30,8
Turbine site 003	255653,8	4005298,0	21,7	0,3	0,0	100,0	0,0	6,46	5,95	1,194	16,717	14,440	13,62	29,6
Turbine site 004	255751,2	4005812,0	18,2	0,1	-0,2	100,0	0,0	6,47	6,24	1,194	16,765	15,740	6,11	32,3
Turbine site 005	256386,1	4005357,0	18,2	0,4	0,1	100,0	0,0	6,47	6,13	1,194	16,759	15,271	8,88	31,3
Turbine site 006	256393,0	4004864,0	21,0	0,6	0,3	100,0	0,0	6,43	6,15	1,194	16,580	15,405	7,09	31,6
Turbine site 007	256395,6	4004420,0	26,1	0,6	0,3	100,0	0,0	6,48	6,25	1,194	16,768	15,815	5,68	32,4
Turbine site 008	254536,8	4004791,0	44,9	0,2	-0,1	100,0	0,0	6,64	6,21	1,191	17,525	15,496	11,57	31,8
Turbine site 009	254856,9	4005415,0	24,8	0,1	-0,2	100,0	0,0	6,41	6,04	1,194	16,559	14,883	10,12	30,5
Turbine site 010	254872,2	4005858,0	19,9	0,0	-0,3	100,0	0,0	6,44	6,16	1,194	16,649	15,393	7,55	31,6
Turbine site 011	255130,1	4006550,0	15,0	0,0	-0,3	100,0	0,0	6,53	6,50	1,195	17,025	16,873	0,89	34,6

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	185,952	16,905	16,601	17,527
Total net AEP [GWh]	173,457	15,769	14,813	16,858
Proportional wake loss [%]	6,72	-	1,26	11,96
Capacity factor [%]	32,4	-	30,4	34,6
Mean speed [m/s]	-	6,50	6,43	6,64
Mean speed (wake-reduced) [m/s]	-	6,25	6,04	6,49
Air density [kg/m ³]	-	1,194	1,191	1,195
Power density [W/m ²]	-	364	348	383
RIX [%]	-	-	0,0	0,7

Figura 35: Producción del modelo ENERCON E-160 obtenida con WASP

ANEXO 3: CÁLCULOS REALIZADOS CON EXCEL

ANEXO 3: CÁLCULOS REALIZADOS CON EXCEL

Se muestra un extracto de los cálculos realizados con Excel en la Figura 36, se muestran las tablas para obtener los histogramas del recurso eólico a distintas alturas, y las figuras de la distribución de Weibull para una altura de buje de 82 m en este caso. Se hizo el mismo procedimiento para cada altura, modificando los valores de la velocidad del viento.

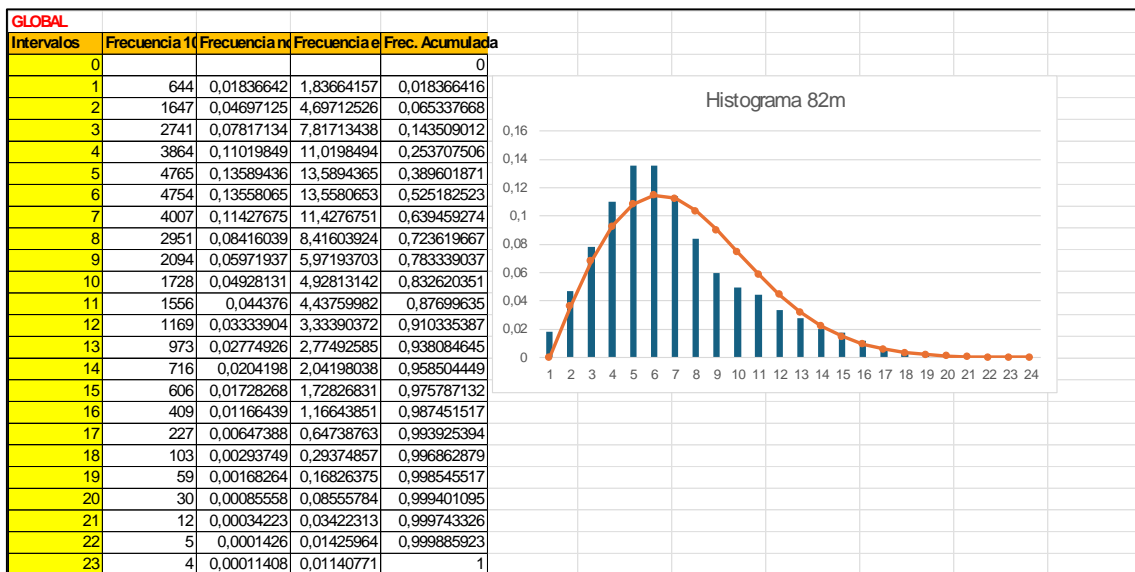
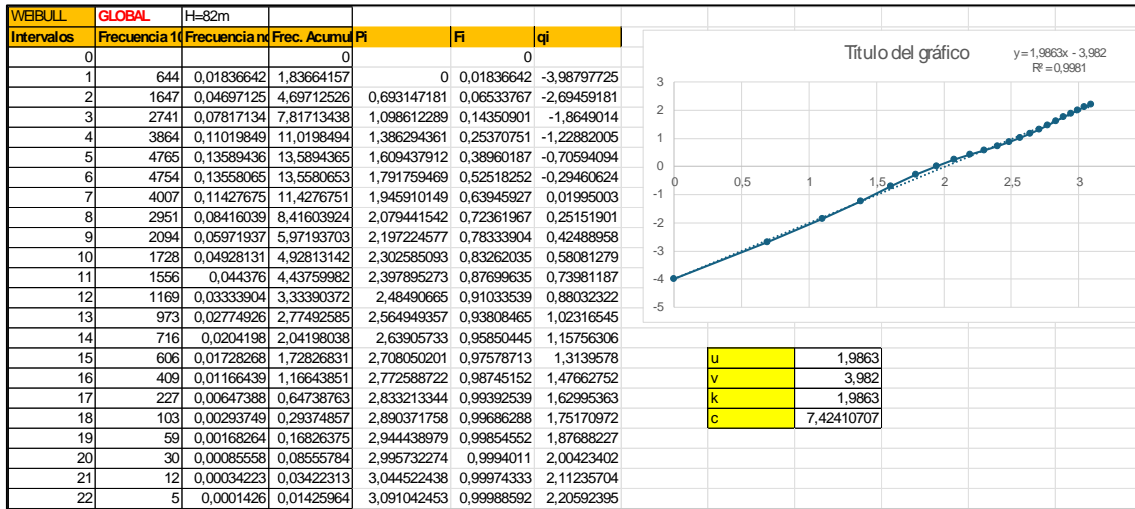


Figura 36: Extracto del documento de Excel que contiene los datos del recurso eólico