



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIERÍA  
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

# ESTUDIO DE VIABILIDAD DE UN PARQUE EÓLICO DE 30 MW EN LEZUZA (ALBACETE)

AUTORA: CELIA GRAU FERNÁNDEZ

TUTOR: JOSE FELIPE VILLANUEVA LÓPEZ

COTUTORA: ISABEL MARTÓN LLUCH

Curso Académico: 2020-21



## **AGRADECIMIENTOS**

En primer lugar, quiero dar las gracias a mi tutor José Felipe Villanueva por ayudarme en todo momento y guiarme en la realización de este trabajo final de grado.

También me gustaría agradecer todo el apoyo recibido por parte de mi familia y mis compañeros durante estos años de carrera ya que gracias a ellos mi paso por la universidad ha sido ameno e inolvidable.

## **RESUMEN**

El alcance del presente Trabajo Final de Grado es el diseño de un parque eólico en el municipio de Lezuza (Albacete). En primer lugar, se lleva a cabo un estudio del potencial eólico de la zona mediante los datos ofrecidos por Global Wind Atlas. Tras la caracterización del recurso eólico, se plantean varias alternativas de emplazamiento del parque eólico dentro de la zona y se comparan distintos modelos de aerogeneradores.

Una vez finalizado el diseño y el análisis de las diferentes alternativas, se realiza el Estudio de Impacto Ambiental con el fin de conocer los impactos que supondría la instalación del parque eólico en la zona. Por último, se efectúa un estudio de viabilidad económica para determinar si resulta rentable llevar a cabo el proyecto.

**Palabras clave:** parque eólico, aerogeneradores, impacto ambiental, viabilidad económica.

## RESUM

L'abast del present Treball Final de Grau és el disseny d'un parc eòlic en el municipi de Lezuza (Albacete). En primer lloc, es duu a terme un estudi del potencial eòlic de la zona mitjançant les dades oferides per Global Wind Atlas. Després de la caracterització del recurs eòlic, es plantegen diverses alternatives d'emplaçament del parc eòlic dins de la zona i es comparen diferents models d'aerogeneradors.

Una vegada finalitzat el disseny i l'anàlisi de les diferents alternatives, es realitza l'Estudi d'Impacte Ambiental amb la finalitat de conèixer els impactes que suposaria la instal·lació del parc eòlic en la zona. Finalment, s'efectua un estudi de viabilitat econòmica per a determinar si resulta rendible dur a terme el projecte.

**Paraules clau:** parc eòlic, aerogeneradors, impacte ambiental, viabilitat econòmica

## ABSTRACT

The scope of this Final Degree Project is the design of a wind farm in the village of Lezuza (Albacete). Firstly, a study of the wind potential of the area is carried out based on the data provided by Global Wind Atlas. After characterising the wind resource, several alternatives are proposed for the location of the wind farm in the area and different wind turbine models are compared.

Once the design and analysis of the different alternatives has been completed, the Environmental Impact Study is carried out to determine the impacts that the installation of the wind farm would have on the area. Finally, an economic viability study is carried out to determine whether it is profitable to carry out the project.

**Keywords:** wind farm, wind turbines, environmental impact, economic viability.



## ÍNDICE

### DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG

- Documento nº1: MEMORIA
- Documento nº2: PRESUPUESTO
- Documento nº3: PLANOS

### ÍNDICE DE LA MEMORIA

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 OBJETO DEL PROYECTO .....	1
1.2 ALCANCE DEL TRABAJO FINAL DE GRADO.....	1
1.3. JUSTIFICACIÓN Y MOTIVACIÓN .....	2
CAPÍTULO 2. NORMATIVA .....	3
2.1. LEGISLACIÓN EUROPEA .....	3
2.1.1. Legislación europea relativa a la producción de energía eléctrica .....	3
2.1.2. Legislación europea relativa al medioambiente .....	3
2.2 LEGISLACIÓN ESTATAL.....	3
2.2.1. Legislación estatal relativa a la producción de energía eléctrica .....	3
2.2.2. Legislación estatal relativa al medioambiente .....	3
2.3 LEGISLACIÓN AUTONÓMICA .....	4
2.3.1. Legislación Autonómica relativa a la producción de energía eléctrica .....	4
2.3.2. Legislación Autonómica relativa al medioambiente .....	4
CAPÍTULO 3. PANORAMA ACTUAL .....	5
CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO .....	14
4.1. SITUACIÓN DEL MUNICIPIO.....	14
4.2 FIGURAS AMBIENTALES.....	15
4.2.1. Red Natura 2000.....	15
4.2.2. IBAs.....	15
4.2.3 Parques Nacionales .....	16
4.2.4 Reservas de Biosfera .....	16

4.3. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO .....	16
4.3.1. Velocidad media anual .....	17
4.3.2. Rugosidad Superficial .....	17
4.4. ÁREAS DE ESTUDIO .....	18
4.5. ROSA DE VIENTOS.....	19
4.5.1. Rosa de vientos. Frecuencia .....	19
4.5.2. Rosa de vientos. Velocidad media anual.....	20
4.5.3. Rosa de vientos. Potencia extraíble .....	20
4.6. DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDAD DEL VIENTO. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL .....	20
4.7. PERFIL DE VELOCIDADES .....	22
CAPÍTULO 5. ELECCIÓN DE UN AEROGOGENERADOR .....	24
5.1. CLASES DE AEROGOGENERADORES .....	24
5.2. ELECCIÓN DE MODELO .....	24
CAPÍTULO 6. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO.....	31
6.1. EFECTOS MODIFICADORES DEL VIENTO.....	31
6.1.1. Efecto parque .....	31
6.1.2. Efecto colina .....	31
6.2. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS.....	31
6.2.1. Ubicación de aerogeneradores .....	32
6.2.2. Cantidad de energía producida .....	36
6.3. CÁLCULO DE PÉRDIDAS ENERGÉTICAS .....	38
6.4. COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS .....	41
CAPÍTULO 7. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL .....	42
7.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	42
7.2. INVENTARIO AMBIENTAL .....	42
7.2.1. Clima.....	42
7.2.2. Composición del suelo.....	43
7.2.3. Sismología.....	43
7.2.4. Hidrología .....	44
7.2.5. Patrimonio Histórico-Artístico.....	44
7.2.6. Espacios naturales .....	44
7.2.7. Socioeconomía .....	44
7.2.8. Fauna .....	45
7.2.9. Flora.....	46

7.3. IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS.....	46
7.4. FACTORES AFECTADOS.....	47
7.5. EVALUACIÓN DE IMPACTOS. MATRIZ DE LEOPOLD .....	48
7.6. MEDIDAS PREVENTIVAS Y CORRECTORAS .....	55
7.6.1. Calidad del aire.....	55
7.6.2. Calidad del suelo y erosión.....	55
7.6.3. Ruido.....	55
7.6.4. Fauna.....	55
7.6.5. Flora.....	56
7.6.6. Paisaje.....	56
CAPÍTULO 8. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.....	57
8.1. COSTES INICIALES .....	57
8.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN .....	57
8.3. INGRESOS .....	58
8.4. ANÁLISIS FINANCIERO .....	58
8.5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	61
8.6. ANÁLISIS DE RIESGO .....	62
CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES .....	63
CAPÍTULO 10. BIBLIOGRAFÍA.....	64

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Evolución nueva potencia instalada en España. Fuente: AEE .....	5
Figura 2. Distribución potencia eólica instalada en España por CC.AA. en 2020. Fuente: AEE .....	6
Figura 3. Potencia instalada por fabricantes de aerogeneradores en C-L.M. Fuente: AAE .....	12
Figura 4. Término Municipal Lezuza. Fuente: Planeamiento Municipal Castilla-La Mancha .....	14
Figura 5. Red Natura 2000. Fuente: Zonificación ambiental para Proyectos prioritarios en CLM.....	15
Figura 6. IBAs. Fuente: Zonificación ambiental para Proyectos prioritarios en CLM.....	16
Figura 7. Mapa velocidad media anual a 100m en el municipio Lezuza. Fuente: Global Wind Atlas ...	17
Figura 8. Mapa Rugosidad superficial(m) en el municipio Lezuza. Fuente: Global Wind Atlas .....	18
Figura 9. Zonas de estudio Lezuza.....	19
Figura 10. Rosa de vientos de frecuencia. Zona 1.....	19
Figura 11. Rosa de vientos de frecuencia. Zona 2.....	19
Figura 12. Rosa de vientos de frecuencia. Zona 3.....	19
Figura 13. Rosa de vientos de velocidad media anual. Zona 1.....	20
Figura 14. Rosa de vientos de velocidad media anual. Zona 2.....	20
Figura 15. Rosa de vientos de velocidad media anual. Zona 3.....	20
Figura 16. Rosa de vientos de potencia extraíble. Zona 1.....	20
Figura 17. Rosa de vientos de potencia extraíble. Zona 2.....	20
Figura 18. Rosa de vientos de potencia extraíble. Zona 3.....	20
Figura 19. Distribución de Weibull a 100 m .....	22
Figura 20. Perfil de velocidades de las zonas de estudio. ....	23
Figura 21. Curva de potencia G90-2.0 MW. Fuente: The Wind Power .....	27
Figura 22. Curva de potencia G97-2.0 MW. Fuente: The Wind Power .....	27
Figura 23. Curva de potencia G114-2.0 MW. Fuente: The Wind Power .....	28
Figura 24. Gráfica de la posición real e ideal de los aerogeneradores de la alternativa A .....	34

Figura 25. Gráfica de la posición real e ideal de los aerogeneradores de la alternativa B .....	35
Figura 26. Climograma de Lezuza. Fuente: Climate-Data.org .....	42
Figura 27. Mapa geológico Lezuza. Fuente: IGME. ....	43
Figura 28. Mapa de sismicidad. Fuente: Instituto Geográfico Nacional (IGN) .....	44
Figura 29. Gráfico de flujo de caja acumulado. Fuente: RETScreen.....	61
Figura 30. Gráfico de impacto sobre el valor de la TIR.....	62

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. Características parques eólicos en la provincia de Cuenca. Fuente: AAE.....	6
TABLA 2. Clases de aerogeneradores. Fuente: Norma IEC 61400-1 .....	24
TABLA 3. Modelos de aerogeneradores clase III.....	25
TABLA 4. Especificaciones Técnicas aerogenerador G90-2.0 MW .....	25
TABLA 5. Especificaciones técnicas aerogenerador G97-2.0 MW.....	26
TABLA 6. Especificaciones técnicas aerogenerador G114-2.0 MW.....	26
TABLA 7. Energía producida en la zona 1 .....	29
TABLA 8. Energía producida en la zona 2 .....	30
TABLA 9. Energía producida en la zona 3 .....	30
TABLA 10. Posición real e ideal de aerogeneradores de la alternativa A.....	33
TABLA 11. Posición real e ideal de los aerogeneradores de la alternativa B. ....	34
TABLA 12. Distancia real y distancia normalizada entre aerogeneradores de la alternativa A .....	35
TABLA 13. Distancia real y distancia normalizada entre aerogeneradores de la alternativa B. ....	36
TABLA 14. Coordenadas UTM reales, energía producida anualmente, horas equivalentes y factor de carga de cada aerogenerador de la alternativa A. ....	36
TABLA 15. Coordenadas UTM reales, energía producida anualmente, horas equivalentes y factor de carga de cada aerogenerador de la alternativa B. ....	37
TABLA 16. Ángulo de desalineación. ....	39
TABLA 17. Coeficiente $\alpha_d$ para cada aerogenerador de la alternativa A.....	40
TABLA 18. Coeficiente $\alpha_d$ para cada aerogenerador de la alternativa B.....	40
TABLA 19. Resumen Alternativa A.....	41
TABLA 20. Resumen Alternativa B.....	41
TABLA 21. Comparación de alternativas. ....	41
TABLA 22. Valores asociados a los atributos. Fuente: Evaluación de Impacto Ambiental (2013). ....	49
TABLA 23. Matriz Leopold. Fase de construcción. ....	51
TABLA 24. Matriz Leopold. Fase de funcionamiento. ....	52
TABLA 25. Matriz Leopold. Fase de desmantelamiento.....	54
TABLA 26. Costes iniciales. ....	57
TABLA 27. Vida útil según tipo de instalación. Fuente: Real Decreto 413/2014. ....	59
Tabla 28. Resumen costes iniciales, costes anuales e ingresos. ....	60
TABLA 29. VAN, TIR Y Relación Beneficio-Costo.....	60
TABLA 30. Análisis de Sensibilidad del TIR. ....	61



Documento nº1:

**MEMORIA**



# CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

## **1.1 OBJETO DEL PROYECTO**

El presente Trabajo Final de Grado tiene como objetivo el diseño y análisis de un parque eólico de 30 MW de potencia en el término municipal de Lezuza, Albacete. El parque estará conformado por 15 aerogeneradores de 2MW de potencia nominal.

A continuación, se detallan los objetivos específicos necesarios para cumplir con el propósito general.

- Caracterización del potencial eólico de los lugares candidatos a albergar el parque eólico (velocidades medias, rugosidad del terreno, densidades de potencia, distribución de Weibull, etc.) gracias a los datos proporcionados por Global Wind Atlas. A su vez, se lleva a cabo la comprobación de que las zonas de estudio no se ven afectadas por ninguna figura medio ambiental.
- Elección de una determinada clase de aerogenerador dependiendo del recurso eólico de la zona, estudio de los diferentes modelos pertenecientes a dicha clase y cálculo de energía de cada aerogenerador en las diferentes zonas de estudio.
- Determinar la cantidad de energía producida y las pérdidas energéticas de las alternativas de estudio, así como la orientación de los aerogeneradores para maximizar la energía producida.
- Realización de un Estudio de Impacto Ambiental del parque eólico para evaluar los impactos del proyecto en el entorno y la presentación de una serie de medidas preventivas y correctoras para minimizar los efectos de la implantación del parque eólico.
- Elaboración de un estudio de viabilidad económica para determinar si el proyecto resulta rentable.

## **1.2 ALCANCE DEL TRABAJO FINAL DE GRADO**

El alcance de este Trabajo Final de Grado es el diseño de un parque eólico. En primer lugar, se lleva a cabo un estudio del recurso eólico de las zonas teniendo en cuenta las figuras ambientales. El siguiente paso consiste en estudiar varios modelos de aerogeneradores para elegir el más adecuado. Una vez seleccionado el modelo de aerogenerador, se analizan distintas alternativas y se escoge la que genera la mayor cantidad de energía., sin entrar al cálculo de componentes eléctricos ni conexiones a red.

Por otra parte, se realiza un estudio de impacto ambiental para analizar las repercusiones que supondría la instalación del parque eólico en la zona elegida

Por último, se ha realizado un estudio de viabilidad económica para determinar si el proyecto resulta rentable en términos económicos, considerando las posibles variaciones en el estudio de sensibilidad y riesgos. Además, el estudio de viabilidad se ha basado en unos costes genéricos puesto que no se ha especificado el precio exacto de los componentes.

### **1.3. JUSTIFICACIÓN Y MOTIVACIÓN**

Nuestro Trabajo Final de Grado se enmarca en los estudios establecidos dentro del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). El documento PNIEC tiene como objetivos una reducción del 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a los niveles de 1990, un 32% de cuota de energías renovables, un 32,5% de mejora de la eficiencia energética y un 15% de interconexión eléctrica de los países miembros de la Unión Europea.

Además, este proyecto tiene en cuenta el Marco sobre clima y energía para 2030 de la Comisión Europea, el cual establece los mismos objetivos clave para 2030 que el documento PNIEC: una reducción de al menos el 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a los niveles de 1990, un 32% de la energía de la Unión Europea procedente de fuentes de energía renovable y un 32,5% de mejora de la eficiencia energética.

Por último, el presente trabajo también tiene en cuenta las directrices impuestas en el Plan Eólico de Castilla-la Mancha Horizonte 2014 el cual establece una estrategia para el desarrollo energético de Castilla-La Mancha.

## **CAPÍTULO 2. NORMATIVA**

### **2.1. LEGISLACIÓN EUROPEA**

#### **2.1.1. Legislación europea relativa a la producción de energía eléctrica**

- Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Se establecen objetivos mínimos vinculantes para el conjunto de países de la Unión Europea.
- Directiva 2009/72/CE del Parlamento y del Consejo de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE.

#### **2.1.2. Legislación europea relativa al medioambiente**

- Directiva 92/43/CEE del Consejo, de 21 de mayo de 1992, relativa a la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres.

### **2.2 LEGISLACIÓN ESTATAL**

#### **2.2.1. Legislación estatal relativa a la producción de energía eléctrica**

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el cual se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial
- Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.
- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

#### **2.2.2. Legislación estatal relativa al medioambiente**

- Ley 9/2018, de 5 de diciembre, por la que se modifica la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

- Ley 13/2010, de 5 de julio, por la que se modifica la ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero
- Real Decreto 1997/1995, de 7 de diciembre, por el que se establecen medidas para contribuir a garantizar la biodiversidad mediante la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres.
- Ley 42/2007 del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad.
- Ley 10/2006, de 28 de abril, por la que se modifica la Ley 43/2003, de 21 de noviembre, de Montes.

## **2.3 LEGISLACIÓN AUTONÓMICA**

### **2.3.1. Legislación Autonómica relativa a la producción de energía eléctrica**

- Ley 1/2007, de 15 de febrero, de fomento de las Energías Renovables e Incentivación del Ahorro y Eficiencia Energética en Castilla-La Mancha. En su artículo 11 se establece la obligación de disponer de una Estrategia para el Desarrollo Energético de Castilla-La Mancha.
- Decreto 20/2010, de 20/04/2010, por el que se regula el aprovechamiento de la energía eólica en la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha.

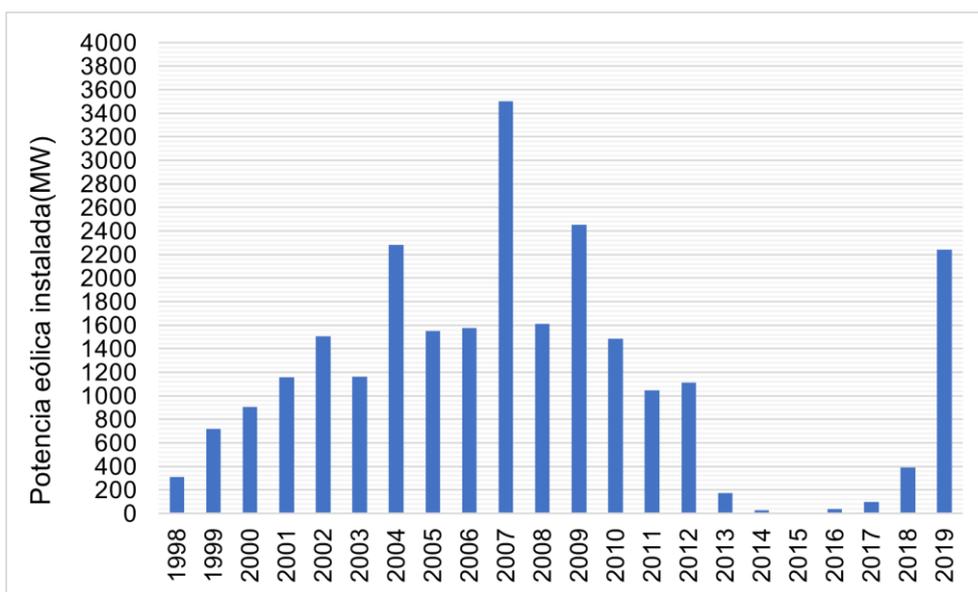
### **2.3.2. Legislación Autonómica relativa al medioambiente**

- Ley 4/2007, de 8 de marzo, de Evaluación Ambiental en Castilla-La Mancha.
- Orden de 07-02-2020, por la que se establece la relación de lugares que no resultan adecuados para la instalación de parques eólicos por motivos de sensibilidad ambiental.
- Resolución de 28/08/2009, del Organismo Autónomo Espacios Naturales de Castilla-La Mancha, por la que se delimitan las áreas de reproducción, alimentación, dispersión y de concentración local de las especies de aves amenazadas de Castilla-La Mancha.

## CAPÍTULO 3. PANORAMA ACTUAL

Según los datos proporcionados por la Asociación Empresarial Eólica (AEE), España cuenta con 27,446 MW de potencia eólica instalada y un total de 1267 parques eólicos, ocupando la quinta posición del ranking mundial, superada solo por China, Estados Unidos, Alemania e India. La energía eólica en España tiene un gran peso puesto que esta tecnología ha generado 53,645 GWh en 2020 convirtiéndose en la 2ª tecnología en el sistema eléctrico peninsular, siendo solo superada por los combustibles fósiles. Además, la energía eólica cubrió en 2020 el 21,9% de la demanda eléctrica del país.

La figura 1 muestra la evolución de la potencia eólica instalada en España. En ella se observa un fuerte desarrollo entre los años 2000 y 2012. Sin embargo, la Reforma Energética de 2013 supuso un gran descenso en la potencia instalada debido a que se dejó de dar subvenciones al sector de la energía eólica. No obstante, se aprecia un aumento a partir del año 2018. En concreto, en 2019 España incrementó la potencia eólica en 2243 MW multiplicando por cinco la potencia instalada respecto al año anterior, convirtiéndose en el país de la UE que más eólica onshore ha instalado en 2019. Esta tendencia al alza va a mantenerse durante los próximos años puesto que el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 tiene como objetivo, entre otros, la descarbonización de la energía y el avance de las renovables, para poder alcanzar el objetivo europeo consistente en que el 32% del consumo de energía ha de proceder de fuentes renovables en 2030.



**Figura 1. Evolución nueva potencia instalada en España. Fuente: AEE**

En la figura 2 se aprecia la distribución de la potencia eólica instalada en España por comunidades autónomas en 2020. Castilla-La Mancha es la segunda comunidad autónoma con más potencia instalada, con 3.886,14 MW, lo cual representa el 14,2% de la potencia total instalada en España.

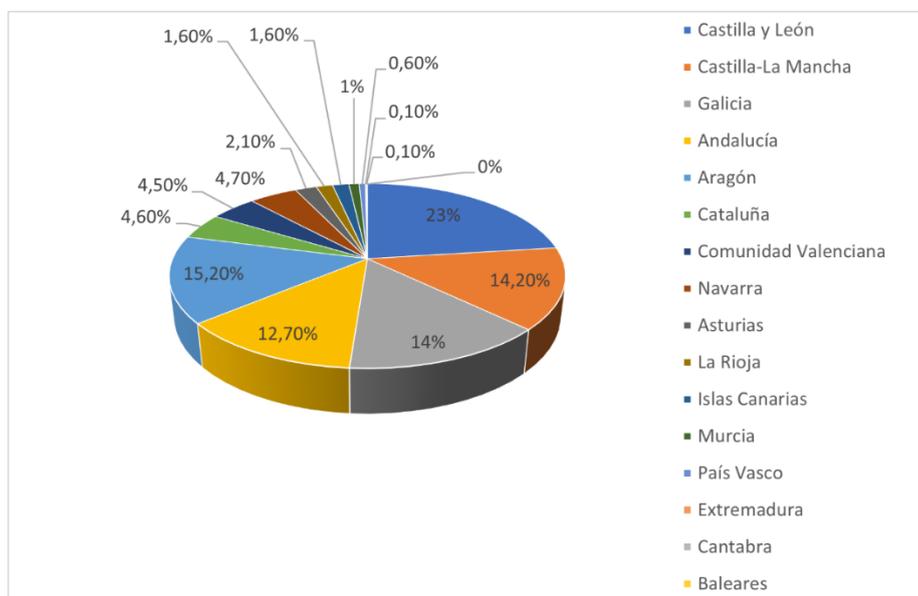


Figura 2. Distribución potencia eólica instalada en España por CC.AA. en 2020. Fuente: AEE

Castilla-La Mancha posee 142 parques eólicos. La distribución dentro de la comunidad no es homogénea, siendo Albacete y Cuenca las provincias con más parques eólicos. En concreto, Albacete cuenta con 78 parques eólicos.

En la siguiente tabla se muestran los parques eólicos de Castilla-La Mancha, detallando la potencia instalada y el nº de aerogeneradores, el municipio, la sociedad promotora y el modelo de aerogenerador empleado en cada parque.

TABLA 1. Características parques eólicos en la provincia de Cuenca. Fuente: AAE

Parque eólico	Sociedad promotora	Término municipal	Potencia instalada MW	Nº aerogeneradores	Potencia unitaria KW	Fabricante	Modelo
Abuela Santa Ana	AL ANDALUS WIND POWER	Pozo Llorente	37,5	25	1500	GE Energy	1,5 sle
Abuela Santa Ana Modificación	AL ANDALUS WIND POWER	Pozo Llorente	12	8	1500	GE Energy	1,5 sle

Estudio de viabilidad de un parque eólico de 30 MW en Lezuza (Albacete)

---

Parque eólico	Sociedad promotora	Término municipal	Potencia instalada MW	Nº aerogeneradores	Potencia unitaria KW	Fabricante	Modelo
Atalaya de la Solana	Iberdrola Renovables	Peñas de San Pedro	20,4	24	850	Gamesa	G52/850
Barrax	GE WIND ENERGY	Barrax	3,6	1	3600	GE Energy	3,6 sl
Boquerón	Energías Eólicas de la Manchuela	Villa de Ves y Casas del Ves	22	11	2000	Vestas	V90/2000
Breña	Acciona Energia	Pinilla	36	24	1500	Acciona	AW-1500/77
Cabeza Morena Dueñas	Acciona Energia	El Bonillo	50	25	2000	Enercon	E82/2000
Capiruzá I	Iberdrola Renovables	Peñas de San Pedro, Albacete	26	13	2000	Gamesa	G80/2000
Capiruzá I Ampliación	Iberdrola Renovables	Peñas de San Pedro, Albacete	24	12	2000	Gamesa	G80/2000
Capiruzá II	Iberdrola Renovables	Peñas de San Pedro, Albacete	42	21	2000	Gamesa	G80/2000
Carcelén	ELECDEY	Carcelén	49,6	62	800	Made	AE-52
Casa del Aire I	EACLM	Bonillo	50,4	28	1800	Vestas	V90/1800
Casa del Aire II	EACLM	El Bonillo	51	34	1500	Acciona	AW-1500/77
Cerro Blanco	Acciona Energía	Pinilla	48	32	1500	Acciona Energia	AW-1500/77
Cerro de la Punta	Iberdrola Renovables	Higueruela	24,42	37	660	Gamesa	G47/660
Cerro de la Silla	Iberdrola Renovables	Almansa	15,3	18	850	Gamesa	G52/850
Cerro Revolcado	Iberdrola Renovables	Caudete	26,35	31	850	Gamesa	G52/850

Parque eólico	Sociedad promotora	Término municipal	Potencia instalada MW	Nº aerogeneradores	Potencia unitaria KW	Fabricante	Modelo
Cerro Vicente	Iberdrola Renovables	Pozocañada, Chinchilla del Monte Aragón	39,10	46	850	Gamesa	G52/850
Cerro Vicente II	Iberdrola Renovables	Pozocañada, Chinchilla del Monte Aragón	29,75	35	850	Gamesa	G52/850
Dehesa Virginia	Acciona Energia	Alatoz	30	15	2000	Gamesa	G87/2000
El Gramal	Eólica Campollano, S.A	El Bonillo	37,4	44	850	Gamesa	G58/850
El Moralejo I	Iniciativas eólicas de Alpera, S.L	Alpera	6	3	2000	Gamesa	G90/2000
El Moralejo II	Iniciativas eólicas de Alpera, S.L	Alpera	12	6	2000	Gamesa	G90/2000
El Romeral	Eólica Montesinos	Chinchilla de Montearagón	14,45	17	850	Gamesa	G58/850
El Relumbrar	Acciona Energía	Alpera	40	20	2000	Gamesa	G87/2000
Fuente de la Arena	Acciona Energía	Alpera	30	15	2000	Gamesa	G87/2000
Higueruela	Iberdrola Renovables	Higueruela	37,62	57	660	Gamesa	G47/660
Isabela	Iberdrola Renovables	Casas de Lázaro	48	64	750	GE Energy	GE 750
Hoya Gonzalo	Evolución 2000	Hoya Gonzalo	49,5	33	1500	GE Energy	1.5se
La Cuerda	Iberdrola Renovables	Petrola, Chinchilla de MonteAragón	31,02	47	660	Gamesa	G47/660
La Cabaña	Eólica Campollano S.A	El Bonillo y El Ballestero	41,65	49	850	Gamesa	G52/850

Estudio de viabilidad de un parque eólico de 30 MW en Lezuza (Albacete)

Parque eólico	Sociedad promotora	Término municipal	Potencia instalada MW	Nº aerogeneradores	Potencia unitaria KW	Fabricante	Modelo
La Dehesica	Eólica Dulcinea	La Roda	28,5	19	1500	GE Energy	1.5sle
La Fuensanta	GE Wind Energy	Alcadozo, Peñas de San Pedro	49,5	33	1500	GE Energy	1.5sle
La Losilla	Gas Natural Fenosa Renovables	Chinchilla de Montearagón	11,9	14	850	Gamesa	G52/850
La Navica	Eólica La Navica, S.L.	La Roda	30	20	1500	GE Energy	1.5sle
La Sarguilla	Parque eólico La Sarguilla, S.A.	Villavaliante	1,67	1	1670	Ecotecnia	ECO 74
Lanternoso	Guijosa Eólica	Bonillo y Villa Robledo	24	16	1500	Neg Micon	NM82/1500
Las Hoyuelas	Acciona Energía	Pinilla	34	40	850	Gamesa	G58/850
Lezuza	ELECDEY	Lezuza	30	15	2000	Vestas	V90/2000
Loma Viso	Ecotecnia	Albacete	2	1	2000	Ecotecnia	ECO80
Loma Viso II	Ecotecnia	Albacete	3	1	3000	Ecotecnia	ECO110
Los Pedreros	GECAL, S.A.	Fuente Alamo	50,1	30	670	Ecotecnia	ECO74
<u>Majales</u>	Acciona Energía	Masegoso	49,5	33	1500	Acciona	AW-1500/77
Majogazas	Explotaciones eólicas Sierra de Alcazaz	Penascosa, Masegoso	28,5	19	1500	Acciona	AW-1500/77
Majogazas II	Explotaciones eólicas Sierra de Alcazaz	Penascosa, Masegoso	21	14	1500	Acciona	AW-1500/77
Malefatón	Iberdrola Renovables	Higueruela	49,5	75	660	Gamesa	G47/660
Mingorrubio I	EON Renovables	Lezuza	26	13	2000	Repower	MM92
Molar del Molinar	Iberdrola Renovables	Peñas de San Pedro	49,5	75	660	Gamesa	G47/660

Parque eólico	Sociedad promotora	Término municipal	Potencia instalada MW	Nº aerogeneradores	Potencia unitaria KW	Fabricante	Modelo
<u>Morrablanca</u>	Iberdrola Renovables	Hoya Gonzalo	13,2	20	660	Gamesa	G47/660
Muela	Iberdrola Renovables	Corralrubio, Chinchilla de Montearagón	45,54	69	660	Gamesa	G47/660
Muela de Tortosilla	Iberdrola Renovables	Alpera	36,96	56	660	Gamesa	G47/660
Munera I	Eólica Don Quijote	Munera	39,6	22	1800	Vestas	V90/1800
Munera II	Renovables Castilla-La Mancha	Munera	30,6	17	1800	Vestas	V90/1800
Portachuelo	Iberdrola Renovables	Romica	45,05	53	850	Gamesa	G52/850
Pozocañada	Iberdrola Renovables	Pozocañada	24,42	37	660	Gamesa	G47/660
Sabina	Iberdrola Renovables	Pozohondo, Hellín y Liétor	48	24	2000	Gamesa	G87/2000
Sierra de la Oliva	Iberdrola Renovables	Almansa, Caudete	46,86	71	660	Gamesa	G47/660
Sierra de la Oliva II	Gas Natural Fenosa Renovables	Almansa, Caudete	30	20	1500	Neg Micon	NM82/1500
Sierra de Pinilla	Iberdrola Renovables	Chinchilla de Montearagón	22,95	27	850	Gamesa	G52/850
Sierra Quemada	Iberdrola Renovables	Pozohondo	26,25	35	750	GE Energy	GE 750
Torviscal	Acciona Energia	Masegoso	24	16	1500	Acciona	AW-1500/77

Parque eólico	Sociedad promotora	Término municipal	Potencia instalada MW	Nº aerogeneradores	Potencia unitaria KW	Fabricante	Modelo
Virgen de Belén I	Iberdrola Renovables	Bonete	23,1	35	660	Gamesa	G47/660
Virgen de Belén II	Iberdrola Renovables	Bonete	24,42	37	660	Gamesa	G47/660
Virgen de Belén I Ampliación	Iberdrola Renovables	Bonete	10	5	2000	Gamesa	G80/2000
Virgen de los Llanos I	Iberdrola Renovables	Higueruela, Hoya	26,4	40	660	Gamesa	G47/660
Virgen de los Llanos II	Iberdrola Renovables	Higueruela, Hoya	23,1	35	660	Gamesa	G47/660

En cuanto a la distribución de potencia eólica instalada por promotores en Castilla-La Mancha, Iberdrola Renovables se consolida como el principal promotor con 879,21 MW instalados repartidos en 29 parques eólicos, lo cual representa el 43,65% de la potencia instalada de la comunidad autónoma. El segundo promotor destacable es Acciona Energía con 292 MW instalados y 8 parques eólicos, suponiendo el 14,50% de la potencia total instalada. El resto de los promotores no tiene una participación en el mercado importante, siendo esta inferior al 10%.

Respecto a los fabricantes de aerogeneradores, Gamesa ocupa el primer puesto en Castilla-La Mancha con más de 1000 MW de potencia eólica instalados. También destacan los fabricantes GE Energy, Vestas y Acciona tal como se aprecia en la siguiente gráfica.

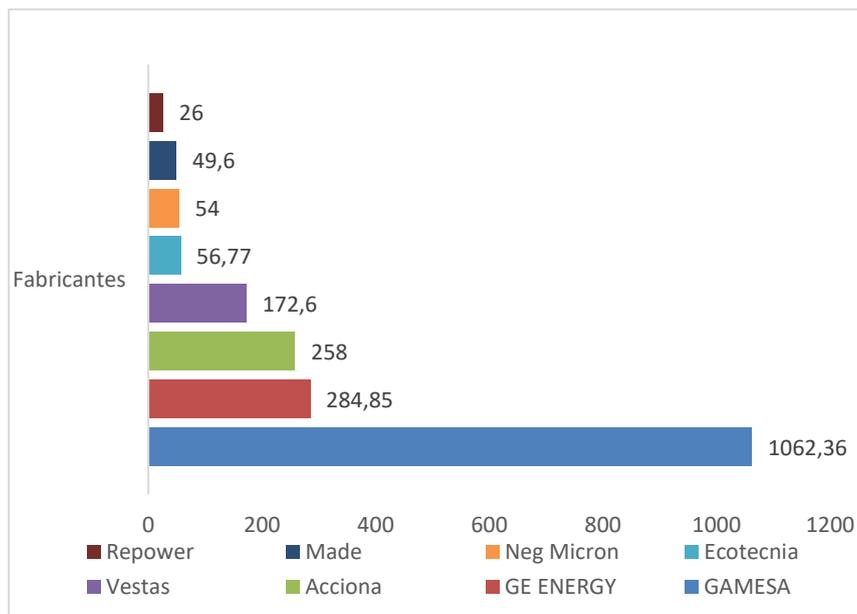


Figura 3. Potencia instalada por fabricantes de aerogeneradores en C-L.M. Fuente: AAE

De acuerdo con la normativa autonómica, en el Plan Eólico de Castilla-La Mancha Horizonte 2014 se han establecido unas zonas denominadas Áreas Preferentes de Energías Renovables (APER), teniendo en cuenta para su delimitación criterios ambientales excluyentes por el Decreto 20/2010 por el que se regula el aprovechamiento de la energía eólica en Castilla-La Mancha. Las zonas APER se clasifican según el grado de compatibilidad de la siguiente forma:

- Zonas incompatibles:
  - Zonas de exclusión según el Decreto 20/2010
  - Núcleos Urbanos
  - Embalses y lagunas
  - Puntos de interés geológico (PIG)
- Zonas con restricciones: incluyen zonas ambientalmente sensibles por lo que requieren estudios o actuaciones específicas. Los criterios ambientales seleccionados para la zonificación de estas áreas son:
  - Hábitat prioritario y elementos geomorfológicos.
  - IBAs o Zonas de Importancia del Buitre negro (*Aegypus monachus*).
  - Zonas de Importancia de la Cigüeña negra (*Ciconia nigra*).
  - Zonas de Importancia del Lince ibérico (*Lynx pardinus*).
  - Zonas de Importancia y Zonas de Dispersión del Águila imperial ibérica (*Aquila adalberti*).
  - Zonas de Dispersión del Águila azor-perdicera (*Hieraetus fasciatus*).

- Zonas compatibles: Son aquellas zonas en las que no coexiste ninguna categoría de protección del territorio de manera que son las menos sensibles a la hora de sufrir alteraciones.

(Plan Eólico de Castilla-La Mancha Horizonte 2014, p.134 y 135).

Por otra parte, el Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER 2011-2020) establece que una zona tiene un recurso eólico aprovechable si presenta una velocidad media anual superior a 6 m/s a una altura de 80 metros sobre el nivel del mar. En el municipio de Lezuza se tienen velocidades medias superiores a dicho límite.

En el capítulo siguiente se detallan aquellas zonas del municipio que se ven afectadas por las figuras ambientales y resultan incompatibles para el emplazamiento del parque eólico. Además, se muestra la velocidad media anual del viento en el término municipal de Lezuza para ver si se cumplen los requisitos establecidos por el PER 2011-2020.

## CAPÍTULO 4. CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

### 4.1. SITUACIÓN DEL MUNICIPIO

Lezuza es un municipio situado en el noreste de la provincia de Albacete, en la comarca del Campo de Montiel. Se encuentra a una altitud de 910 metros, con una extensión de 359,92 km<sup>2</sup>. Según los datos oficiales del INE, en 2020 tiene una población de 1332 habitantes.

En cuanto a la hidrografía, Lezuza está situado en las inmediaciones del acuífero 24, uno de los mayores depósitos de agua subterránea de España. Además, el río Lezuza atraviesa el municipio de SO a NE.

El municipio cuenta con las carreteras nacionales N-430 y N-322, las cuales confluyen en la ciudad de Albacete. También posee las carreteras secundarias CM-313, CM-3152 y CM-3251 que enlazan Lezuza con Munera y Hellín, El Bonillo y Balazote. En la figura 4 se observa el término municipal de Lezuza y las carreteras mencionadas anteriormente.



Figura 4. Término Municipal Lezuza. Fuente: Planeamiento Municipal Castilla-La Mancha

## 4.2 FIGURAS AMBIENTALES

Las figuras ambientales tienen como objetivo proteger y conservar áreas ambientalmente sensibles por lo que han de tenerse en cuenta para la implantación de un parque eólico. A continuación se detalla cada una de las figuras ambientales.

### 4.2.1. Red Natura 2000

La Red Natura 2000 es una red ecológica europea de áreas de conservación de la biodiversidad, la cual pretende garantizar, a largo plazo, la conservación de las especies y de los hábitats que están amenazados.

La Red Natura 2000 está compuesta por Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) y Lugares de Importancia Comunitaria (LIC).

Actualmente, en Castilla-La Mancha hay 39 ZEPA y 72 LIC, lo cual supone el 13,6% del territorio de la Red Natura en España.

En la siguiente figura se observa que el término municipal de Lezuza no se ve afectado por ningún espacio de la Red Natura 2000, aunque al oeste se encuentra la Zona Esteparia de El Bonillo (Figura 5, verde claro).

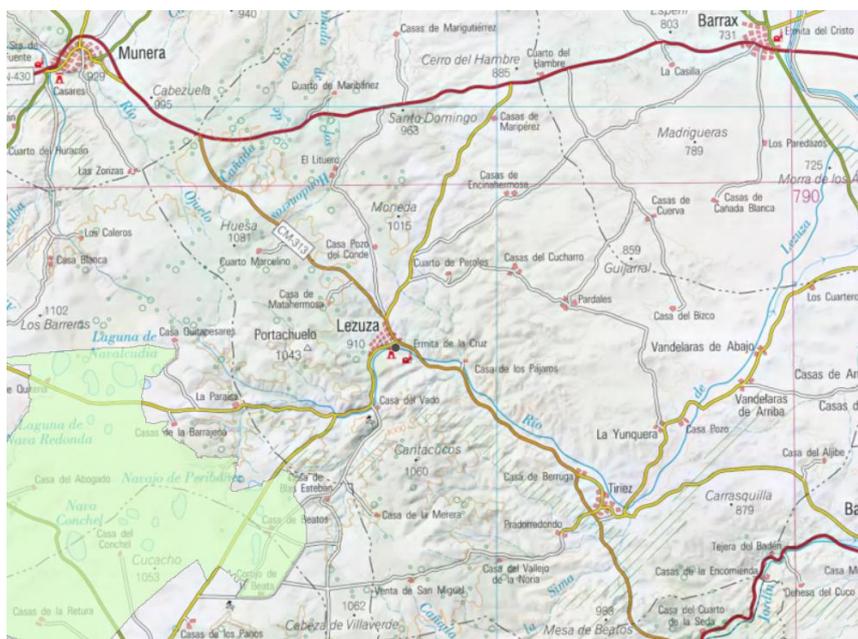


Figura 5. Red Natura 2000. Fuente: Zonificación ambiental para Proyectos prioritarios en CLM

### 4.2.2. IBAs

Las Áreas Importantes para la Conservación de las Aves y la Biodiversidad (IBA) en España se definen como zonas donde están presentes regularmente una o varias especies de aves consideradas prioritarias por la organización BirdLife.

Las zonas IBAs están incluidas dentro de las zonas con restricciones en el Plan Eólico de Castilla-La Mancha Horizonte 2014, por lo que se especifican una serie de directrices que varían en función de la sensibilidad ambiental del territorio en cuestión.

En la figura 6 se aprecia que el término municipal tiene varias zonas afectadas por la figura ambiental IBAs, por lo que en dichas zonas no es preferible el emplazamiento del parque eólico.

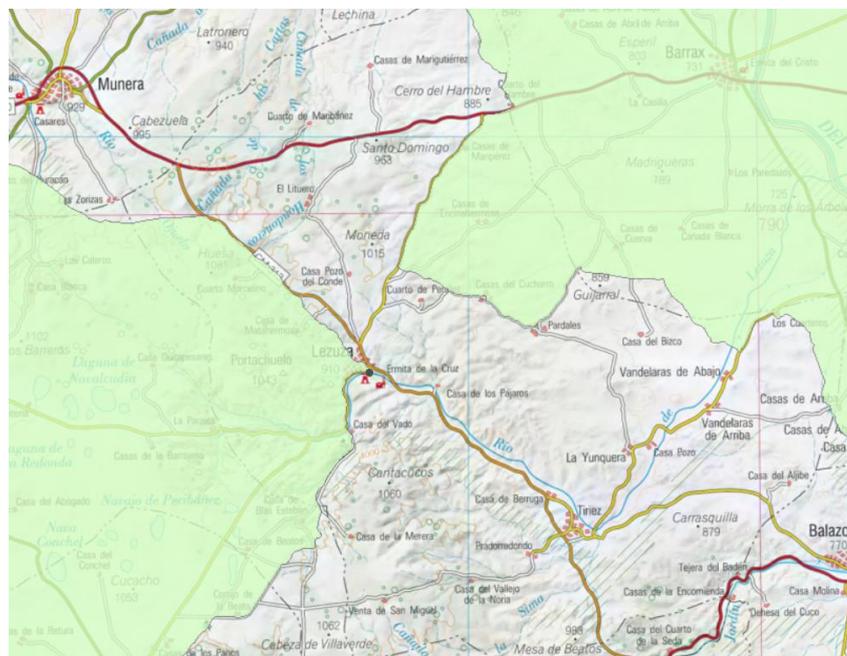


Figura 6. IBAs. Fuente: Zonificación ambiental para Proyectos prioritarios en CLM

#### 4.2.3 Parques Nacionales

La Red de Parques Nacionales es un sistema encargado de la protección y gestión de una selección de las mejores muestras del Patrimonio Nacional en España. En el municipio de Lezuza no hay presente ningún parque nacional.

#### 4.2.4 Reservas de Biosfera

Las Reservas de la Biosfera son territorios que conservan la diversidad biológica y cultural de zonas ecológicamente representativas o de valor único, en las cuales es fundamental la integración de la actividad humana y sus actividades con la conservación. El municipio de Lezuza no presenta ninguna reserva de biosfera.

### 4.3. EVALUACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO

En primer lugar, para llevar a cabo la evaluación del potencial eólico hemos de tener en cuenta aquellas zonas que se ven afectadas por las figuras ambientales anteriormente descritas. Una vez descartadas aquellas áreas con restricciones medioambientales, se hace uso del Global Wind Atlas para obtener la velocidad media anual del viento y la rugosidad del terreno en las zonas de estudio.

#### 4.3.1. Velocidad media anual

En la figura 7 se muestra la velocidad media anual del viento a una altura de 100 metros (altura típica a la que podría encontrarse el buje de un aerogenerador) del municipio Lezuza. En el capítulo anterior se hizo referencia a la definición de zona con recurso eólico aprovechable definida en el documento PER 2011-2020. Se puede apreciar que la velocidad media del viento es superior a 6m/s en el término municipal de Lezuza.

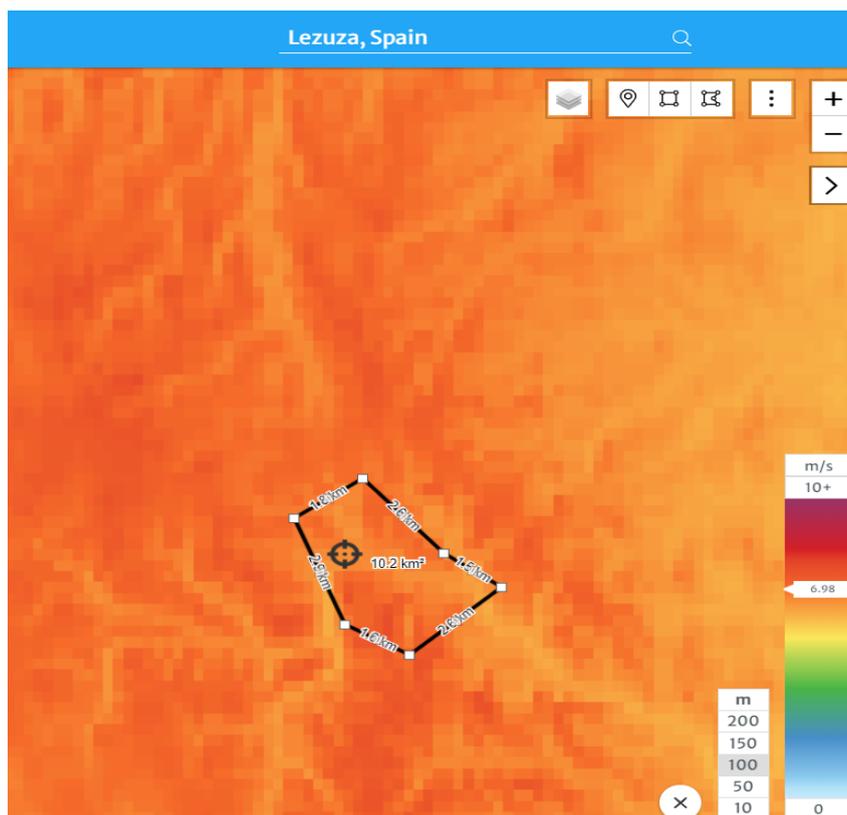


Figura 7. Mapa velocidad media anual a 100m en el municipio Lezuza. Fuente: Global Wind Atlas

#### 4.3.2. Rugosidad Superficial

La rugosidad superficial es un parámetro importante a tener en cuenta puesto que influye en el perfil de velocidades del viento lo cual afecta a la generación de energía. La rugosidad superficial ha de ser lo menor posible puesto que una gran rugosidad implica una deceleración del viento y, por tanto, se genera menos cantidad de energía.



Figura 8. Mapa Rugosidad superficial(m) en el municipio Lezuza. Fuente: Global Wind Atlas

#### 4.4 ÁREAS DE ESTUDIO

Con el fin de conseguir el mejor emplazamiento del parque eólico, se han considerado tres zonas de estudio. Dichas zonas no se ven afectadas por ninguna figura ambiental y presentan velocidades medias del viento altas (mayor de 6m/s) y unos valores de rugosidad pequeños para optimizar la producción de energía.

En la figura 9, se muestran las 3 zonas candidatas a albergar el parque eólico en el término municipal de Lezuza.

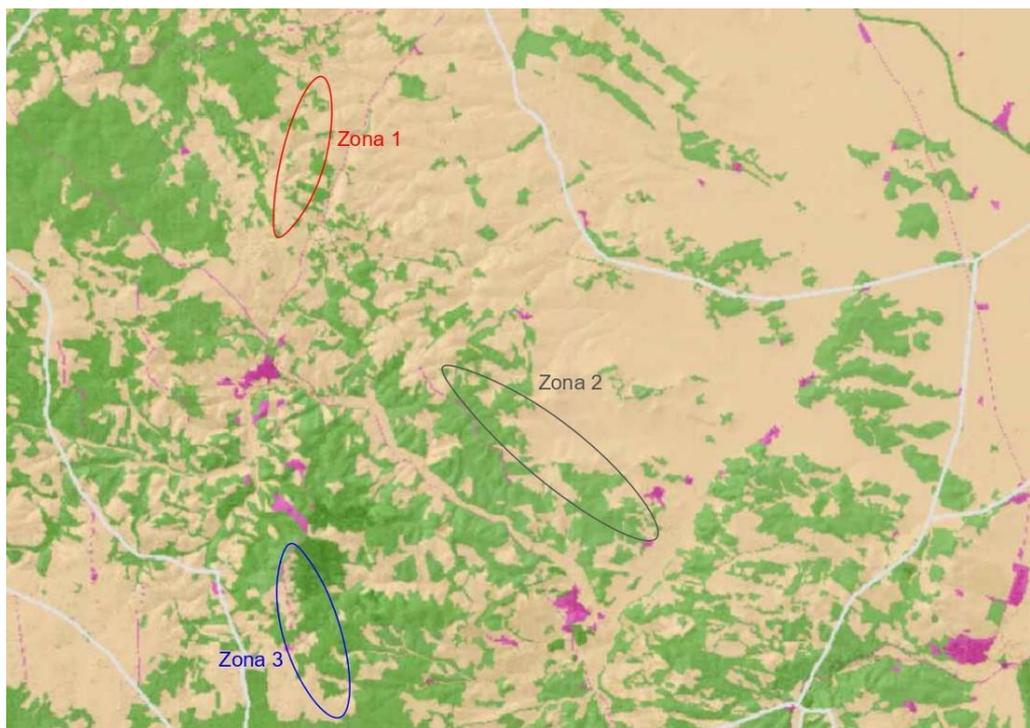


Figura 9. Zonas de estudio Lezuza

#### 4.5. ROSA DE VIENTOS

Para determinar la orientación idónea de los aerogeneradores se requiere conocer la frecuencia y velocidad del viento en cada una de las direcciones. Se trata de un diagrama polar dividido en 12 sectores, donde el primer sector se corresponde con la dirección Norte y el resto se ordenan a partir de la dirección Norte en sentido horario difiriendo 30º de un sector a otro.

##### 4.5.1. Rosa de vientos. Frecuencia

La rosa de vientos de frecuencia muestra el porcentaje de tiempo en que el viento sopla desde una dirección determinada.

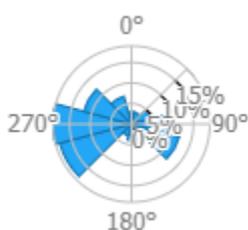


Figura 10. Rosa de vientos de frecuencia. Zona 1.

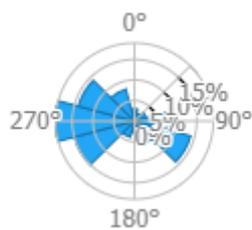


Figura 11. Rosa de vientos de frecuencia. Zona 2.

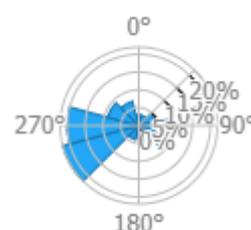


Figura 12. Rosa de vientos de frecuencia. Zona 3.

En las zonas de estudio 1 y 2 el viento sopla con mayor frecuencia en la dirección oeste (sector 10), mientras que en la zona 3 la dirección predominante del viento es la oestesuroeste (sector 9).

#### 4.5.2. Rosa de vientos. Velocidad media anual

Las siguientes figuras muestran la rosa de vientos de velocidad media la cual representa la aportación de cada sector en la velocidad media anual.

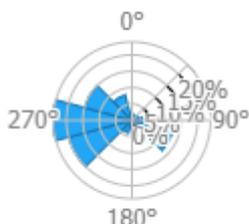


Figura 13. Rosa de vientos de velocidad media anual. Zona 1.

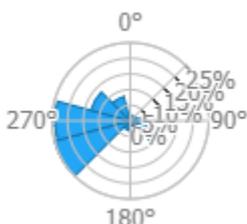


Figura 14. Rosa de vientos de velocidad media anual. Zona 2.

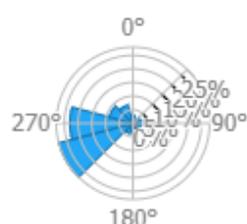


Figura 15. Rosa de vientos de velocidad media anual. Zona 3.

En la zona 1 el sector que más contribuye a la velocidad media es el sector 10, a diferencia de la zona 3 donde el sector 9 es el que más aporta en la velocidad media. Cabe destacar que en la zona 2, los sectores 9 y 10 aportan lo mismo a la velocidad media.

#### 4.5.3. Rosa de vientos. Potencia extraíble

Por último, se muestra la rosa de vientos de potencia extraíble que indica la contribución de cada sector en la energía que aporta el viento.

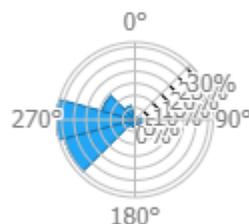


Figura 16. Rosa de vientos de potencia extraíble. Zona 1.

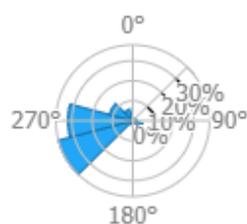


Figura 17. Rosa de vientos de potencia extraíble. Zona 2.

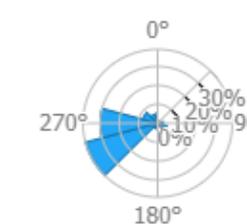


Figura 18. Rosa de vientos de potencia extraíble. Zona 3.

Se aprecia que en la zona 1 el sector 10 es el que más energía aporta, mientras que en las zonas de estudio 2 y 3 es el sector 9 el que aporta una mayor cantidad de energía.

#### 4.6. DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDAD DEL VIENTO. DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL

La distribución de Weibull se utiliza para describir las variaciones de las velocidades del viento, expresando la probabilidad de que el viento sopla a una determinada velocidad. La función de la distribución de Weibull es la siguiente:

$$F(V) = p(v \leq V) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{V}{C}\right)^K\right) \quad (1)$$

Siendo la función densidad:

$$d_p(V) = \frac{dF(V)}{dV} = \frac{K}{C} \left(\frac{V}{C}\right)^{K-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{C}\right)^K\right] \quad (2)$$

Donde:

C= factor de escala (m/s)

K= factor forma

El factor de escala C está relacionado con la velocidad media y está expresado en m/s. El factor de forma K es un parámetro adimensional y tiene relación con la simetría de la función. Un valor de K próximo a 1 indica distribuciones simétricas, mientras que valores comprendidos entre 2 o 3 se corresponden con funciones asimétricas.

No obstante, los factores de escala y de forma dependen de la altura a la que son tomadas las medidas. En nuestro caso, Global Wind Atlas nos ofrece los valores de los parámetros a una altura de 100 metros. Para determinar los valores de C y K a una altura diferente se han de tener en cuenta las expresiones empíricas de Justus y Milhail:

$$c(z) = c_a \cdot \left(\frac{z}{z_a}\right)^\alpha \quad (3)$$

$$K(z) = \frac{K_a [1 - 0,088 \ln(z_a/80)]}{1 - 0,088 \ln(z/80)} \quad (4)$$

Siendo  $\alpha$ :

$$\alpha = \frac{0,37 - 0,088 \ln c_a}{1 - 0,088 \ln(z_a/80)} \quad (5)$$

$z_a = 100$  m (altura a la que están tomadas las medidas);  $z$  = altura deseada.

En la figura 19 se ha mostrado la distribución de Weibull a 100 metros de altura para las tres zonas de estudio. En dicha figura se observa que las tres zonas presentan un perfil de velocidades similar.

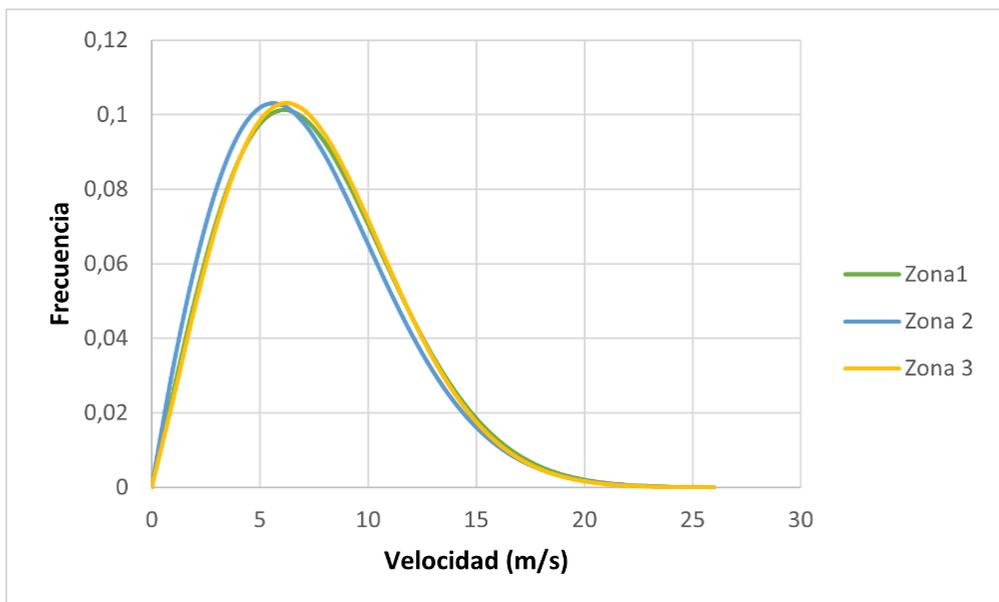


Figura 19. Distribución de Weibull a 100 m

#### 4.7.PERFIL DE VELOCIDADES

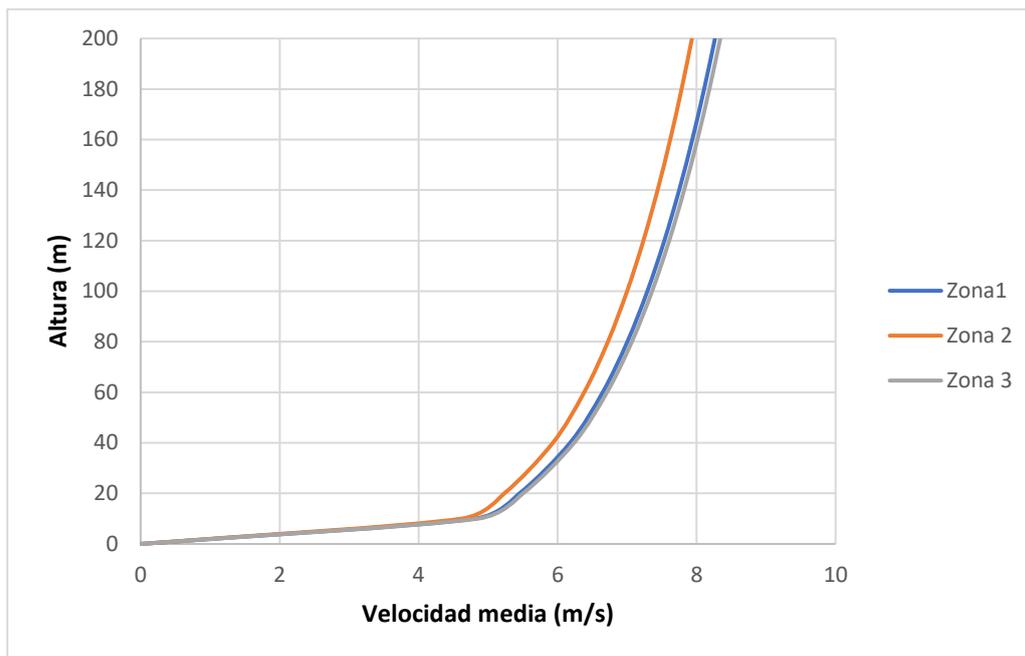
En las capas más próximas a la superficie, la velocidad del viento varía con la altura como consecuencia de la fricción entre el aire y el terreno. Al perfil de velocidades que se genera en función de la altura se le conoce como capa límite. La capa límite se ve afectada por la rugosidad del terreno y la presencia de obstáculos, de forma que en terrenos despejados se alcanzarán velocidades mayores a una menor altura. El perfil de velocidades viene determinado por la siguiente expresión :

$$\bar{V}_2 = \bar{V}_1 \cdot \left(\frac{z_2}{z_1}\right)^n \tag{6}$$

$$n = 0,096 \cdot \log z_0 + 0,016 \cdot (\log z_0)^2 + 0,24 \tag{7}$$

Donde el exponente n es un parámetro en función de la rugosidad media del terreno ( $z_0$ ) y  $\bar{V}_2$  y  $\bar{V}_1$  la velocidad media a una altura de  $z_2$  y  $z_1$  respectivamente.

A continuación, se presenta el perfil de velocidades para las zonas de estudio considerando una rugosidad media del terreno de 0,2 y tomando los valores de velocidad media ( $\bar{V}_1$ ) a 100 metros de altura ofrecidos por Global Wind Atlas. En la zona 1 se tiene una velocidad media de  $\bar{V}_1 = 7,29$  m/s, en la zona 2  $\bar{V}_1 = 7,35$  y en la zona 3  $\bar{V}_1 = 7,36$ .



**Figura 20. Perfil de velocidades de las zonas de estudio.**

Una vez tenemos el perfil de velocidades de las zonas de estudio, se puede determinar la velocidad media del viento para la altura del buje. Normalmente, los valores de altura del buje están comprendidos entre 80 y 100 metros. En las zonas 1 y 3 se tiene unas velocidades medias superiores que oscilan entre 7 y 7,5 m/s en comparación con la zona 2 que cuenta con velocidades entre 6,7 y 7 m/s. A priori las zonas 1 y 3 presentan un mejor recurso eólico que la zona 2 puesto que tienen una velocidad media mayor.

## CAPÍTULO 5. ELECCIÓN DE UN AEROGOGENERADOR

### 5.1. CLASES DE AEROGOGENERADORES

La norma IEC 61400-1 proporciona una clasificación de los aerogeneradores en función de la velocidad de referencia del emplazamiento. Se distinguen tres clases y cada una de ellas soporta con seguridad hasta una velocidad de referencia inferior a los valores de la tabla 2. A partir de la velocidad media anual del viento, se obtiene la velocidad de referencia mediante la siguiente expresión:

$$V_{ref} = \frac{V_{media\ anual}}{0.2} \quad (8)$$

**TABLA 2. Clases de aerogeneradores. Fuente: Norma IEC 61400-1**

Clase de aerogenerador	I	II	III	S
$V_{ref}$ (m/s)	50	42,5	37,5	Valores especificados por el diseñador
A Iref (-)	0,16			
B Iref (-)	0,14			
C Iref (-)	0,12			

En las alternativas consideradas, la velocidad media anual para 100 metros varía entre 6,1 y 7,4 m/s, teniendo unas velocidades de referencia comprendidas entre 30,5 y 37 m/s. Se observa que las tres clases de aerogeneradores soportan con seguridad las velocidades de referencia. Por tanto, seleccionamos para todas las alternativas aerogeneradores de clase III.

### 5.2 ELECCIÓN DE MODELO

Los aerogeneradores escogidos para las tres alternativas serán de clase III. Se ha optado por el fabricante Gamesa el cual está muy presente dentro de la región y fabrica aerogeneradores de clase III puesto que esta clase no es fabricada por la mayoría de los fabricantes. Además, al fabricarse algunos componentes en Castilla-La Mancha impulsa el desarrollo económico de la comunidad y hay una mayor disponibilidad de los aerogeneradores, a la vez que se dispone de un buen servicio de operación y mantenimiento.

Se ha seleccionado el modelo tripala de eje horizontal de 2MW de potencia nominal, puesto que ofrece un gran rendimiento para los rangos de velocidades de nuestras zonas de estudio y se trata del modelo más extendido en la actualidad.

En la Tabla 3, se muestra un listado de distintos modelos de aerogeneradores presentes en el mercado de clase III:

**TABLA 3. Modelos de aerogeneradores clase III**

Modelo	Altura(m)	Marca
G90-2.0 MW	78	Gamesa
	90	Gamesa
G97-2.0 MW	90	Gamesa
	100	Gamesa
G114-2.0 MW	80	Gamesa
	93	Gamesa

En las tablas 4,5 y 6 se detallan las características de los modelos elegidos de clase III:

**TABLA 4. Especificaciones Técnicas aerogenerador G90-2.0 MW**

ROTOR	Diámetro (m)	90	
	Área de barrido (m <sup>2</sup> )	6362	
	Velocidad de giro (rpm)	9-19	
PALAS	Longitud (m)	44	
TORRES	Altura (m)	78	90

**TABLA 5. Especificaciones técnicas aerogenerador G97-2.0 MW**

<b>ROTOR</b>	Diámetro (m)	97	
	Área de barrido (m <sup>2</sup> )	7390	
	Velocidad de giro (rpm)	9,6-18,8	
<b>PALAS</b>	Longitud (m)	47,5	
<b>TORRES</b>	Altura (m)	90	100

**TABLA 6. Especificaciones técnicas aerogenerador G114-2.0 MW**

<b>ROTOR</b>	Diámetro (m)	114	
	Área de barrido (m <sup>2</sup> )	10207	
	Velocidad de giro (rpm)	7,8-14,8	
<b>PALAS</b>	Longitud (m)	56	
<b>TORRES</b>	Altura (m)	80	93

A continuación, se lleva a cabo el cálculo de la cantidad de energía que produciría cada uno de los modelos previamente descritos en las áreas de estudio a fin de determinar cuál es el modelo más adecuado. Para proceder al cálculo de la energía son necesarias las curvas de potencia que proporciona el fabricante. Las figuras 21, 22 y 23 corresponden a las curvas de potencia de los modelos G90-2.0, G97-2.0 y G114-2.0 respectivamente.

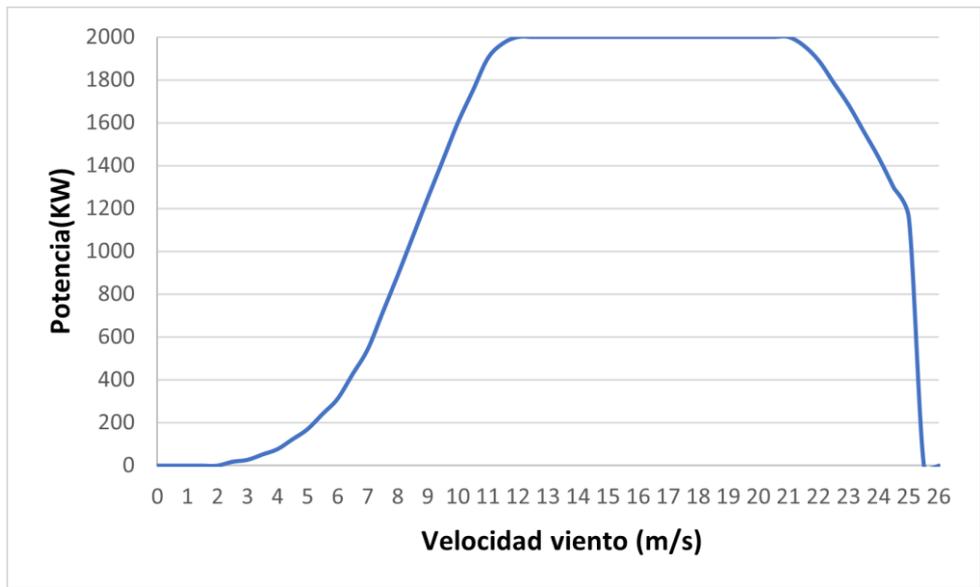


Figura 21. Curva de potencia G90-2.0 MW. Fuente: The Wind Power

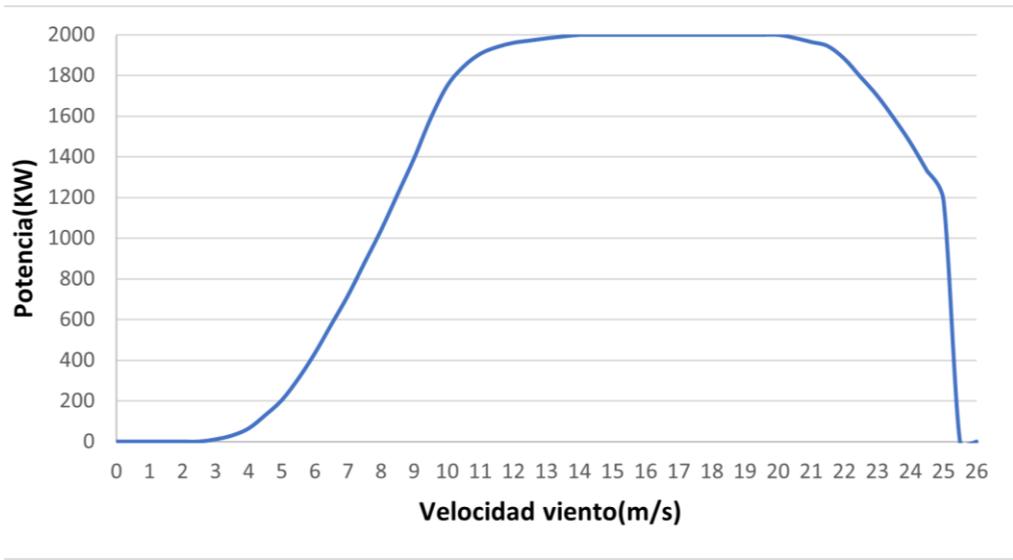


Figura 22. Curva de potencia G97-2.0 MW. Fuente: The Wind Power

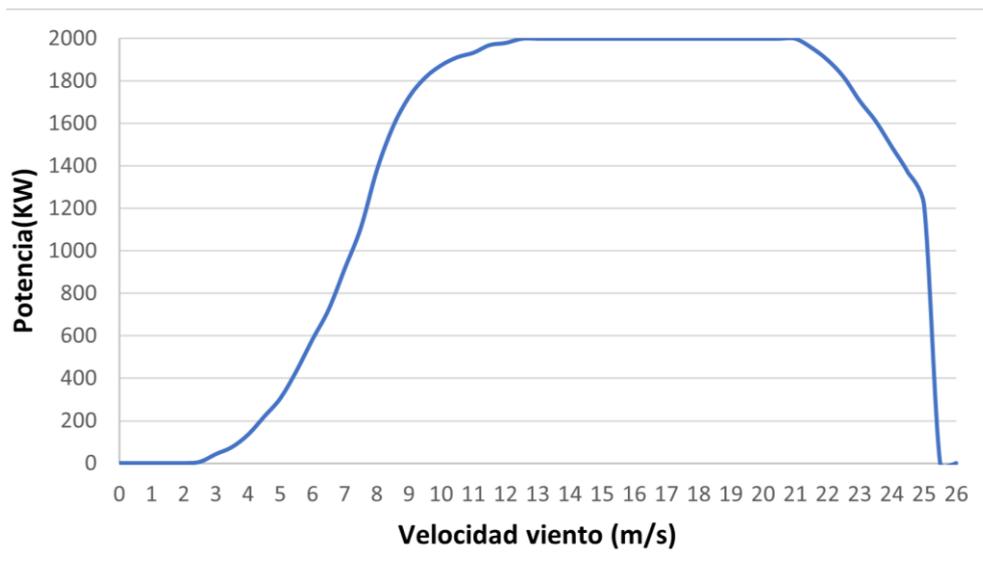


Figura 23. Curva de potencia G114-2.0 MW. Fuente: The Wind Power

Las curvas de potencia nos permiten conocer cuánta potencia podría extraer el aerogenerador para cada velocidad del viento. De estas curvas, se observa que los modelos de estudio G90-2.0 y G114-2.0 tienen una velocidad de arranque de 2,5 m/s mientras que el modelo G97-2.0 posee una velocidad de arranque superior de 3 m/s. También se aprecia que los tres modelos tienen una velocidad de parada de 25 m/s.

El siguiente paso consiste en corregir la curva de potencia de los aerogeneradores puesto que los datos ofrecidos por las curvas se corresponden para una altura al nivel del mar. La densidad del aire depende de la altura y de la temperatura, por lo que tendremos un valor de densidad distinto respecto a la densidad del aire a nivel del mar puesto que nuestro municipio se encuentra a una altura mayor. Para determinar la densidad del aire hacemos uso de la siguiente fórmula:

$$\rho = 1,225 \cdot \exp\left(\left(-\frac{h}{8435}\right) - \left(\frac{T-15}{288}\right)\right) \quad (9)$$

Al tener la densidad en función de la altura y temperatura de nuestro municipio, se calcula la potencia corregida:

$$P_{\text{corregida}} = \frac{\rho}{\rho_0} \cdot P_{\text{extraible}} \quad (10)$$

Siendo  $\rho_0$  la densidad del aire a nivel del mar con un valor de 1,225 kg/m<sup>3</sup>.

Los kW producidos por cada aerogenerador se calculan multiplicando la probabilidad de que se dé una determinada velocidad  $F(v)$  obtenida con la distribución de Weibull por la potencia corregida.

$$P(v) = \sum_{V_{arranque}}^{V_{parada}} F(v) \cdot P_{corregida} \quad (11)$$

Una vez se conoce el valor de kW producidos, se multiplican los kW por 8760 (nº de horas presentes en un año) para obtener la cantidad de energía producida al año por cada modelo en kwh:

$$EEP = n^{\circ} \text{ de horas} \cdot P(v) \quad (12)$$

Con el valor de la energía producida en un año se calculan las horas equivalentes. Este parámetro proporciona las horas que tardaría en producir la energía estimada en un año (EEP) trabajando a plena carga. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$H_{eq} = \frac{EEP(kWh)}{P_n(kW)} \quad (13)$$

A fin de determinar si resulta viable la instalación de un aerogenerador se calcula también el factor de carga. Se trata de un parámetro adimensional que indica la relación entre la energía producida por un aerogenerador en un año y la que se hubiera generado en un año si se hubiese trabajado a plena carga.

$$F_c = \frac{H_{eq}}{8760} \quad (14)$$

En las tablas 7, 8 y 9 se detalla la cantidad de energía producida en un año, las horas equivalentes y el factor de carga para las distintas zonas de estudio:

**TABLA 7. Energía producida en la zona 1**

ZONA 1				
AEROGENERADOR	ALTURA TORRE (m)	EEP (kWh/año)	H <sub>eq</sub> (h)	F <sub>c</sub>
G90-2.0 MW	78	5843852,584	2921,93	0,33
	90	6133726,734	3066,86	0,35
G97-2.0 MW	90	6606663,221	3303,33	0,38
	100	6835140,868	3417,57	0,39
G114-2.0 MW	80	7262311,762	3631,16	0,41
	93	7585232,824	3792,62	0,43

**TABLA 8. Energía producida en la zona 2**

ZONA 2				
AEROGENERADOR	ALTURA TORRE (m)	EEP (kWh/año)	H <sub>eq</sub> (h)	F <sub>c</sub>
G90-2.0 MW	78	4928857,67	2464,43	0,28
	90	5156467,56	2578,23	0,29
G97-2.0 MW	90	6088089,744	3044,04	0,35
	100	6296486,73	3148,24	0,36
G114-2.0 MW	80	6692401,16	3346,2	0,38
	93	6991664,84	3495,83	0,40

**TABLA 9. Energía producida en la zona 3**

ZONA 3				
AEROGENERADOR	ALTURA TORRE (m)	EEP (kWh/año)	H <sub>eq</sub> (h)	F <sub>c</sub>
G90-2.0 MW	78	5373339,90	2686,67	0,31
	90	5632864,242	2816,43	0,32
G97-2.0 MW	90	6567934,92	3283,97	0,37
	100	6801816,33	3400,91	0,39
G114-2.0 MW	80	7235249,35	3617,62	0,41
	93	7567172,10	3783,59	0,43

Cabe destacar que los cálculos realizados son aproximados por lo que existirá una diferencia entre la potencia neta y la bruta debido al efecto parque y otras pérdidas.

Tras observar las tablas 7, 8 y 9, se puede concluir que el modelo de aerogenerador que resulta más rentable es el G114-2.0 MW de 93 metros de altura de torre puesto que genera la mayor cantidad de energía en comparación con el resto de los modelos.

Por otra parte, se aprecia que las zonas 1 y 3 tienen un mejor recurso eólico que la zona 2, por tanto, se puede descartar el emplazamiento del parque eólico en la zona 2. Por ello, en el capítulo siguiente nos centraremos en el análisis de las configuraciones ubicadas únicamente en las zonas 1 y 3.

## CAPÍTULO 6. DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO

En este capítulo se va a llevar a cabo el análisis de 2 alternativas situadas cada una de ellas en las zonas 1 y 3 ya que en el apartado anterior se demostró que ambas zonas tienen mejor recurso eólico que la zona 2. Se ha optado por el modelo de aerogenerador G114-2.0 MW de 93 metros de altura de torre porque se trata del modelo que genera una mayor energía.

A fin de determinar el emplazamiento del parque eólico óptimo, en cada alternativa se detallará la ubicación de cada aerogenerador respetando las distancias mínimas para evitar el efecto parque, se calculará la cantidad de energía producida por cada aerogenerador y se evaluarán las pérdidas.

### **6.1. EFECTOS MODIFICADORES DEL VIENTO**

#### **6.1.1. Efecto parque**

Cuando una turbina es atravesada por una ráfaga de viento, tras ella se forma una cola de viento turbulenta y ralentizada llamada estela. El efecto parque es uno de los mayores factores a tener en cuenta a la hora de diseñar un parque eólico puesto que supone una notable reducción en la producción de energía al disminuir la velocidad del viento. También supone una reducción de la vida útil de los aerogeneradores porque al aumentar el nivel de turbulencia se produce un incremento de las cargas dinámicas sobre aerogeneradores.

Según recomendaciones del IDAE, a la hora de realizar la distribución de los aerogeneradores se han de respetar unas distancias mínimas para reducir las pérdidas por efecto parque y estela.

- En la dirección predominante del viento, los aerogeneradores deberán separarse una distancia mínima de 5 veces el diámetro del rotor.
- En la dirección perpendicular a la dirección predominante del viento han de separarse una distancia mínima de 2 veces el diámetro del rotor.

#### **6.1.2. Efecto colina**

En las colinas se produce un efecto acelerador del viento por lo que en ellas se presentan velocidades superiores que en las zonas colindantes. Por esta razón, los parques eólicos se ubican en las colinas para aprovecharse del efecto acelerador del viento que se produce en ellas.

### **6.2. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS**

En este apartado se compara una alternativa situada en la zona 1 y otra alternativa en la zona 3. Ambas alternativas cuentan con 15 aerogeneradores del modelo G114-2.0 MW de 93 metros de altura de torre, por lo que la potencia total del parque eólico es de 30 MW.

### 6.2.1. Ubicación de aerogeneradores

Para obtener una estimación de las pérdidas debidas a que los aerogeneradores no se sitúan en la ubicación ideal se lleva a cabo el procedimiento del documento BOC Nº 089. Viernes 4 de Mayo de 2007 – 684, del Boletín Oficial de Canarias. Se ha de tener en cuenta los siguientes puntos del documento:

- Posición real del aerogenerador: ubicación física propuesta para cada máquina en el parque definida mediante las coordenadas UTM del eje del fuste de cada aerogenerador.
- Fila real: conjunto de aerogeneradores (en sus respectivas posiciones reales) alineados aproximadamente con una recta.
- Fila ideal: a cada fila real se asocia una fila ideal definida mediante el segmento de línea obtenido a partir del ajuste (por el método de mínimos cuadrados totales) a una línea recta de las posiciones reales de los aerogeneradores pertenecientes a una fila real.
- Posición ideal del aerogenerador: punto en la fila ideal obtenido a partir de la proyección ortogonal de la posición real del aerogenerador sobre la fila ideal.
- Distancia intrafila de un aerogenerador: es la distancia entre la posición ideal de un aerogenerador y la posición ideal del aerogenerador más cercano, situado a barlovento, y perteneciente a la misma fila.
- Dentro de cada fila se numerará cada aerogenerador mediante un número natural  $j$ , asignándose el número 1 al aerogenerador de la fila cuya posición ideal esté más a barlovento, según la dirección predominante del viento en el parque, el número 2 al aerogenerador de la fila cuya posición ideal esté más a barlovento excluyendo el 1, y así sucesivamente asignándose de este modo números consecutivos a los aerogeneradores cuyas oposiciones ideales estén sucesivamente ordenadas de barlovento a sotavento.
- Para todos los aerogeneradores de una fila, la distancia entre su posición ideal y la posición ideal del aerogenerador más cercano dentro de la misma fila habrá de ser de, al menos, dos diámetros de rotor.

(Boletín Oficial de Canarias núm. 89, viernes 4 de mayo de 2007, p. 9328-9330.)

Mediante el Portal de mapas de Castilla-La Mancha se obtienen las coordenadas UTM de las posiciones reales de los aerogeneradores. Se ha de tener en cuenta que la distancia entre aerogeneradores pertenecientes a la misma fila ha de ser de al menos 2 veces el diámetro del rotor. En nuestro caso se ha escogido el modelo G114-2.0 de 114 metros de diámetro por lo que se ha de respetar una distancia mínima de 228 metros.

Una vez tenemos las coordenadas UTM de cada aerogenerador, se realiza el ajuste por el método de mínimos cuadrados haciendo uso de la ecuación:  $y = \cot(\beta)x + b$ , donde el parámetro  $\beta$  determina el ángulo que forma la recta con el eje de ordenadas, medido en sentido horario desde el semieje positivo de ordenadas y el parámetro  $b$  se trata de la ordenada en el origen.

Con la pendiente que proporciona la ecuación de la recta de las posiciones reales de los aerogeneradores sacamos el ángulo que forma la recta con el eje de abscisas. Después le restamos a 90 dicho ángulo para obtener el valor de  $\beta$ .

El siguiente paso consiste en obtener la posición ideal de los aerogeneradores mediante las siguientes fórmulas:

$$x_i(k) = x_k \cdot \text{sen}^2(\beta) + (y_k - b) \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \text{cos}(\beta) \quad (15)$$

$$y_i(k) = x_k \cdot \text{sen}(\beta) \cdot \text{cos}(\beta) + y_k \cdot \text{cos}^2(\beta) + b \cdot \text{sen}^2(\beta) \quad (16)$$

Donde:

$(X_k, Y_k)$  = posición real de los aerogeneradores en coordenadas UTM

$(x_i(k), y_i(k))$  = posición ideal de los aerogeneradores

**TABLA 10. Posición real e ideal de aerogeneradores de la alternativa A.**

Aerogenerador	Posición real UTM		Posición ideal UTM	
	xk	Yk	xi(k)	yi(k)
A1	556197,479	4314251,92	556206,20037	4314251,76540
A2	556209,143	4314505,119	556210,69112	4314505,09156
A3	556213,28	4314770	556215,38653	4314769,96266
A4	556229,923	4315109,351	556221,40559	4315109,50199
A5	556231,117	4315346,305	556225,60516	4315346,40271
A6	556237,806	4315608,222	556230,24885	4315608,35597
A7	556239,444	4315889,384	556235,23200	4315889,45867
A8	556245,585	4316136,364	556239,61080	4316136,46991
A9	556246,182	4316366,869	556243,69590	4316366,91307
A10	556249,056	4316607,379	556247,95902	4316607,39845
A11	556250,19	4316946,049	556253,96115	4316945,98218
A12	556253,90	4317184,318	556258,18481	4317184,24195
A13	556256,16	4317441,815	556262,74878	4317441,69827
A14	556258,347	4317691,121	556267,16756	4317690,96464
A15	556271,126	4317937,63	556271,54011	4317937,62266

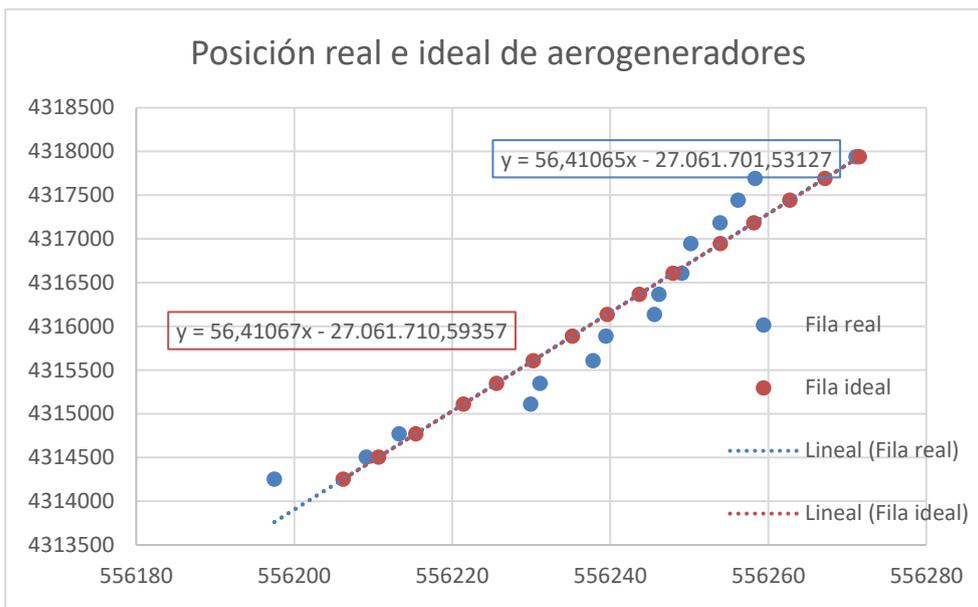


Figura 24. Gráfica de la posición real e ideal de los aerogeneradores de la alternativa A

TABLA 11. Posición real e ideal de los aerogeneradores de la alternativa B.

Aerogenerador	Posición real UTM		Posición ideal UTM	
	xk	yk	xi(k)	yi(k)
A1	557190,1460	4303200,14	557210,60784	4303205,87784
A2	557162,712	4303434,768	557147,61067	4303430,53333
A3	557148,6960	4303684,1190	557081,76408	4303665,35016
A4	557111,0750	4303915,4610	557018,87853	4303889,60756
A5	556950,7940	4304147,722	556946,81202	4304146,60539
A6	556715,9820	4304342,6670	556879,01331	4304388,38372
A7	556702,7400	4304627,6780	556803,95248	4304656,05968
A8	556652,2080	4304949,5010	556716,60299	4304967,55844
A9	556624,7860	4305200,4350	556649,36755	4305207,32808
A10	556567,1380	4305454,5000	556579,11462	4305457,85845
A11	556477,2050	4305686,5580	556512,22933	4305696,37941
A12	556455,7580	4305946,7100	556443,03304	4305943,14171
A13	556402,3720	4306194,4140	556374,74451	4306186,66679
A14	556382,2100	4306445,7890	556307,92369	4306424,95787
A15	556367,7410	4306702,4470	556240,14444	4306666,66678

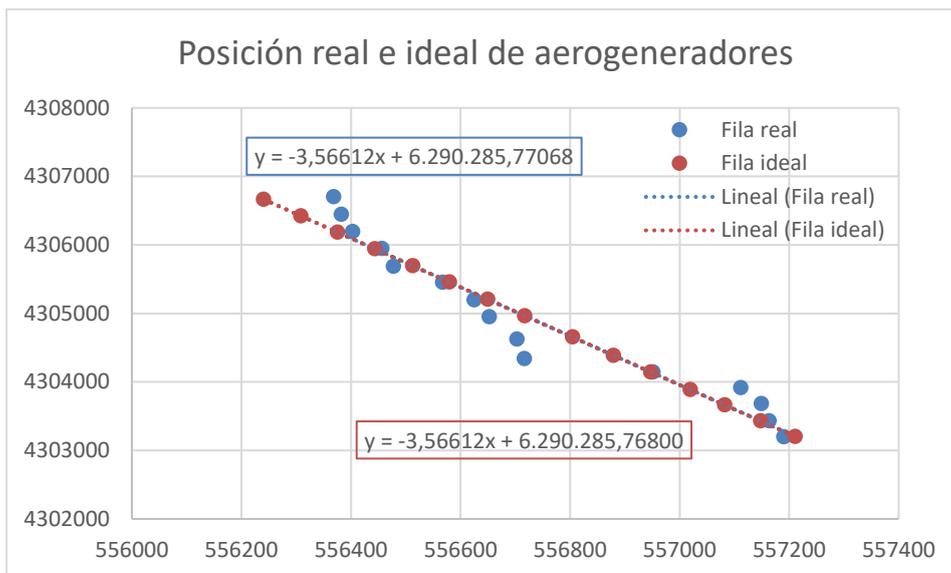


Figura 25. Gráfica de la posición real e ideal de los aerogeneradores de la alternativa B

Por último, se ha de comprobar que la distancia entre posiciones ideales es mayor que dos veces el diámetro del rotor. Para calcular la distancia intrafila se hace uso de la siguiente fórmula:

$$D_k = \sqrt{(X_i - x_i(k + 1))^2 - (y_i - y_i(k + 1))^2} \tag{17}$$

Una vez se ha calculado la distancia entre posiciones ideales, se determina la distancia intrafila normalizada definida como el cociente entre la distancia entre las posiciones ideales de los aerogeneradores (i,j) y (i,j-1) y el diámetro del rotor del aerogenerador (i,j-1).

TABLA 12. Distancia real y distancia normalizada entre aerogeneradores de la alternativa A

	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8
<b>D<sub>real</sub></b> (m)	253,37	264,913	339,593	236,938	261,994	281,147	247,05
<b>DN</b>	2,222	2,324	2,979	2,078	2,298	2,466	2,167
	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15
<b>D<sub>real</sub></b> (m)	230,479	240,523	338,637	238,297	257,497	249,305	246,697
<b>DN</b>	2,022	2,110	2,971	2,090	2,259	2,187	2,164

**TABLA 13. Distancia real y distancia normalizada entre aerogeneradores de la alternativa B.**

	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8
D <sub>real</sub> (m)	233,32	243,874	232,908	266,911	251,104	278,001	323,51
DN	2,047	2,139	2,043	2,341	2,203	2,439	2,838
	8-9	9-10	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15
D <sub>real</sub> (m)	249,018	260,194	247,721	256,281	252,918	247,482	251,03
DN	2,184	2,282	2,173	2,248	2,218	2,171	2,202

### 6.2.2. Cantidad de energía producida

Siguiendo el procedimiento de cálculo descrito en el capítulo 5, se calcula la cantidad de energía que produce cada aerogenerador, las horas equivalentes y el factor de carga de las alternativas A y B.

**TABLA 14. Coordenadas UTM reales, energía producida anualmente, horas equivalentes y factor de carga de cada aerogenerador de la alternativa A.**

Aerogenerador	Coordenadas UTM (m)		kWh/año producidos	H <sub>eq</sub> (h)	F <sub>c</sub>
	x	y			
<b>A1</b>	556197,479	4314251,92	7502980,732	3751,49	0,43
<b>A2</b>	556209,143	4314505,119	7484324,345	3742,16	0,43
<b>A3</b>	556213,28	4314770	7494090,945	3747,05	0,43
<b>A4</b>	556229,923	4315109,351	7476342,958	3738,17	0,43
<b>A5</b>	556231,117	4315346,305	7476342,958	3738,17	0,43
<b>A6</b>	556237,806	4315608,222	7549347,698	3774,67	0,43
<b>A7</b>	556239,444	4315889,384	7558303,032	3779,15	0,43
<b>A8</b>	556245,585	4316136,364	7558303,032	3779,15	0,43

<b>A9</b>	556246,182	4316366,869	7576245,583	3788,12	0,43
<b>A10</b>	556249,056	4316607,379	7585232,824	3792,62	0,43
<b>A11</b>	556250,19	4316946,049	7585232,824	3792,62	0,43
<b>A12</b>	556253,90	4317184,318	7585232,824	3792,62	0,43
<b>A13</b>	556256,16	4317441,815	7594230,727	3797,12	0,43
<b>A14</b>	556258,347	4317691,121	7603239,303	3801,62	0,43
<b>A15</b>	556271,126	4317937,63	7580737,872	3790,37	0,43

Haciendo la suma de la cantidad de energía producida por cada aerogenerador se tiene que la energía bruta producida anualmente por la alternativa 1 es de 113210187,7 kWh.

**TABLA 15. Coordenadas UTM reales, energía producida anualmente, horas equivalentes y factor de carga de cada aerogenerador de la alternativa B.**

Aerogenerador	Coordenadas UTM (m)		kWh/año producidos	H <sub>eq</sub> (h)	F <sub>c</sub>
	X	Y			
<b>A1</b>	557190,1460	4303200,14	7404913,677	3702,46	0,42
<b>A2</b>	557162,712	4303434,768	7396140,084	3698,07	0,43
<b>A3</b>	557148,6960	4303684,1190	7396140,084	3698,07	0,43
<b>A4</b>	557111,0750	4303915,4610	7396140,084	3698,07	0,43
<b>A5</b>	556950,7940	4304147,722	7390880,918	3695,44	0,43
<b>A6</b>	556890,1020	4304320,7980	7558206,259	3779,10	0,43
<b>A7</b>	556702,7400	4304627,6780	7567172,102	3783,59	0,43
<b>A8</b>	556652,2080	4304949,5010	7558206,259	3779,10	0,43
<b>A9</b>	556624,7860	4305200,4350	7404913,677	3702,46	0,43
<b>A10</b>	556567,1380	4305454,5000	7567172,102	3783,59	0,43
<b>A11</b>	556477,2050	4305686,5580	7567172,102	3783,59	0,43

<b>A12</b>	556455,7580	4305946,7100	7567172,102	3783,59	0,43
<b>A13</b>	556402,3720	4306194,4140	7455291,781	3727,65	0,43
<b>A14</b>	556382,2100	4306445,7890	7455291,781	3727,65	0,43
<b>A15</b>	556367,7410	4306702,4470	7464135,543	3732,07	0,43

Al hacer la suma de la energía producida por cada aerogenerador obtenemos que la energía bruta producida anualmente por la alternativa 3 es de 112.148.948,6.

### 6.3. CÁLCULO DE PÉRDIDAS ENERGÉTICAS

En el apartado anterior donde se lleva a cabo el cálculo de la producción anual de energía (PAE) no se consideran las pérdidas energéticas relativas a las afecciones por estelas de los aerogeneradores.

El documento Boletín Oficial de Canarias utilizado anteriormente para determinar las posiciones ideales de los aerogeneradores ofrece una serie de directrices para corregir la producción anual de energía. Por tanto, para cada aerogenerador (i,j) se multiplica la cantidad de energía producida sin tener en cuenta la afección entre aerogeneradores por estelas, por un coeficiente reductor  $\eta_{PARQUEi,j}$ .

$$PAE_{i,j}^{con\ afección} = \eta_{PARQUEi,j} \cdot PAE_{i,j}^{sin\ afección} \quad (18)$$

El factor de corrección  $\eta_{PARQUEi,j}$  se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\eta_{PARQUEi,j} = \alpha_{\phi_{i,j}}(\phi) \cdot \alpha_{D_{i,j}}(D) \cdot \alpha_{d_{i,j}}(d) \quad (19)$$

A continuación, se detalla el cálculo de los distintos parámetros necesarios para obtener el coeficiente reductor  $\eta_{PARQUEi,j}$ .

El parámetro  $\alpha_{\phi}(\phi)$  es función del ángulo de desalineación de la fila ideal respecto al viento ( $\phi$ ) definido:

Ángulo de desalineación de la fila ideal respecto del viento: se define como el complemento a 90° del ángulo formado por el vector director de la fila y el vector unitario en la dirección predominante del viento, y se representa por  $\phi$ . Su valor estará siempre entre 0° y 90°, correspondiendo el valor 0° a una dirección de viento perfectamente perpendicular a la fila ideal, y el valor de 90° a una dirección de viento perfectamente paralela a la fila ideal.

(Boletín Oficial de Canarias núm. 89, viernes 4 de mayo de 2007, p.9329).

En la alternativa A la dirección predominante del viento es la dirección Oeste, mientras que en la alternativa B es la oestesuroeste. El ángulo de desalineación es el ángulo formado entre la fila ideal y la dirección perpendicular a la predominante del viento, por lo que se trata del ángulo formado por la

fila ideal y la vertical en la alternativa A y el ángulo formado por la fila ideal y la recta a 120° en sentido antihorario de la horizontal en la alternativa B. Se calcula mediante la expresión:

$$\phi = \tan^{-1}(m) - \phi_{\text{perpendicular a la dirección predominante}} \quad (20)$$

Siendo m la pendiente de la recta de la fila ideal y  $\phi$  el ángulo de desalineación positivo.

**TABLA 16. Ángulo de desalineación.**

	m	$\phi$
Alternativa A	56,41067	1.0156
Alternativa B	-3,56612	45,664

Tras obtener los valores del ángulo de desalineación se procede a obtener el valor de  $\alpha_{\phi_{i,j}}(\phi)$ . El cálculo de este parámetro queda explicado de la siguiente forma:

Cálculo del valor de la función  $\alpha\phi$  para cada aerogenerador (i,j):

- Se obtendrá para cada fila i de aerogeneradores el ángulo  $\phi_i$  de desalineación de la fila ideal respecto de la dirección predominante del viento.
- Se definirá para cada aerogenerador de numeración (i,j) el ángulo de desalineación de la dirección predominante del viento  $\phi_{i,j}$  como sigue:

$$\phi_{i,j} = \begin{cases} 0^\circ & \text{si } i=1 \text{ o } j=1 \\ \phi_i & \text{resto} \end{cases} \quad (21)$$

- Para cada aerogenerador de numeración (i,j) se calculará el valor de  $\alpha\phi_{i,j}$  como sigue:

$$\alpha_{\phi_{i,j}} = \begin{cases} 1.0 & \text{si } 0^\circ \leq \phi_{i,j} \leq 22,5^\circ \\ 1,0150 - 0,0006667 \cdot \phi_{i,j} & \text{si } 22,5^\circ < \phi_{i,j} \leq 45^\circ \\ 1,0368 - 0,0011511 \cdot \phi_{i,j} & \text{si } 45^\circ < \phi_{i,j} \leq 67,5^\circ \end{cases} \quad (22)$$

(Boletín Oficial de Canarias núm. 89, viernes 4 de mayo de 2007, p.9334 y 9335).

Las dos alternativas de estudio solo cuentan con una única fila, por lo que el factor  $\phi_{i,j}$  vale 0 de acuerdo con la expresión (21) ya que  $i=1$  para todos los aerogeneradores. Teniendo el valor de  $\phi_{i,j} = 0$ , por la expresión (22) se obtiene que  $\alpha_{\phi_{i,j}} = 1$  para todos los aerogeneradores.

Por tanto, el ángulo de desalineación no afecta a las pérdidas energéticas debido a que las alternativas consideradas cuentan solo con una fila.

Por otra parte, el parámetro  $\alpha_D(D)$  es función de la distancia interfila real normalizada. Como las alternativas que estamos analizando son de una sola fila, el factor  $\alpha_D(D)$  no se tiene en cuenta a la

hora de calcular el coeficiente  $\eta_{\text{PARQUE}i,j}$ .

El último parámetro necesario para calcular  $\eta_{\text{PARQUE}i,j}$  es  $\alpha_d(d)$ , el cual depende de la distancia intrafila normalizada. Para obtener su valor, se ha de llevar a cabo el siguiente procedimiento:

Cálculo del valor de la función  $\alpha_d$  para cada aerogenerador (i,j):

a. Para cada aerogenerador (i,j), se calculará la distancia intrafila normalizada  $d_{i,j}$  entre el aerogenerador (i,j) y el aerogenerador (i, j-1), definida normalizando la distancia entre las posiciones ideales de ambos aerogeneradores, por la longitud del diámetro de rotor del aerogenerador(i,j-1).

b. Por definición,  $d_{i,1}=4$  para todos los aerogeneradores de numeración (i,1).

c. Para cada aerogenerador de numeración (i,j) se calculará el valor de  $\alpha_{d_{i,j}}$  como sigue:

$$\alpha_{d_{i,j}} = \begin{cases} 0,026 \cdot d_{i,j} + 0,9070 & \text{si } 2 \leq d_{i,j} < 3 \\ 0,015 \cdot d_{i,j} + 0,9400 & \text{si } 3 \leq d_{i,j} < 4 \\ 1,0 & \text{si } d_{i,j} \geq 4 \end{cases} \quad (23)$$

(Boletín Oficial de Canarias núm. 89, viernes 4 de mayo de 2007, p.9336).

**TABLA 17. Coeficiente  $\alpha_d$  para cada aerogenerador de la alternativa A.**

	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15
$\alpha_d$	1	0,9648	0,9674	0,9845	0,961	0,9668	0,9711	0,9633	0,9596	0,9619	0,9842	0,9613	0,9657	0,9639	0,9633

**TABLA 18. Coeficiente  $\alpha_d$  para cada aerogenerador de la alternativa B.**

	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9	A10	A11	A12	A13	A14	A15
$\alpha_d$	1	0,9602	0,9626	0,9601	0,9679	0,9643	0,9704	0,9808	0,9638	0,9663	0,9635	0,9654	0,9647	0,9634	0,9643

En las alternativas A y B, la media de  $\alpha_d$  es de 0,969 y 0,968 respectivamente. De acuerdo con la expresión 18, las pérdidas debidas a afecciones entre aerogeneradores son del 3,1% para la alternativa A y del 3,2% para la alternativa B. Por ello, consideramos unas pérdidas por afección del 3% aproximadamente.

También hemos de tener en cuenta las pérdidas por mantenimiento (15%), las pérdidas eléctricas (1%) y otras pérdidas (5%).

A continuación, en las tablas 19 y 20 se refleja la energía bruta producida en cada alternativa y las diversas pérdidas.

**TABLA 19. Resumen Alternativa A.**

Energía bruta producida al año (kWh/año)	113.210.187,7
Pérdidas por afección entre aerogeneradores (3%)	3.396.305,63
Pérdidas por mantenimiento (15%)	16.981.528,15
Pérdidas eléctricas (1%)	1.132.101,877
Otras pérdidas (5%)	5.660.509,383
Energía neta producida al año (kWh/año)	86.039.742,62

**TABLA 20. Resumen Alternativa B.**

Energía bruta producida al año (kWh/año)	112.148.948,6
Pérdidas por afección entre aerogeneradores (3%)	3.364.468,457
Pérdidas por mantenimiento (15%)	16.822.342,28
Pérdidas eléctricas (1%)	1.121.489,486
Otras pérdidas (5%)	5.607.447,428
Energía neta producida al año (kWh/año)	85.233.200,9

#### 6.4. COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS

Tras determinar las posiciones reales e ideales de los aerogeneradores, la cantidad de energía producida por cada uno de ellos y las diversas pérdidas se comparan ambas alternativas para decidir el emplazamiento óptimo del parque eólico.

De acuerdo con la tabla 21, la alternativa A genera al año 1 millón de kWh más que la alternativa B por lo que se escoge la alternativa A como configuración para distribuir los aerogeneradores.

**TABLA 21. Comparación de alternativas.**

Alternativa	Energía neta producida (kWh/año)	Horas equivalentes	Factor de carga
A	86.039.742,62	3773,67	0,43
B	85.233.200,9	3738,30	0,43

## CAPÍTULO 7. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Para llevar a cabo la implantación de un parque eólico es preciso realizar un estudio de impacto ambiental a fin de evaluar los efectos generados en cada fase del proyecto, el grado de repercusión de éstos y determinar medidas de protección para minimizar los impactos sobre el medio ambiente.

### 7.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto de estudio consiste en la implantación de un parque eólico compuesto por 15 aerogeneradores del fabricante Gamesa, en el término municipal de Lezuza (Albacete). En concreto, se hará uso de aerogeneradores G114-2.0 de 93 metros de altura de torre y 2 MW de potencia nominal.

### 7.2. INVENTARIO AMBIENTAL

#### 7.2.1. Clima

Según la clasificación de Köppen-Geige, el municipio Lezuza cuenta con un clima templado mediterráneo (Csa) caracterizado por inviernos templados y veranos secos y cálidos. La temperatura media anual es de 13,6 °C, alcanzándose 25°C de máxima en los meses de verano y 5°C de mínima en los meses de invierno. Se presenta 432 mm de precipitaciones al año siendo éstas más abundantes en invierno. La siguiente figura 26 proporcionada por Climate Data muestra cómo evoluciona tanto la temperatura como las precipitaciones a lo largo del año.

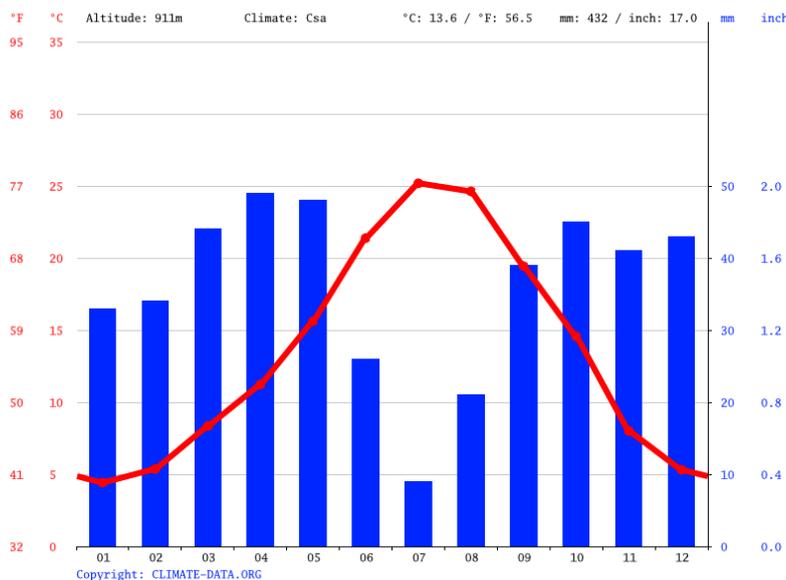


Figura 26. Climograma de Lezuza. Fuente: Climate-Data.org

### 7.2.2. Composición del suelo

Gracias al Instituto Geológico y Minero de España (IGME) se tiene la composición del suelo del municipio Lezuza (hoja 789). En la figura 27, se ha enmarcado dentro del rectángulo rojo la zona elegida para el emplazamiento del parque. Para el área escogida, el suelo se compone de un conglomerado arcilloso con cantos cuarcíticos, de calizas y de arcillas tal como se indica en la leyenda proporcionada por IGME.

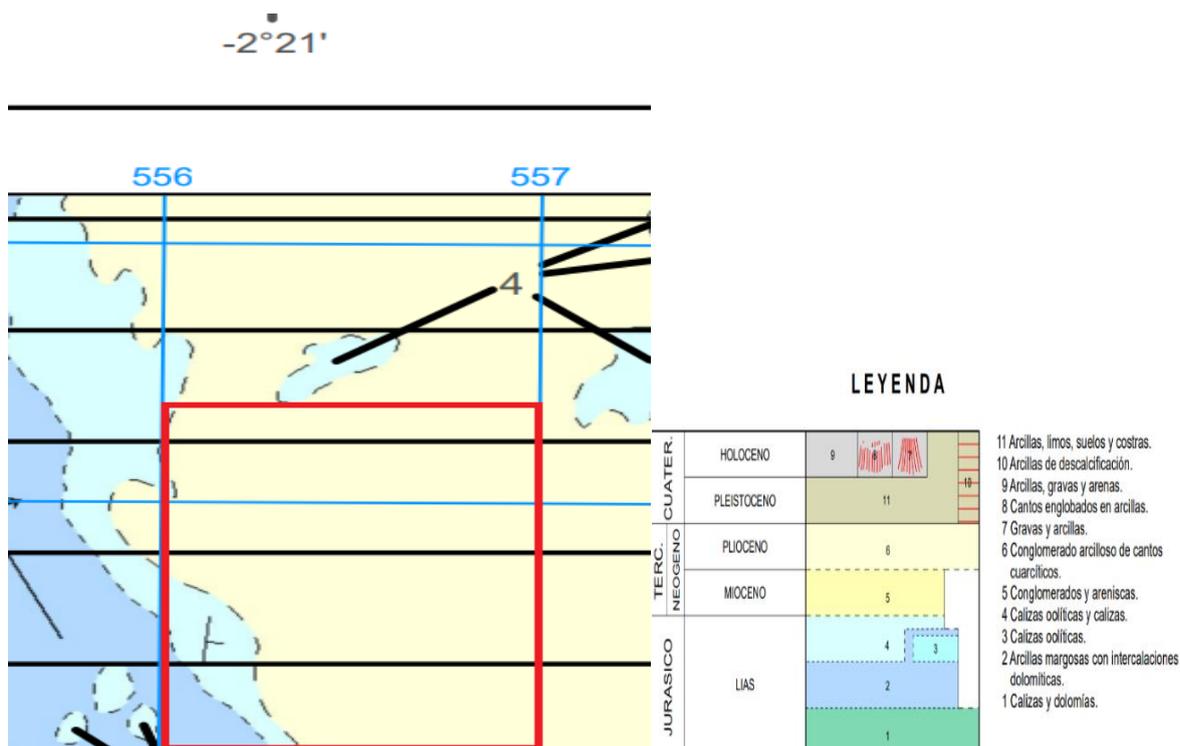


Figura 27. Mapa geológico Lezuza. Fuente: IGME.

### 7.2.3. Sismología

La provincia de Albacete tiene un bajo grado de sismicidad. En la siguiente imagen se aprecia que los seísmos producidos son de baja intensidad.

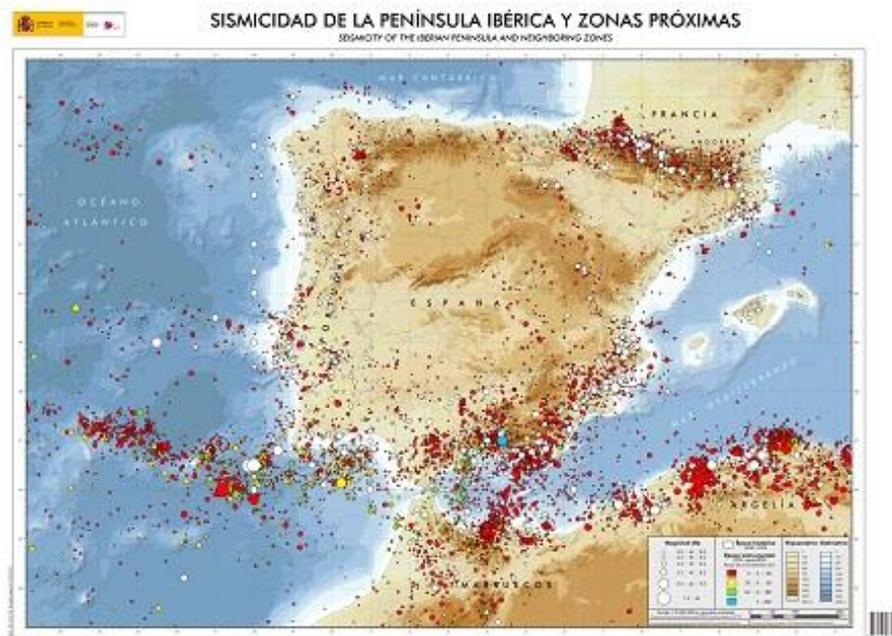


Figura 28. Mapa de sismicidad. Fuente: Instituto Geográfico Nacional (IGN).

#### 7.2.4. Hidrología

En cuanto a hidrología, el río Lezuza atraviesa el término municipal, así como sus diversos afluentes.

Sin embargo, el emplazamiento elegido del parque eólico no afecta al curso natural de ningún río del territorio ni a ninguno de sus afluentes. Además, los aerogeneradores se ubican a alturas muy superiores que la cuenca de los ríos por lo que el parque eólico no causara impactos en la hidrología.

#### 7.2.5. Patrimonio Histórico-Artístico

En lo referente a patrimonio histórico-artístico, en la actualidad no existe ningún elemento de interés protegido en las zonas consideradas

#### 7.2.6. Espacios naturales

En el apartado 4.2 se mostró que el término municipal de Lezuza tiene varias zonas afectadas por la figura ambiental Áreas Importantes para la Conservación de las Aves y la Biodiversidad (IBA). Por tanto, la zona escogida para albergar el parque eólico se encuentra en un lugar no afectado por la figura IBA.

#### 7.2.7. Socioeconomía

El sector primario es el motor de la economía del municipio Lezuza, destacándose los cultivos de cereal (en general trigo y cebada) y de la vid. En cuanto a la industria, el sector agroalimentario ocupa un importante papel dedicándose a la fabricación de embutido, queso manchego y vino.

El municipio cuenta con una población de 1332 habitantes en 2020 según datos del INE. Si se compara el número de habitantes en 2020 con el que había en 2010 (1620 habitantes) se puede apreciar el éxodo rural.

## 7.2.8. Fauna

### Reptiles

- Salamanesca común (*Tarentola mauritánica*)
- Culebra de escalera (*Elaphe scalaris*)
- Culebra bastarda (*Malpolón monspessulanus*)
- Culebra viperina (*Natrix maura*)

### Anfibios

- Gallipato (*Pleurodeles waltz*)
- Sapo común (*Bufo bufo*)
- Sapo corredor (*Bufo calamita*)
- Lagartija colilarga (*Psarrrnodrornus algirus*)
- Lagartija cenicienta (*Psarrrnodrornus hispánicus*)

### Aves

- Avutarda (*Otis tarda*)
- Ortega (*Pterocles orientalis*)
- Gangas (*Pterocles alchata*)
- Sisones (*Tetrax tetrax*)
- Alcavaranes (*Burkinus oediconemus*)
- Avefrías (*Vanellus vanellus*)
- Cernícalos vulgar (*Falco tinnunculus*)
- Primilla (*Falco naumanni*)
- Aguilucho cenizo (*Circus pygargus*)
- Aguilucho pálido (*Circus cyaneus*)
- Aguilucho lagunero (*Circus aeruginosus*)
- Cogujada (*Galerida sp.*)
- Alondra común (*Alauda arvensis*)
- Alondra de Dupont (*Chersophilus duponti*)
- Calandrias (*Melanocorypha calandra*)
- Trigueros (*Miliaria calandra*)
- Alcaudones (*Lanius sp.*)
- Collalbas (*Oenanthe sp.*)

### Mamíferos

- Liebre ibérica (*Lepus granatensis*)

- Conejo (*Oryctolagus cuniculus*)
- Zorro (*Vulpes vulpes*)
- Turón (*Putorius putorius*)
- Comadreja (*Mustela nivalis*)
- Lirón careto (*Elyomis quercinus*)
- Ciervo (*Cervus elaphus*)
- Jabalí (*Sus scrofa*)
- Topillo mediterráneo (*Microtus duodecimcostatus*)

#### 7.2.9. Flora

- Sabina albar (*Juniperus thurifera*)
- Coscojares (*Genisa mugronesis*)
- Espartales (*Sideritis incana* subsp. *Virgata*)
- Romerales (*Armeria quichiotis*)
- Matorrales nitrófilos (*Santolina canescens*)
- Espinar (*Berberis hispánica*)
- Matorral (*Erinacea anthyllis*)
- Matorral endémico (*Linum austriacum* subsp. *Collinum*)
- Iberodes linifolia (*Omphalodes linifolia*)
- Zamarrilla lanuda (*Teucrium gnaphalodes*)
- Tomillo salsero (*Thymus zygis* subsp. *gracilis*)

### 7.3. IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS

En este apartado se enumeran las acciones que repercuten en los factores ambientales de la zona de emplazamiento del parque. Las acciones se enumeran en función de la fase del proyecto a la que pertenecen, distinguiéndose las siguientes: fase de construcción, de funcionamiento y de desmantelamiento.

- Fase de construcción: Se trata de la primera fase del proyecto e incluye las construcciones de acceso, el montaje de aerogeneradores y la instalación de la red eléctrica. A continuación se detallan las distintas acciones.
  1. Despeje del terreno
  2. Movimientos de tierras
  3. Creación de vías de acceso
  4. Cimentaciones
  5. Transporte de equipos
  6. Montaje de aerogeneradores
  7. Instalación de líneas de alta tensión

- Fase de funcionamiento: Esta fase consiste en el funcionamiento de aerogeneradores y el mantenimiento de las instalaciones.
  1. Operación de los aerogeneradores
  2. Mantenimiento y supervisión del parque eólico
  3. Transportes debidos al mantenimiento
  
- Fase de desmantelamiento: Última fase del proyecto consistente en el desarme de los aerogeneradores y la restauración del medio.
  1. Desarme de aerogeneradores y líneas de alta tensión
  2. Transporte de residuos generados en el desmantelamiento
  3. Uso de maquinaria pesada
  4. Restauración de la zona y reforestación

#### **7.4. FACTORES AFECTADOS**

Tras mencionar las acciones que pueden generar efectos en el medio se definen los factores ambientales afectados, agrupándose en tres grupos: medio inerte, medio biótico y factores culturales.

##### Medio Inerte

- Agua
  - Calidad. Las aguas subterráneas son susceptibles de ser perjudicadas si son alcanzadas por los materiales de cimentación.
- Aire
  - Calidad. Las fases de construcción y desmantelamiento perjudican a la calidad del aire debido a las emisiones de CO<sub>2</sub> por el uso de vehículos para el transporte de los aerogeneradores y de maquinaria pesada para retirar los equipos en desuso. A pesar de que los aerogeneradores no emiten gases contaminantes durante su funcionamiento, las labores de mantenimiento pertenecientes a la fase de explotación también requieren del uso de vehículos para acceder al parque, por lo que contribuirán a la contaminación del aire.
  - Ruido. La rotación de las palas y el uso de maquinaria en las fases de construcción y de desmantelamiento causan un aumento del nivel de ruido.
- Tierra
  - Calidad. El terreno se ve afectado por el asfalto para crear los viales de acceso y por las cimentaciones. Además, cualquier accidente durante las fases de construcción y desarme puede perjudicar de forma importante al suelo.
- Procesos

- Erosión. En las fases de construcción y desmantelamiento, los movimientos de tierras y el uso de maquinaria para crear las vías de acceso provocan un aumento de la erosión.

#### Medio biótico

- Fauna. La operación de los aerogeneradores afecta gravemente a las aves puesto que la rotación de las palas supone un peligro para ellas, provocando una migración de las aves a otros lugares. Por otra parte, el hábitat de muchas especies se verá modificado por el alto nivel de ruido.
- Flora. La implantación del parque eólico implica la tala de árboles y desbroce. Aun así, en la última fase del proyecto se lleva a cabo una reforestación para restaurar la zona.

#### Factores culturales

- Usos del territorio. Las zonas dedicadas al cultivo y a la ganadería se ven afectadas por el parque eólico. También se ven afectadas las zonas abiertas donde habitan animales salvajes.
- Paisaje. Los aerogeneradores causan un impacto visual por lo que la calidad paisajística se verá modificada.
- Economía. La tasa de empleo aumenta puesto que se requerirá personal para las obras de acondicionamiento de la zona y para el montaje de aerogeneradores, así como en las labores de desmantelamiento del parque. También se crearán empleos para el mantenimiento y vigilancia del parque.

### **7.5. EVALUACIÓN DE IMPACTOS. MATRIZ DE LEOPOLD**

A continuación, se procede a construir una matriz de relación causa-efecto para cuantificar los impactos de las distintas fases del proyecto. Se trata de la matriz de Leopold que cuenta de doble entrada, donde las columnas se corresponden con las acciones causadoras de impactos, mientras que las filas son los factores ambientales que pueden verse afectados por las distintas fases del proyecto. En dicha matriz se refleja la intensidad del impacto que produce una actividad sobre un factor ambiental. Para ello, se hace uso del índice de incidencia estandarizado cuyo valor está comprendido entre 0 y 1, el cual se ubica en la intersección entre la acción generadora del impacto y el factor ambiental susceptible de dicha acción.

Para evaluar los distintos impactos se ha de prestar atención a los atributos que presenta cada impacto. Los distintos tipos de atributos son los siguientes:

- Signo: indica si el efecto es beneficioso o perjudicial.
- Inmediatez: si es directo, el efecto tendrá repercusión inmediata. Por el contrario, si es indirecto, será derivado de un efecto primario.

- **Acumulación:** si es simple, presentará un único componente ambiental sin efectos secundarios, mientras que si se trata de un efecto acumulativo verá incrementada su gravedad conforme lo haga la duración de la actividad generadora.
- **Sinergia:** Hace referencia al hecho de que la coexistencia de varios efectos simples tiene un impacto mayor que el de la suma que tendrían todos ellos por separado.
- **Momento:** indica si el efecto se produce a corto, medio o largo plazo. El efecto a corto plazo se manifiesta en menos de un año, el efecto a medio plazo antes de 5 años y el efecto a largo plazo se pone de manifiesto en un periodo superior a 5 años.
- **Persistencia:** se refiere a si el efecto es temporal o permanente. Si el efecto es temporal está presente un tiempo determinado, mientras que si es permanente provoca una alteración en el medio de forma indefinida.
- **Reversibilidad:** si el efecto es reversible, éste puede ser asimilado por los procesos ambientales; si el efecto es irreversible no puede ser asimilado.
- **Recuperabilidad:** el impacto producido será recuperable si puede ser eliminado de forma natural o mediante la intervención del hombre, mientras que será irrecuperable si no existe de forma de ser eliminado por procesos naturales.
- **Periodicidad:** refleja si el efecto se produce de forma recurrente o cíclica, o si por el contrario se trata de aparición irregular manifestándose de forma impredecible.
- **Continuidad:** indica si el efecto producido es continuo de forma que produce una alteración constante o si es intermitente en el tiempo.

Además, los atributos tienen asociado un valor dependiendo de sus características. La figura 30 muestra los valores de los atributos previamente descritos:

**TABLA 22. Valores asociados a los atributos. Fuente: Evaluación de Impacto Ambiental (2013).**

Atributo	Carácter del atributo	Valor
Signo del efecto	Beneficioso	+
	Perjudicial	-
	Indeterminado	x
Inmediatez	Directo	3
	Indirecto	1
Acumulación	Simple	1
	Acumulativo	3
Sinergia	Débil	1
	Media	2
	Fuerte	3
Momento	A corto plazo	3

	A medio plazo	2
	A largo plazo	1
Persistencia	Temporal	1
	Permanente	3
Reversibilidad	A corto plazo	1
	A medio plazo	2
	A largo plazo	3
Recuperabilidad	Fácil	1
	Media	2
	Difícil	3
Continuidad	Continuo	3
	Discontinuo	1
Periodicidad	Periódico	3
	Irregular	1

A cada atributo se le asigna una puntuación atendiendo a los valores de la tabla anterior y se suma el valor de todos ellos para conseguir el índice de incidencia del impacto (I).

$$I = \sum \text{Atributos} \quad (24)$$

A continuación, se estandarizan los índices de incidencia de los impactos para introducirlos en la matriz de Leopold. Se hace uso de la fórmula:

$$I_{\text{estandarizada}} = \frac{I - I_{\min}}{I_{\max} - I_{\min}} \quad (25)$$

Siendo  $I_{\min}$  e  $I_{\max}$  el valor que se obtiene puntuando cada atributo con el menor valor posible y con el mayor valor respectivamente. Por tanto, se tiene que  $I_{\min} = 9$  y  $I_{\max} = 27$ .

A continuación, se muestra la matriz de Leopold para la fase de construcción. En ella se observa que las actividades de creación de viales de acceso, despeje del terreno, movimientos de tierras e instalación de la red de alta tensión son las acciones más impactantes. Por el contrario, el transporte de equipos y el montaje de aerogeneradores no generan un impacto importante en el medio.

El factor ambiental más perjudicado es la calidad paisajista. Además, el uso de maquinaria para las obras de creación de viales de acceso y el uso de vehículos para el transporte de los equipos hace que se vean afectadas la calidad sonora y la erosión del terreno.

Cabe destacar el efecto beneficioso de la fase de construcción en cuanto al empleo puesto que en esta fase se requiere mucha mano de obra para llevar a cabo las obras de construcción de accesos y el montaje de aerogeneradores.

TABLA 23. Matriz Leopold. Fase de construcción.

				ACTIVIDADES FASE DE CONSTRUCCIÓN							$\Sigma$
				<i>Despeje del terreno</i>	<i>Movimientos de tierras</i>	<i>Creación de vías de acceso</i>	<i>Cimentaciones</i>	<i>Transporte de equipos</i>	<i>Montaje de los aerogeneradores</i>	<i>Instalación de líneas de alta tensión</i>	
FACTORES AMBIENTALES AFECTADOS	Medio abiótico	Aire	Calidad	-0,17	-0,33	-0,33	-0,22	-0,33	-0,22	-0,33	-1,93
			Ruido	-0,27	-0,11	-0,38	-0,27	-0,44	-0,44	-0,33	-2,24
		Agua	Calidad	-0,11	0,11	-0,16	-0,16				-0,32
		Suelo	Calidad	-0,22	-0,33	-0,27	-0,55				-1,37
		Procesos	Erosión	-0,33	-0,55	-0,44		-0,27		-0,5	-2,09
	Medio biótico	Fauna	Hábitats	-0,39	-0,27	-0,22				-0,33	-1,21
			Avifauna	-0,33	-0,27	-0,22				-0,50	-1,32
			Especies en peligro	-0,39	-0,27	-0,27				-0,33	-1,26
		Flora	Microflora	-0,39	-0,33	-0,33				-0,27	-1,32
			Especies en peligro	-0,39	-0,5	-0,44				-0,27	-1,6
	Factores culturales	Usos del territorio	Agricultura	-0,44	-0,38	-0,38					-1,2
			Espacios abiertos								0
		Paisaje	Calidad del paisaje	-0,33	-0,33	-0,38	-0,38	-0,27	-0,27	-0,55	-2,51
		Economía	Empleo	0,38	0,38	0,17	0,17	0,44	0,38	0,27	2,19
	$\Sigma$				-3,38	-3,18	-3,65	-1,41	-0,87	-0,55	-3,14

Durante la fase de funcionamiento las acciones con mayor impacto es la operación de los aerogeneradores debido a que el movimiento de rotación provoca la muerte de muchas aves y genera ruido y el transporte por mantenimiento ya que el uso de vehículos afecta a la calidad del aire.

Los factores ambientales más afectados son la calidad sonora del aire, la avifauna y la calidad paisajística.

**TABLA 24. Matriz Leopold. Fase de funcionamiento.**

				ACTIVIDADES FASE DE FUNCIONAMIENTO			Σ	
				Operación de los aerogeneradores	Mantenimiento y supervisión del parque	Transportes debidos a mantenimiento		
FACTORES AMBIENTALES AFECTADOS	Medio abiótico	Aire	Calidad		-0,33	-0,33	-0,66	
			Ruido	-0,44	-0,22	-0,33	-0,99	
		Agua	Calidad					
		Suelo	Calidad					
		Procesos	Erosión		-0,27	-0,27	-0,54	
	Medio biótico	Fauna	Hábitats	-0,44		-0,33	-0,77	
			Avifauna	-0,61		-0,27	-0,88	
			Especies en peligro	-0,61		-0,27	-0,88	
		Flora	Microflora			-0,22	-0,22	
			Especies en peligro			-0,22	-0,22	
	Factores culturales	Usos del territorio	Agricultura					
			Espacios abiertos					
		Paisaje	Calidad del paisaje		-0,44	-0,55	-0,27	-1,26



TABLA 25. Matriz Leopold. Fase de desmantelamiento

				ACTIVIDADES FASE DE DESMANTELAMIENTO				$\Sigma$	
				Desarme de aerogeneradores y línea de alta tensión	Transporte de residuos generados en el	Uso de maquinaria pesada	Restauración de la zona y reforestación		
FACTORES AMBIENTALES AFECTADOS	Medio abiótico	Aire	Calidad	-0,33	-0,27	-0,39		-0,99	
			Ruido	-0,33	-0,44	-0,44		-1,21	
		Agua	Calidad					0	
		Suelo	Calidad					0	
		Procesos	Erosión		-0,27	-0,33		-0,6	
	Medio biótico	Fauna	Hábitats		-0,22	-0,22	0,44	0	
			Avifauna		-0,17	-0,22	0,55	0,16	
			Especies en peligro		-0,17	-0,22	0,55	0,16	
		Flora	Microflora		-0,11	-0,17	0,44	0,16	
			Especies en peligro		-0,11	-0,17	0,55	0,27	
	Factores culturales	Usos del territorio	Agricultura					0	
			Espacios abiertos					0	
		Paisaje	Calidad del paisaje	-0,44	-0,33	-0,33		-1,1	
		Economía	Empleo	0,44	0,33	0,33		1,1	
	$\Sigma$				-0,66	-1,76	-2,16	2,53	

De esta forma, la fase con mayor repercusión sobre el medio es la de construcción, destacando las actividades de creación de viales de acceso, despeje del terreno, movimientos de tierras e instalación de la red de alta tensión.

En cuanto a los factores ambientales, se encuentran entre los más afectados la calidad sonora del aire, y la calidad del paisaje.

Por otra parte, la instalación del parque eólico tiene beneficios sobre la economía del municipio generándose un importante número de empleos en la fase de construcción y de desmantelamiento.

## **7.6. MEDIDAS PREVENTIVAS Y CORRECTORAS**

Tras analizar las repercusiones de las distintas fases del proyecto sobre el medio, se detallan una serie de medidas preventivas a fin de evitar la generación de impactos y medidas correctoras para que la recuperación del medio debida a los impactos se produzca a corto plazo.

### **7.6.1. Calidad del aire**

El uso de vehículos eléctricos para acceder a las labores de mantenimiento y durante la fase de construcción supone una reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, contribuyendo a mejorar la calidad del aire de la zona.

### **7.6.2. Calidad del suelo y erosión**

Los movimientos de tierras asociados al acondicionamiento de la zona y la creación de accesos viales dan lugar a la erosión del terreno. Para minimizar los efectos de la erosión se han de evitar grandes movimientos de tierra y limitar la velocidad de los vehículos.

### **7.6.3. Ruido**

Una de las medidas más eficaces para disminuir el número de decibelios en las fases de construcción y desmantelamiento es el empleo de maquinaria que genere el menor ruido posible. Durante las labores de mantenimiento pertenecientes a la fase de explotación, el uso de vehículos eléctricos para acceder al parque eólico produce menos ruido. Por otra parte, se reduce notablemente el ruido generado por la rotación de las palas gracias al sistema de reducción de ruido que incorpora el modelo de aerogenerador seleccionado para el diseño del parque eólico.

### **7.6.4. Fauna**

El movimiento de rotación de las palas de los aerogeneradores resulta muy peligroso para las aves. Para evitar la muerte de las aves tras golpearse con las palas, los aerogeneradores llevan integrado un dispositivo encargado de detener las palas si detectan que hay aves que se dirigen al aerogenerador. Así mismo, se ha de tener en cuenta las rutas migratorias de las aves para evitar en la medida de lo posible interferir en su camino.

#### **7.6.5. Flora**

Para el acondicionamiento de la zona y la creación de accesos al parque, se lleva a cabo la tala de vegetación y desbroce. Una vez se han desarmado los aerogeneradores y las líneas de alta tensión es necesaria una reforestación para tener de nuevo las especies propias de la zona.

#### **7.6.6. Paisaje**

A pesar de ser inevitable el impacto visual producido por los aerogeneradores, se puede reducir pintando los aerogeneradores de tal forma que se mimeticen con el entorno.

## CAPÍTULO 8. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

En este capítulo se lleva a cabo un estudio de viabilidad económica para determinar si el proyecto resulta rentable. Para empezar, se realizará un presupuesto aproximado atendiendo a las sugerencias y planteamientos establecidos en el Plan de Energías Renovables 2011-2020. Seguidamente, se hará uso de la aplicación informática RETScreen donde se realiza el estudio con unas tasas de financiación e inflación determinadas.

### 8.1. COSTES INICIALES

En primer lugar, se realiza un presupuesto aproximado de los costes iniciales. Para ello, hacemos uso del documento PER 2011-2020 donde se especifican unos porcentajes aproximados a cada una de las partes de la inversión inicial. Además, según el documento citado anteriormente:

El precio de un aerogenerador (incluyendo transporte e instalación) varía en función de la potencia del generador eléctrico y la altura de la torre. El valor de ~744.000 €/MW es para un aerogenerador de 850 kW y 55 metros de altura, mientras que el precio de ~980.000 €/MW es para un aerogenerador de 2 MW y 100 metros de altura. (PER 2011-2020, p.243).

Como el modelo escogido tiene 2MW de potencia nominal y 93 metros de altura de torre, suponemos un coste de 980.000 €/MW por cada aerogenerador. En la tabla 26 se recoge el coste inicial total, así como los distintos costes asociados a las diferentes partes del proyecto.

**TABLA 26. Costes iniciales.**

	Porcentaje aproximado de inversión	Inversión
Aerogeneradores	75%	29.400.000
Obra civil e ingeniería	8%	3.136.000
Instalación eléctrica	5%	1.960.000
Subestación y conexión eléctrica	10%	3.920.000
Promoción	2%	784.000
<b>TOTAL</b>		<b>39.200.000</b>

### 8.2. COSTES DE EXPLOTACIÓN

Los costes de explotación se corresponden con los gastos asociados al mantenimiento del parque eólico, así como los salarios de los empleados y transportes. El documento PER 2011-2020 establece un coste aproximado de 45.000 €/MW al año. Como la potencia instalada del parque eólico es de 30 MW, los costes de explotación se corresponden con 1.350.000 €. A este valor se le han de sumar tributos especiales conforme se estipula en la Ley 9/2011, de 21 marzo:

“En parques eólicos que dispongan de entre 8 y 15 aerogeneradores: 871 euros por cada unidad de

aerogenerador.” (Ley 9/2011, de 21 de marzo, por la que se crean el canon eólico y el Fondo para el Desarrollo Tecnológico de las Energías Renovables y el Uso Racional de la Energía en Castilla-La Mancha, BOE núm. 105 § 1 (2011).

La cuota tributaria mencionada anteriormente es trimestral, por lo que se han de pagar anualmente 3484 euros por cada unidad de aerogenerador. Este proyecto hace uso de 15 aerogeneradores, por lo que el gasto asociado al canon eólico es de 52.260 € al año. Por todo ello, los costes totales de explotación ascienden a 1402260 euros.

### 8.3. INGRESOS

A partir de la información facilitada por el Real Decreto 413/2014, se determina la tarifa de exportación de la electricidad. Esta tarifa nos permite conocer los ingresos que derivan de la producción energética del parque.

$$\text{Tarifa de exportación} = \frac{\text{Retribución Específica} + \text{Ingresos Producción Anual}}{\text{Energía Producida Anualmente}} \quad (26)$$

Donde:

$$\text{Retribución Específica} = R_{inv} \cdot \text{Potencia Instalada} + R_o \cdot \text{Producción Anual} \quad (27)$$

$$\text{Ingresos Producción Anual} = \text{Producción Anual} \cdot \text{Precio de Mercado} \quad (28)$$

El Real Decreto 413/2014 proporciona los valores de la retribución a la inversión ( $R_{inv}$ ) y de la retribución a la operación ( $R_o$ ). Este tipo de instalación se clasifica como IT-00665, por lo que se tienen los valores de  $R_{inv} = 101.240 \text{ €/MW}$  y  $R_o = 0 \text{ €/MW}$ .

Este proyecto tiene una potencia instalada de 30 MW y una producción anual de energía de . Por otra parte, el precio de mercado estimado es de 33,96 en el año 2020. Con todo ello, se obtiene una tarifa de exportación de 69,26 €/MWh.

### 8.4. ANÁLISIS FINANCIERO

Para realizar el análisis financiero del proyecto se hará uso del programa informático RETScreen.

Previamente al uso del programa anteriormente mencionado, se ha de determinar la vida útil del parque eólico. El Real Decreto 413/2014 clasifica este tipo de instalación dentro del grupo b.2.1 ya que se trata de una instalación ubicada en tierra que utiliza como energía primaria la eólica. Según la Orden IET/1045/2014 este tipo de instalaciones presentan una vida útil de 20 años.

**TABLA 27. Vida útil según tipo de instalación. Fuente: Real Decreto 413/2014.**

Categoría	Grupo	Subgrupo	Vida útil regulatoria (años)
<b>a)</b>	a.1	a.1.1, a.1.2 y a.1.3	25
	a.2		25
<b>b)</b>	b.1	b.1.1	30
		b.1.2	25
	b.2	b.2.1	20
	b.3		20
	b.4, b.5, b.6, b.7 y b.8		25
<b>c)</b>	c.1, c.2 y c.3		25

Una vez se conoce el tiempo de vida útil de nuestro proyecto, se procede a calcular los indicadores financieros Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y relación beneficio-coste.

El VAN es un parámetro que expresa los ingresos que genera el parque descontando la inversión inicial teniendo en cuenta la depreciación del dinero con el tiempo, por lo que el parque resulta rentable si el valor del VAN es superior a 0. Por otra parte, el TIR es el tipo de interés con el cual se obtiene un VAN igual a 0. De esta forma, un TIR elevado indica una buena rentabilidad del proyecto.

Por otra parte, la relación beneficio-coste es un indicador que compara los beneficios y los costos, por lo que un valor superior a 1 refleja que el proyecto es viable en términos económicos.

En cuanto a los parámetros financieros que se han utilizado para el estudio, se ha considerado una tasa de escalonamiento de combustibles del 0% al no usar un combustible al uso, una tasa de inflación del 2% y una tasa de descuento del 5%.

Respecto a la financiación del proyecto, se tiene una relación de la deuda del 70%, con un interés de la deuda del 5% y una duración del préstamo de 10 años.

Tras introducir los parámetros en el programa RETScreen, se obtienen los siguientes valores:

**Tabla 28. Resumen costes iniciales, costes anuales e ingresos.**

Costes Iniciales	Coste Relativo	Coste	Costes Anuales	Coste	Ahorros y Ingresos	rentas anuales
Ingeniería	6,2%	3.136.000 €	Operación y mantenimiento	1.402.260 €	Costo de combustible	0 €
Sistema eléctrico de potencia	85,2%	43.120.000 €	Costo de combustible	0 €	Renta por exportación de electricidad	9.113.239 €
Balance del sistema y misceláneos	8,6%	4.370.800 €	Pagos de la deuda- 10 años	4.589.482 €	Renta por reducción de GEI- 20 años	637.127 €
<b>Costes iniciales totales</b>	<b>100%</b>	<b>50.626.800 €</b>	<b>Costes anuales totales</b>	<b>5.991.742 €</b>	<b>Total renta y ahorros anuales</b>	<b>9.750.366 €</b>

**TABLA 29. VAN, TIR Y Relación Beneficio-Costo**

<b>Valor Actual Neto (VAN)</b>	49.908.315 €
<b>Tasa Interna de Retorno (TIR)</b>	26,3%
<b>Relación Beneficio-Costo</b>	4,29

Gracias a los valores de la tabla 29, se puede afirmar que el proyecto resulta económicamente rentable al presentar un VAN superior a cero.

A continuación, se proporciona el gráfico de flujo de caja, el cual está relacionado con los flujos de entrada y de salida de dinero del proyecto.

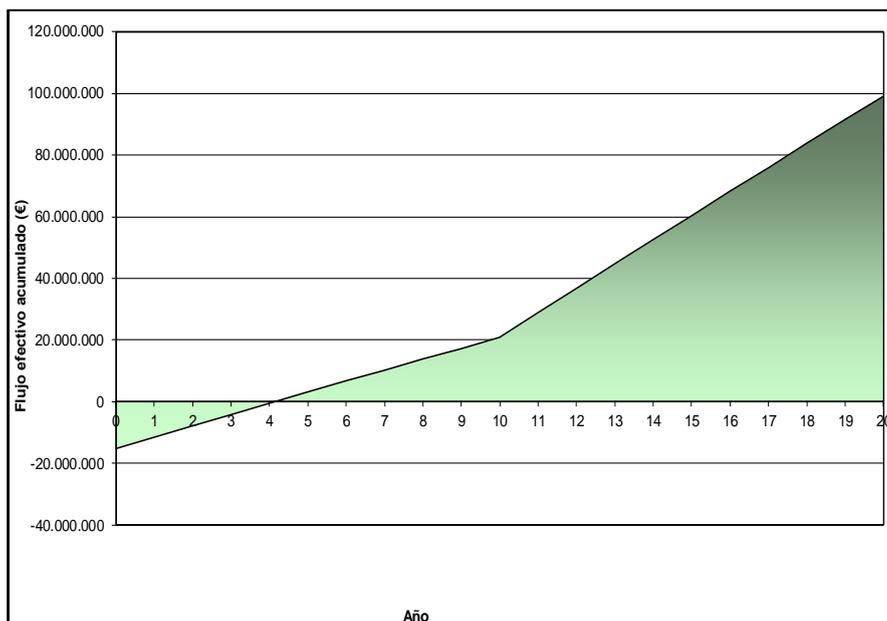


Figura 29. Gráfico de flujo de caja acumulado. Fuente: RETScreen

Se observa que el flujo de caja es igual a cero, es decir, los flujos de ingresos son igual a los flujos de salida en el cuarto año.

### 8.5. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Debido a que los parámetros de entrada pueden variar, se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad para estimar el cambio que se produce en la rentabilidad del proyecto cuando cambian simultáneamente dos parámetros de entrada relevantes. En nuestro caso, se estudia como varía el indicador TIR si los valores de la tarifa de exportación y los costes iniciales varían en un rango de sensibilidad del 15%.

TABLA 30. Análisis de Sensibilidad del TIR.

		Costos iniciales				€
Tarifa de exportación de electricidad		43.032.780	46.829.790	50.626.800	54.423.810	58.220.820
€/MWh		-15%	-8%	0%	8%	15%
58,87	-15%	25,3%	21,6%	18,6%	16,1%	13,9%
64,07	-8%	30,1%	25,8%	22,4%	19,5%	17,0%
69,26	0%	34,9%	30,2%	<b>26,3%</b>	23,0%	20,2%
74,45	8%	39,9%	34,6%	30,3%	26,6%	23,5%
79,65	15%	45,0%	39,2%	34,4%	30,4%	26,9%

El caso más desfavorable se corresponde con el aumento del 15% de los costos iniciales y la reducción del 15% de la tarifa de exportación de la electricidad, teniéndose un valor de la TIR del 13,9%. Esto indica que aún aumentado los costes en un 15% y reduciéndose los ingresos en otro 15% el TIR sigue siendo muy bueno.

### 8.6. ANÁLISIS DE RIESGO

Por último, se realiza el análisis de riesgo sobre el indicador TIR suponiendo un rango de incertidumbre para todos los parámetros de  $\pm 5\%$ .

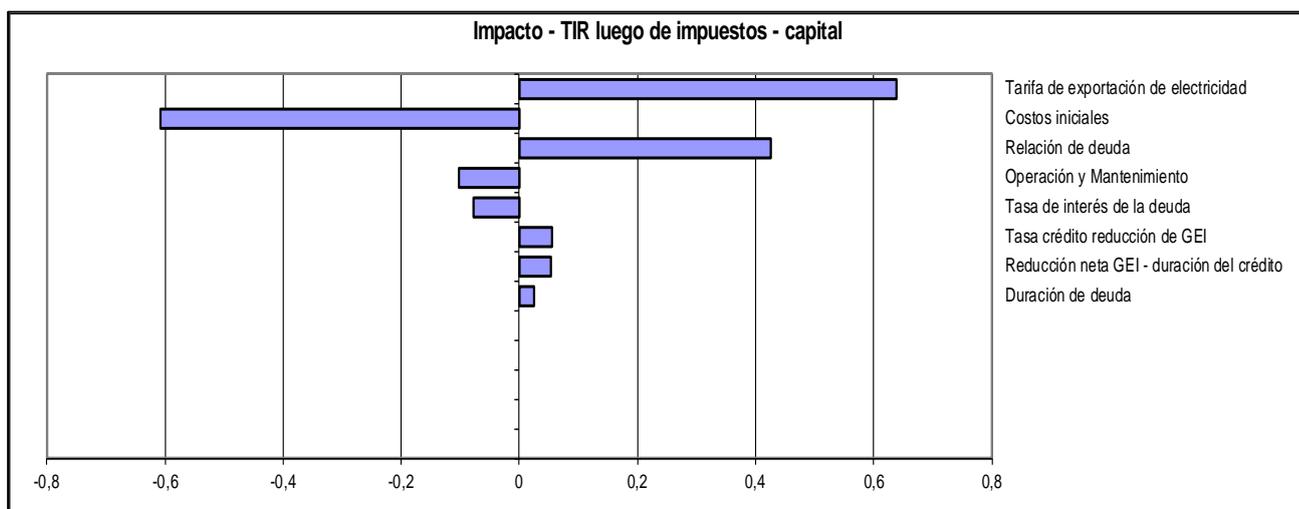


Figura 30. Gráfico de impacto sobre el valor de la TIR.

El gráfico de impacto (figura 31) muestra en el eje de ordenadas los parámetros de entrada en función del indicador financiero TIR, ordenados de mayor a menor impacto. En el eje de abscisas se representa la desviación estándar de cada parámetro.

De la figura 31 se puede concluir que los parámetros con mayor impacto sobre la TIR son la tarifa de exportación de electricidad, los costos iniciales y la relación de deuda. Además, la tarifa de exportación de electricidad y la relación de deuda tienen una desviación estándar positiva, por lo que un aumento de estos parámetros produce un incremento del valor de la TIR. Por el contrario, un aumento de los costos iniciales supondría una disminución de la TIR.

## CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES

La realización del estudio eólico en el municipio de Lezuza dentro de la provincia de Albacete, ha dado como resultado tres posibles zonas para el emplazamiento del parque eólico. Tras comprobar que las zonas de estudio no se ven afectadas por ninguna figura ambiental, se procede a analizar el recurso eólico de las zonas.

El siguiente paso consiste en determinar la clase de aerogenerador que se ha de emplear en función de la velocidad media y comparar distintos modelos que están presentes en el mercado. En las tres áreas consideradas se han comparado modelos de clase III, escogiéndose en todas ellas el modelo G114-2.0 de 2MW de potencia nominal y 93 metros de altura de torre. Durante la elección del modelo se observa que una de las zonas presenta una menor producción energética por lo que se descarta la ubicación del parque en dicha zona.

Una vez hemos escogido el modelo de aerogenerador, se presenta la ubicación real e ideal de los aerogeneradores, se calcula la energía generada en las alternativas y se estiman las pérdidas energéticas debidas al efecto parque mediante el procedimiento propuesto por el Gobierno de Canarias. Finalmente, se elige la alternativa que produce 86.039.742,62 kWh anualmente y que tiene un factor de carga de 0,43.

A continuación, se realiza un estudio de impacto ambiental para conocer las repercusiones que supondría la implantación del parque eólico en el entorno y se enumeran unas medidas preventivas, como el uso de vehículos eléctricos y la elección de maquinaria que genere el menor ruido posible.

Por último, se ha efectuado un estudio de viabilidad económica para determinar la rentabilidad del proyecto mediante el programa informático RETScreen. El proyecto resulta viable económicamente puesto que se ha obtenido un VAN de 49.908.315 €, un valor de TIR elevado del 26,3% y una Relación Beneficio-Costo de 4,29.

Los estudios de sensibilidad y riesgo confirman que el proyecto resulta rentable económicamente porque si se diera el peor escenario económico posible (aumento del 15% de los costos iniciales y una reducción del 15% de la tarifa de exportación de la electricidad) el valor del TIR seguiría siendo elevado.

## CAPÍTULO 10. BIBLIOGRAFÍA

- Alcaraz, F.J. y Sánchez Gómez, P. (1988). El paisaje vegetal de la provincia de Albacete. *Al-Basit: Revista de estudios albacetenses*, (24), 9-44.
- Asociación Empresarial Eólica. (2021). *Sobre la Eólica. Potencia instalada y generación*. Recuperado de <https://www.aeeolica.org> , 10 de mayo de 2021.
- Boletín Oficial de Canarias, 4 de mayo de 2007, BOC núm. 89 § 684 (2007). Recuperado de <http://www.gobiernodecanarias.org/boc/>, 20 de mayo 2020.
- Boletín Oficial del Estado (2020). Recuperado de <https://www.boe.es/>
- Climate-Data. (2021). Recuperado de <https://es.climate-data.org/>, 1 de junio 2021.
- Global Wind Atlas. (2021). Recuperado de <https://globalwindatlas.info/> , 14 de mayo 2021.
- Gómez Orea, D. y Gómez Villarino, M.T. (2013). *Evaluación de Impacto Ambiental*. Madrid: Ediciones Mundi-Prensa.
- Instituto Geográfico Nacional. (2021). Recuperado de [www.ign.es](http://www.ign.es) , 1 de junio 2021.
- Instituto Geológico y Minero de España (IGME). (2021). Recuperado de <https://www.igme.es/> , 22 junio de 2021.
- Instituto Nacional de Estadística. (2021). Recuperado de [www.ine.es](http://www.ine.es) , 3 de junio de 2021.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2011). *Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER 2011-2020)*. Recuperado de [https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_11227\\_PER\\_2011-2020\\_def\\_93c624ab.pdf](https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf), 7 de abril de 2021.
- Martínez, C. (2005). *Distribución, abundancia, requerimientos de hábitat y conservación de aves esteparias de interés especial en Castilla-La Mancha*. Madrid: Consejo Superior de Investigaciones Científicas.
- Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (2018). Recuperado de [www.mapama.gob.es](http://www.mapama.gob.es) , 29 de abril de 2021.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2021). Recuperado de <https://sig.mapama.gob.es/bdn/> , 29 de abril de 2021.
- Palomo, L.J., Gisbert, J. y Blanco, J.C (eds.). (2007). *Atlas y Libro Rojo de los Mamíferos Terrestres de España*. Madrid: Organismo Autónomo de Parques Nacionales.
- Parques Nacionales y Parques Naturales de España (2018). Recuperado de

[www.naturaspain.com](http://www.naturaspain.com) , 29 de abril de 2021.

- Plan Eólico de Castilla-La Mancha Horizonte 2014. (2011). Recuperado de [https://www.castillalamancha.es/sites/default/files/documentos/20120511/plan20eolico20c\\_lm202014.pdf](https://www.castillalamancha.es/sites/default/files/documentos/20120511/plan20eolico20c_lm202014.pdf) , 4 de abril de 2021.
- Portal de Mapas de Castilla-La Mancha. (2021). Recuperado de <https://castillalamancha.maps.arcgis.com/home/index.html> , 25 de junio de 2021.
- Tarancón Vinuesa, L.E. (2003). Atlas Herpetológico del Campo de Montiel Albacetense. *Sabuco: Revista de estudios albacetenses*, (4), 73-132.
- The Wind Power. (2021). Recuperado de <https://www.thewindpower.net/> , 30 de abril de 2021.
- Villarrubia López, M. (2012). *Ingeniería de la Energía Eólica*. Barcelona: MARCOMBO, ed. Técnicas. Colección Nuevas Energías 5.



Documento nº2:

**PRESUPUESTO**



# PRESUPUESTO

## CAPÍTULO 1. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

Código	Medición	Ud.	Descripción	P.unitario	P.total
C1.1			Reuniones para la planificación de los plazos de entrega		82,48
C1.1.1	2	h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales	15,4	30,8
C1.1.2	4	h	Ingeniero Industrial	24,64	49,28
C1.1.3	0,03		Costes Directos Complementarios	80,08	2,4024
<hr/>					
C1.2			Búsqueda de información		396,55
C1.2.2	25	h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales	15,4	385
C1.2.2	0,03		Costes Directos Complementarios	385	11,55
<hr/>					
C1.3			Recursos empleados		312,71
C1.3.1	1	Ud.	Licencia Microsoft Office	303,6	303,6
C1.3.2	0,03		Costes Directos Complementarios	303,6	9,108
<hr/>					
<b>TOTAL CAPÍTULO 1.</b>					<b>791,04</b>

**CAPÍTULO 2. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE DISEÑO**

<b>Código</b>	<b>Medición</b>	<b>Ud.</b>	<b>Descripción</b>	<b>P.unitario</b>	<b>P.total</b>
C2.1			Búsqueda de información		793,1
C2.1.1	50	h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales	15,4	770
C2.1.2	0,03		Costes Directos Complementarios	770	23,1
<hr/>					
C2.2			Cálculo de la producción de energía y estimación pérdidas energéticas		555,17
C2.2.1	35	h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales	15,4	539
C2.2.2	0,03		Costes Directos Complementarios	539	16,17
<hr/>					
C2.3			Recursos empleados		66,95
C2.3.1	1	Ud.	Licencia Microsoft Office profesional anual	65	65
C2.3.2	0,03		Costes Directos Complementarios	65	1,95
<hr/>					
C2.4			Redacción del informe técnico		713,79
C2.4.1	45	h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales	15,4	693
C2.4.2	0,03		Costes Directos Complementarios	693	20,79
<hr/>					

C2.5			Reunión de seguimiento		329,93
C2.5.1	8	h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales	15,4	123,2
C2.5.2	8	h	Ingeniero Industrial	24,64	197,12
C2.5.3	0,03		Costes Directos Complementarios	320,32	9,61
<b>TOTAL CAPÍTULO 2</b>					<b>2458,94</b>

### CAPÍTULO 3. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Código	Medición	Ud.	Descripción	P.unitario	P.total
C3.1			Búsqueda de información		396,55
C3.1.1	25	h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales	15,4	385
C3.1.2	0,03		Costes Directos Complementarios	385	11,55
C3.2			Redacción del informe técnico		396,55
C3.2.1	25	h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales	15,4	385
C3.2.2	0,03		Costes Directos Complementarios	385	11,55
C3.3			Reunión de seguimiento		164,965
C3.3.1	4	h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales	15,4	61,6

C3.3.2	4	h	Ingeniero Industrial	24,64	98,56
C2.5.3	0,03		Costes Directos Complementarios	160,16	4,805
<hr/>					
TOTAL CAPÍTULO 3					958,065
<hr/>					

#### CAPÍTULO 4. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

Código	Medición	Ud.	Descripción	P.unitario	P.total
C4.1			Búsqueda de información		396,55
C4.1.1	25	h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales	15,4	385
C4.1.2	0,03		Costes Directos Complementarios	385	11,55
<hr/>					
C4.2			Cálculos efectuados		475,86
C4.2.1	30	h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales	15,4	462
C4.2.2	0,03		Costes Directos Complementarios	462	13,86
<hr/>					
C4.3			Redacción del informe técnico		396,55
C4.3.1	25	h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales	15,4	385
C4.3.2	0,03		Costes Directos Complementarios	385	11,55
<hr/>					

C4.4			Reunión de seguimiento		164,965
C4.4.1	4	h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales	15,4	61,6
C4.4.2	4	h	Ingeniero Industrial	24,64	98,56
C4.4.3	0,03		Costes Directos Complementarios	160,16	4,805
<b>TOTAL CAPÍTULO 4</b>					<b>1433,925</b>

#### CAPÍTULO 5. PRESUPUESTO

Código	Medición	Ud.	Descripción	P.unitario	P.total
C5.1			Realización del presupuesto		237,93
C5.1.1	15	h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales	15,4	231
C5.1.2	0,03		Costes Directos Complementarios	231	6,93
C5.2			Recursos empleados		122,57
C5.2.1	1	Ud.	Licencia Arquímedes anual	119	119
C5.2.2	0,03		Costes Directos Complementarios	119	3,57
C5.3			Reunión de seguimiento		329,93
C5.3.1	8	h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales	15,4	123,2

C5.3.2	8	h	Ingeniero Industrial	24,64	197,12
C5.3.3	0,03		Costes Directos Complementarios	320,32	9,61
<hr/>					
TOTAL CAPÍTULO 5					<b>690,43</b>
<hr/>					

#### CAPÍTULO 6. PLANO

Código	Medición	Ud.	Descripción	P.unitario	P.total
C6.1			Realización del presupuesto		95,17
C6.1.1	6	h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales	15,4	92,4
C6.1.2	0,03		Costes Directos Complementarios	92,4	2,77
<hr/>					
C6.2			Recursos empleados		268,83
C6.2.1	1	Ud.	Licencia AUTOCAD mensual	261	261
C6.2.2	0,03		Costes Directos Complementarios	261	7,83
<hr/>					
C6.3			Reunión de seguimiento		123,724
C6.3.1	3	h	Graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales	15,4	46,2
C6.3.2	3	h	Ingeniero Industrial	24,64	73,92
C5.3.3	0,03		Costes Directos Complementarios	120,12	3,604
<hr/>					
TOTAL CAPÍTULO 6					<b>487,724</b>
<hr/>					

## **RESUMEN PRESUPUESTO**

<b>TOTAL CAPÍTULO 1. PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO</b>	<b>791,04 €</b>
<b>TOTAL CAPÍTULO 2. ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE DISEÑO</b>	<b>2458,94 €</b>
<b>TOTAL CAPÍTULO 3. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL</b>	<b>958,065 €</b>
<b>TOTAL CAPÍTULO 4. ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA</b>	<b>1433,925 €</b>
<b>TOTAL CAPÍTULO 5. PRESUPUESTO</b>	<b>690,43 €</b>
<b>TOTAL CAPÍTULO 6. PLANO</b>	<b>487,724 €</b>
<hr/>	
<b>TOTAL PRESUPUESTO</b>	<b>6820,124 €</b>



Documento nº3:

**PLANOS**



