



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA  
SUPERIOR INGENIERÍA  
INDUSTRIAL VALENCIA

## TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO APROVECHABLE DE LA COMUNIDAD AUTÓNOMA DE ARAGÓN PARA EL  
EMPLAZAMIENTO Y DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO

AUTOR: CELIA MINGUET REQUENI

TUTOR: ISABEL MARTÓN LLUCH

COTUTOR: JOSE FELIPE VILLANUEVA LÓPEZ

Curso Académico: 2019-20

## AGRADECIMIENTOS

“A mi tutora Isabel, por toda la confianza depositada en mi saber hacer y dedicar su tiempo en ayudarme.

A mis compañeros de biblioteca, por hacer los días de estudio más amenos y ser un apoyo constante durante todos los años de carrera. En especial, a Marta y Ana, por creer más en mí que yo misma y por todo lo que he aprendido de ellas estos años.

A mi familia, a Anita, Ana, Sara, Claudia, y el resto de mis amigos por estar incondicionalmente.

Por último y, sobre todo, a mis padres, por ser mi mayor apoyo y mi ejemplo para seguir. Por confiar siempre en mí y aguantarme en mis peores momentos.”

## RESUMEN

En este trabajo Final de Grado se lleva a cabo un estudio y diseño de un parque eólico en la Comunidad Autónoma de Aragón. Para ello y, en primer lugar, se realiza un análisis del recurso existente en dicha comunidad para la búsqueda de las zonas con mejor recurso eólico aprovechable. Posteriormente, se establecen una serie de criterios de carácter legislativo, medioambientales y logísticos con el objetivo de seleccionar una zona adecuada para el emplazamiento del parque eólico.

Una vez seleccionada la zona, la segunda parte de este proyecto consiste en el diseño del parque eólico. En función de la extensión disponible, la velocidad y dirección del viento y la altitud de la zona escogida, se seleccionan varias alternativas de turbinas eólicas. Con la información obtenida en la primera parte del proyecto sobre el viento en la zona y los datos facilitados por los proveedores de los distintos aerogeneradores, se elige la alternativa más adecuada mediante la estimación de la cantidad de energía que se genera con cada una. Finalmente, este proyecto concluye con el estudio de viabilidad económica de la solución adoptada.

**Palabras Clave:** parque eólico terrestre, estudio de viabilidad, cálculo de energía, aerogeneradores, factor de carga, análisis financiero.

## RESUM

En aquest Treball de Final de Grau es porta a terme un estudi i disseny d'un parc eòlic en la comunitat autònoma d'Aragó. Per a això i, en primer lloc, es realitza un anàlisi del recurs existent en aquesta comunitat per a la cerca de les zones amb millor recurs eòlic aprofitable. Posteriorment, s'estableixen una sèrie de criteris de caràcter legislatiu, mediambientals i logístics amb l'objectiu de seleccionar d'una zona adequada per a l'emplaçament del parc eòlic.

Una vegada seleccionada la zona, la segona part d'aquest projecte consisteix en el disseny del parc eòlic. En funció de l'extensió disponible, la velocitat i direcció del vent i l'altitud de la zona triada, se seleccionen diverses alternatives de turbines eòliques. Amb la informació obtinguda en la primera part del projecte sobre el vent en la zona i les dades facilitades pels proveïdors de les diferents turbines eòliques, es tria l'alternativa més adequada mitjançant l'estimació de la quantitat d'energia. Finalment, aquest projecte conclou amb un estudi de viabilitat econòmica de la solució adoptada.

**Paraules clau:** parc eòlic terrestre, estudi de viabilitat, càlcul d'energia, aerogeneradors, factor de càrrega, anàlisi financer.

## **ABSTRACT**

In this Final Bachelor's Degree project, a study and design of a wind farm in the autonomous community of Aragón is carried out. For that purpose, and first of all, an analysis of the existing wind resource in said community is done with the aim of determining the areas with the best usable wind resource. Subsequently, a series of legislative, environmental and logistical criteria are established for the selection of an appropriate area for the location of the wind farm.

Once the area is selected, the second part of this project consists of the design of the wind farm. Depending on the available extension, the speed and direction of the wind and the altitude of the chosen area, several wind turbine alternatives are selected. With the information obtained in the first part of the project about the wind in the area and the data given by the suppliers of the different wind turbines, the most suitable alternative is chosen by estimating the amount of energy. Finally, this project concludes with an economic feasibility study of the adopted solution.

**Keywords:** onshore wind farm, feasibility study, energy calculation, load factor, wind turbines, financial analysis.



## **DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG**

1. Memoria
2. Presupuesto

## **ÍNDICE DE CONTENIDOS**

Capítulo 1. Objeto .....	1
Capítulo 2. Alcance.....	3
Capítulo 3. Introducción.....	5
Capítulo 4 . Normativa Aplicable.....	7
4.1. Normativa nacional .....	7
4.2. Normativa autonómica. ....	8
Capítulo 5. Antecedentes .....	9
5.1. Energía eólica en España.....	9
5.2. Energía eólica en Aragón.....	12
Capítulo 6. Análisis del recurso eólico aprovechable.....	23
6.1. Metodología empleada para el análisis del emplazamiento. ....	23
Capítulo 7. Procedimiento de cálculo energético para la selección de la tipología de aerogenerador. ....	39
7.1. Estudio del recurso del viento.....	39
7.2. Selección de las alternativas. ....	42
7.3. Corrección velocidad del viento en función de la altura del aerogenerador.....	44
7.4. Cálculo de potencia de los aerogeneradores.....	46
7.5. Cálculo de la productividad energética de los aerogeneradores.....	53
7.6. Cálculo de la productividad anual del parque eólico. ....	61
7.7. Determinación del número de aerogeneradores a emplear. ....	63
Capítulo 8. Análisis de viabilidad económica del parque.....	67
8.1. Costes. ....	68
8.2. Beneficios .....	70
8.3. Análisis financiero .....	72
Capítulos 10. Conclusiones del proyecto .....	76

Capítulo 11. Referencias. .... 77



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Análisis DAFO del sector eólico español. Fuente: Elaboración propia. ....	11
Tabla 2. Listado de parques eólicos en Aragón, fuente: AEE.....	13
Tabla 3. Coordenadas punto 1. Elaboración propia, datos extraídos del IDE Aragón. ....	36
Tabla 4. Coordenadas punto 2. Elaboración propia, datos extraídos del IDE Aragón. ....	38
Tabla 5. Parámetros de frecuencia, factor de forma y factor de escala por punto y sector de la rosa de vientos. Datos extraídos del Global Wind Atlas. Elaboración propia.....	42
Tabla 6. Principales características técnicas de las alternativas de aerogeneradores.....	44
Tabla 7. Velocidad en el buje y factor corrector de escala para cada alternativa de aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.....	45
Tabla 8. Características del punto tomado como referencia para los datos meteorológicos. ....	47
Tabla 9. Cota y factor corrector de potencia por modelo de aerogenerador y punto de estudio. Fuente: Elaboración propia.....	48
Tabla 10. Curvas de potencia corregidas en el punto 1. Fuente: Elaboración propia. ....	49
Tabla 11. Curvas de potencia corregidas en el punto 2. Fuente: Elaboración propia. ....	51
Tabla 12. Frecuencias por sector de la rosa de vientos. Fuente: TheWindPower. Elaboración propia. ....	53
Tabla 13. Curva de Weibull multiplicada por el nº de horas totales anuales y producción (kW) en el primer sector de la rosa de vientos por cada aerogenerador y en el punto 1. Fuente: Elaboración propia. ....	55
Tabla 14. Curva de Weibull multiplicada por el nº de horas totales anuales y producción (kW) en el primer sector de la rosa de vientos por cada aerogenerador y en el punto 2. Fuente: Elaboración propia. ....	58
Tabla 15. Energía bruta por sectores y en total por cada aerogenerador (KWh). Fuente: Elaboración propia.....	62
Tabla 16. Energía Bruta y Energía Neta por aerogenerador. Fuente: Elaboración propia. ....	63
Tabla 17. Nº de aerogeneradores a emplear en el emplazamiento según el modelo de aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.....	65
Tabla 18. Energía neta total del parque eólico según el modelo de aerogenerador empleado, nº de horas equivalente y factor de carga. Fuente: Elaboración propia. ....	66
Tabla 19. Costes de inversión parque eólico. Fuente: elaboración propia.....	69
Tabla 20. Datos empleados para el Análisis Financiero mediante RetScreen. Fuente: Elaboración propia. ....	73
Tabla 21. Resultados Análisis Financiero obtenidos mediante RetScreen. Fuente: Elaboración propia, datos calculados mediante RetScreen.....	74

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Evolución de la potencia instalada en el mundo (en Mw) en 2018. Fuente: Global Wind Energy Council.....	9
Figura 2. Ranking de países por potencia instalada acumulada en MW. Fuente: Global Wind Energy Council.....	10
Figura 3. Evolución anual y acumulada de la potencia instalada en España en MW. Fuente: Global Wind Energy Council.....	10
Figura 4. Mapa parques eólicos en Aragón. (fuente AEE).....	12
Figura 5. Leyenda. Velocidad media del viento a 100 m/s en el Atlas Eólico. (Global Wind Energy) .....	25
Figura 6. Atlas eólico. Velocidad media del viento a 100 m de altura de la Comunidad de Aragón. Fuente: Global Wind Energy.....	26
Figura 7. Mapa de Lugares de Interés Comunitario en Aragón (LICs).....	28
Figura 8. Mapa de Zonas de Especial Protección para las aves (ZEPA) en Aragón. ....	29
Figura 9. Mapa español de zonas de Important Bird Areas proporcionado por BirdLife Internacional. ....	30
Figura 10. Mapa con zonas sometidas a protección por razones medioambientales. ....	31
Figura 11. Mapa eólico Aragón. Fuente: Asociación Empresarial Eólica. ....	32
Figura 12. Mapa parques eólicos en funcionamiento o trámite de la Comunidad Autónoma de Aragón. Fuente: IDE Aragón.....	33
Figura 13. Mapa de Aragón con todas las restricciones ambientales y criterios restrictivos al emplazamiento de nuevos parques. Fuente: IDE Aragón.....	34
Figura 14. Zona identificada como posibilidad para el emplazamiento del parque eólico(1). Fuente: IDE Aragón. ....	35
Figura 15. Zona identificada como posible emplazamiento del parque eólico(2). Fuente: IDE Aragón.....	35
Figura 16. Selección del primer punto a estudiar. Fuente: IDE Aragón. ....	36
Figura 17. . Primer punto a estudiar. Fuente: IDE Aragón. ....	36
Figura 18. Primer punto estudiado situado en el global Wind Atlas para el estudio del recurso eólico. Coordenadas: longitud -1.6769, altitud: 41.51189 .....	37
Figura 19. Medición del espacio disponible en línea recta en la colina. Fuente: IDE Aragón.....	38
Figura 20. Punto 2 ubicado en el Global Wind Atlas. Comprobación cumplimiento requisito energético. ....	38
Figura 21. Rosa de los vientos en los puntos 1 (izquierda) y 2 (derecha). ....	40

Figura 22. Curva de potencia de los aerogeneradores. Elaboración propia. ....	46
Figura 23. Ubicación del punto de referencia de Temperatura, correspondiente a la provincia de Teruel. Fuente: RetScreen.....	48
Figura 24. Curvas de potencia corregidas para cada aerogenerador (kW) en el punto 1. Fuente: Elaboración propia. ....	52
Figura 25. Curvas de potencia corregidas (kW) en el punto 2. Fuente: Elaboración propia. ....	52
Figura 26. Esquema de pérdidas energéticas en los aerogeneradores. Elaboración propia .....	61
Figura 27. Criterio de dimensionamiento parque eólico. Distancia mínima entre aerogeneradores.....	64
Figura 28. Rangos de costes de inversión de un parque eólico. Fuente: Plan de Energías Renovables 2011-2020.....	68
Figura 29. Clasificación de instalaciones según el Real Decreto 413/2014. Fuente: BOE. ....	70
Figura 30. Vida útil regulatoria en función de la categoría de la instalación. Fuente : BOE. Orden IET/1045/2014, Artículo 5.....	71
Figura 31. Parámetros retributivos por categorías. Fuente: BOE, Orden IET/1045/2014.....	71
Figura 32. Evolución del precio de los bonos de carbono en los últimos meses. Fuente: Elaboración propia. Datos: SENDECO2 .....	72
Figura 37. Gráfico flujo de caja. Fuente: RetScreen.....	75

# MEMORIA



## **CAPÍTULO 1. OBJETO**

El presente proyecto tiene tres objetivos principales. El primero se corresponde con la realización de un estudio de viabilidad completo de la Comunidad Autónoma de Aragón, tanto en términos energéticos, como medioambientales y legislativos. El segundo se basa en, una vez realizado el estudio de viabilidad y haciendo uso de la información obtenida del mismo, seleccionar un emplazamiento que cumpla todos los requisitos establecidos, y comparar varias alternativas de aerogenerador para seleccionar la opción óptima para el diseño de un parque eólico en la zona seleccionada. Finalmente, como último objetivo, el análisis financiero del parque eólico para determinar su viabilidad económica.

Para la consecución de tales objetivos principales, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Estudio del recurso eólico de la Comunidad Autónoma de Aragón.
- Estudio de la normativa aplicable a nivel estatal y autonómico.
- Estudio de localización del parque eólico teniendo en cuenta requisitos energéticos, medioambientales, legislativos, de posicionamiento, etc.
- Selección de alternativas de aerogeneradores.
- Cálculo de la capacidad de producción de energía en el emplazamiento seleccionado con cada alternativa de aerogenerador.
- Selección de la opción de diseño con el modelo de aerogenerador de mayor factor de carga.
- Análisis de costes, tanto de inversión como de explotación, y de beneficios generados en el parque mediante la producción de electricidad y la venta de bonos de CO2.
- Análisis financiero para la determinación de la viabilidad económica.



## **CAPÍTULO 2. ALCANCE**

El alcance del proyecto se basa en la realización de un estudio de viabilidad de instalación de un parque eólico terrestre en la Comunidad Autónoma de Aragón. Tal estudio incluye un análisis del recurso eólico aprovechable de la zona, estableciendo las zonas que, desde un punto de vista energético, resultan interesantes para el emplazamiento de aerogeneradores. Adicionalmente, se realiza un estudio de las zonas compatibles para la realización del proyecto, tanto a nivel medioambiental como la comprobación de otros requisitos como la no existencia de otros parques y otros requisitos técnicos y legislativos.

Con la información del estudio, se realiza el diseño del parque eólico escogiendo el modelo y nº de aerogeneradores que mejor aprovechan el recurso disponible en la zona escogida, y se comprueba que el proyecto es viable económicamente.





## **CAPÍTULO 3. INTRODUCCIÓN**

La energía eólica es aquella que aprovecha la energía cinética que contiene el viento, un recurso renovable que tiene su origen en la energía que llega del sol. El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía estima que el 2 % de la energía que llega del sol se transforma en energía cinética de los vientos atmosféricos. El 35 % de esta energía se disipa en la capa atmosférica a tan solo un kilómetro por encima del suelo. Del resto, se estima que, por su aleatoriedad y dispersión solo podría ser utilizada una treceava parte, cantidad suficiente para abastecer 10 veces el consumo actual de energía primaria mundial. De ahí su enorme potencial e interés.

El empleo del viento es una de las formas de energía más antiguas usadas en la humanidad. Si bien el modo de explotar dicha fuente es muy distinto al empleado en la actualidad, ya desde el año 3000 a.C se empleaba el viento como fuente de energía en barcos veleros en el antiguo Egipto. Con el paso del tiempo, fue cayendo en desuso con la difusión de la electricidad y con la amplia disponibilidad y el bajo coste de los motores de combustibles fósiles.

No obstante, la preocupación reciente por el cambio climático, y la necesidad de incrementar la cuota de energía limpia, junto con el deseo de reducir la dependencia de recursos agotables de energía como el petróleo, han propiciado un resurgimiento del interés en la producción de energía renovables y, por consiguiente, de la eólica. De hecho, debido a las exigencias menores en inversiones respecto a otras energías renovables, y como emplea un recurso natural disponible habitualmente en todas partes, es el tipo de energía renovable más desarrollado en nuestros días.

Actualmente y desde el s.XX, la energía eólica se emplea principalmente para la producción de electricidad mediante aerogeneradores agrupados en parques eólicos para lograr un mejor aprovechamiento, y en ellos se vierte dicha energía eléctrica generada directamente en la red eléctrica.

Los aerogeneradores son los generadores eléctricos más eficientes en el estado del arte para llevar a cabo esta transformación energética. Primero, transforman la energía cinética de las masas de aire en mecánica a través de las hélices, y posteriormente, en energía eléctrica mediante un alternador colocado en su interior.

Durante la última década del s.XX se han probado multitud de modelos de aerogeneradores: con rotor de eje vertical y horizontal, con número variable de palas, con rotor situado a sotavento y barlovento, etc. Entre todos los tipos probados, la turbina de eje horizontal con rotor de tres palas a barlovento ha demostrado ser la tipología en general más adecuada. En consecuencia, ha sido el modelo con mayor desarrollo y repotenciamiento.

En relación con el campo de aplicación del presente proyecto, la energía renovable, y en concreto, la eólica, cabe destacar su vinculación con varios de los 17 objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas en la denominada Agenda 2030. A través de estos objetivos, 193 países se comprometen el 25 de septiembre de 2015 a efectuar acciones para su cumplimiento en 2030. El fomento de la energía eólica contribuye especialmente al Objetivo de Desarrollo 7 de “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna

para todos”, pues todas las medidas que permiten avanzar en este campo implican mejoras en eficiencia energética, sostenibilidad, mejoras en infraestructuras y tecnología, y acceso universal a la energía, metas específicas de este objetivo. Adicionalmente, cabe destacar que este Objetivo de Desarrollo Sostenible está muy relacionado también con el número 13 de “Acción por el clima”. Estos hechos evidencian la importancia que esta tipología de energía tiene en el presente y el futuro cercano.

En aras de cumplir con dichos objetivos, reducir la dependencia energética de combustibles fósiles, así como de reducir significativamente la contribución al cambio climático, el Gobierno de España ha tomado una serie de medidas y políticas en materia de energía y clima. Cabe destacar El Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC) 2011-2030, el cual define los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, de penetración de energías renovables y eficiencia energética. El PNIEC determina las líneas de actuación para conseguir una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del 40% respecto a 1990, un porcentaje de energías renovables del 32% del total de energía final bruta, un 25,5% de mejora de eficiencia energética y un 15% de interconexión eléctrica de los Estados Miembros. En el ámbito de las energías renovables, el Gobierno de España elaboró también para el periodo 2011-2020 el Plan de Energías Renovables, el cual incluye el diseño de nuevos escenarios energéticos y la incorporación de objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE del parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, la cual establece objetivos mínimos vinculantes para el conjunto de la Unión Europea y para cada uno de los Estados Miembros. Esta Directiva establece en un 20% la cuota mínima a conseguir de energía mínima procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea, y el mismo objetivo para el caso de España. Adicionalmente, en esta Directiva se requiere por parte de cada Estado miembro la realización de un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) para el periodo 2011-2020.

En aras de cumplir con dicha Directiva, así como por las importantes mejoras que conllevaría, la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio elaboró, a través del IDEA el PER 2011-2020. En este plan se incluyen, además de los elementos esenciales del PANER, análisis adicionales, un análisis sectorial con perspectivas de evolución tecnológica y de costes.

En resumen, en el PER se establecen los objetivos, así como las directrices y acciones a llevar a cabo para conseguirlos, relativos a las energías renovables. Las fuentes de energía renovables a las que se hace referencia en el plan son: biocarburantes y biolíquidos, biogás, biomasa, energías del mar, eólica, geotermia y otras energías del ambiente, hidroeléctrica, residuos y solar (fotovoltaica, térmica y termoeléctrica).

## **CAPÍTULO 4. NORMATIVA APLICABLE**

### **4.1. Normativa nacional**

#### **2018**

- Orden TEC/1380/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnologías eólica y fotovoltaica situadas en los territorios no peninsulares cofinanciadas con Fondos Comunitarios FEDER.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

#### **2017**

- Resolución 30 junio 2017, de Secretaría Estado Energía, que convoca subasta para asignación régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción eléctrica a partir de fuentes renovables, al amparo de lo dispuesto en RD 650/2017.
- Orden ETU/615/2017, 27 junio, que determina procedimiento de asignación del régimen retributivo específico, los parámetros retributivos correspondientes, y demás aspectos que serán de aplicación para el cupo de 3.000 MW de potencia instalada.
- RD 650/2017, 16 junio, que establece cupo 3.000 MW potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción eléctrica a partir de fuentes renovables en el sistema eléctrico peninsular, al que se podrá otorgar el régimen retributivo específico.
- Resolución de 10 de abril de 2017 por la que se establecen el procedimiento y las reglas de la subasta para la asignación del régimen retributivo específico.
- Resolución de 10 de abril de 2017 por la que se convoca subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.
- Orden 315/2017 por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, convocada al amparo del RD 35.
- RD 359/2017, de 31 de marzo, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en el sistema eléctrico.
- Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

#### 4.2. Normativa autonómica.

- Decreto Ley 2/2016, de 30 de agosto, de medidas urgentes para la ejecución de las sentencias dictadas en relación con los concursos convocados en el marco del Decreto 124/2010, de 22 de junio, y el impulso de la producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica en Aragón.
- Orden de 14 de mayo 2014, del Consejero de Industria e Innovación, por la que se acuerda la publicación del Plan Energético de Aragón 2013-2020 y del Acuerdo de 15 de abril de 2014, del Gobierno de Aragón, por el que se aprueba el citado Plan.
- Decreto 124/2010, por el que se regulan los procedimientos de priorización y autorización de instalaciones de producción de electricidad a partir de la energía eólica en la Comunidad Autónoma de Aragón.
- Orden de 27 de julio de 2005, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo, por el que se dispone la publicación del Acuerdo de Consejo de Gobierno de 26 de julio de 2005, por el que se aprueba el Plan Energético de Aragón 2005-2012.
- Decreto 348/2002, de 19 de noviembre, del Gobierno de Aragón, por el que se suspende la aprobación de nuevos Planes Eólicos Estratégicos.

## CAPÍTULO 5. ANTECEDENTES

### 5.1. Energía eólica en España.

La energía eólica instalada en el mundo creció un 9,6% en 2018, hasta situarse en 591.000 MW, según datos del Global Wind Energy Council (GWEC). (Asociación Empresarial Eólica)



**Figura 1. Evolución de la potencia instalada en el mundo (en MW) en 2018. Fuente: Global Wind Energy Council.**

España cuenta en 2018 con una potencia acumulada de 23.484 MW de energía eólica, siendo de este modo la segunda fuente de generación eléctrica en España en 2018. Estos datos colocan a España como el quinto país del mundo por potencia eólica instalada, tras China, Estados Unidos, Alemania e India. (AEE, Asociación Empresarial Eólica)

RÁNKING DE PAÍSES POR POTENCIA INSTALADA ACUMULADA (EN MW)

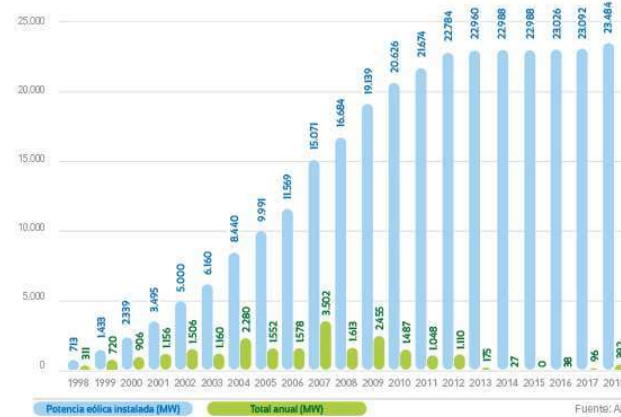
	2018
China	211.392
Estados Unidos	96.665
Alemania	59.311
India	35.039
España	23.484
Reino Unido	20.970
Francia	15.309
Canadá	12.805
Brasil	14.702
Italia	9.958
Resto del mundo	90.788

Fuente: GWEC

Figura 2. Ranking de países por potencia instalada acumulada en MW. Fuente: Global Wind Energy Council.

Actualmente, hay instalados en España 1.123 parques eólicos en 807 municipios, lo que permite cubrir el 19% de la energía consumida. (Anuario Eólico, Asociación Empresarial Eólica, AEE)

EVOLUCIÓN ANUAL Y ACUMULADA DE LA POTENCIA INSTALADA EN ESPAÑA (EN MW)



Fuente: AEE

Figura 3. Evolución anual y acumulada de la potencia instalada en España en MW. Fuente: Global Wind Energy Council.

Análisis DAFO del sector eólico español.

Este tipo de análisis es una herramienta muy empleada en la actualidad que permite señalar las debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades propias del sector estudiado. Es un método de análisis cualitativo que permite establecer las particularidades propias de este sector en España, y se presenta a modo de tabla:

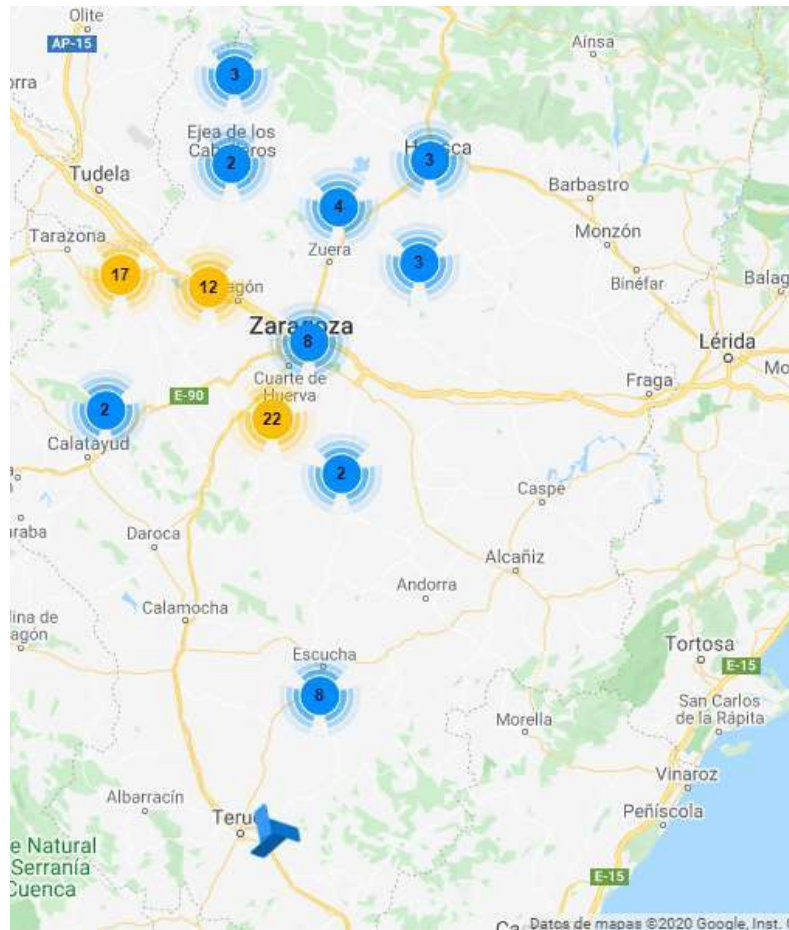
**Tabla 1. Análisis DAFO del sector eólico español. Fuente: Elaboración propia.**

Debilidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incertidumbre existente en la producción debido a la intermitencia y falta de predictibilidad del recurso del viento.</li> <li>• Energía producida no almacenable.</li> <li>• Rentabilidad económica desfavorable respecto a la producción eléctrica convencional</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Posible agotamiento de espacios para la instalación de parques eólicos.</li> <li>• Disminución de las horas equivalentes, lo que supone un menor aprovechamiento de la energía eólica.</li> <li>• Incremento en la demanda de aerogeneradores en un periodo corto de tiempo que puede causar cuellos de botella.</li> </ul>
Fortalezas	Oportunidades
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor seguridad del suministro eléctrico.</li> <li>• Disminución de la dependencia de combustibles fósiles.</li> <li>• Desarrollo continuo de la tecnología española y su aplicación en el sector energético.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sector en expansión, con elevadas perspectivas de futuro derivadas de la concienciación por el medio ambiente.</li> <li>• Amplia posibilidad y disposición para explotar este tipo de energía en el mar. (Energía eólica offshore)</li> </ul>



## 5.2. Energía eólica en Aragón.

La comunidad autónoma de Aragón dispone en 2018, repartida en 93 parques, de una potencia eólica instalada acumulada de 2002 MW (un 8,52% sobre el total nacional) lo que le permite posicionarse como la 5ª comunidad autónoma con mayor potencia eólica instalada ese año (Anuario eólico AEE,2019).



**Figura 4. Mapa parques eólicos en Aragón. (fuente AEE)**

A continuación, se listan en la Tabla 2 los parques eólicos instalados en la Comunidad de Aragón. Además, se indica la provincia y localidad donde están ubicados, la potencia instalada en ellos, la marca de aerogeneradores que en ellos se emplea, el modelo y tipo de tecnología.

Tabla 2. Listado de parques eólicos en Aragón, fuente: AEE..

Parque eólico	Municipio	Provincia	Potencia instalada MW	Marca	Modelo	Tecnología
Acampo Arias	Zaragoza	Zaragoza	12	VESTAS	V90	DFIG
Acampo Armijo	Zaragoza	Zaragoza	18	VESTAS	NM 48	JA
Acampo Hospital (EXPO)	Zaragoza	Zaragoza	5,4	VESTAS	V90	
Almaren	Sestrica	Zaragoza	11,9	GAMESA	G-58	DFIG
Aragón	La Muela	Zaragoza	5,28	MADE	AE 30	JA
Arza I+D	Ejea de los Caballeros	Zaragoza	0,225	VESTAS	V 29	JA
Atalaya I	Pedrola y Luceni	Zaragoza	25,5	GAMESA	G-52	DFIG
Atalaya II	Pedrola y Luceni	Zaragoza	24	MADE	AE 56	SÍNCRONO
Belchite	Belchite	Zaragoza	49,5	VESTAS	NM 48	DFIG

Parque eólico	Municipio	Provincia	Potencia instalada MW	Marca	Modelo	Tecnología
Boquerón I	Borja	Zaragoza	21,78	GAMESA	G-47	DFIG 1ºG
Boquerón II	Borja	Zaragoza	14,52	GAMESA	G-47	DFIG 1ºG
Boquerón III	Borja	Zaragoza	13,2	GAMESA	G-47	DFIG 1ºG
Borja I	Borja	Zaragoza	16,2	VESTAS	V42	JA
Borja II (Arbolitas)	Borja	Zaragoza	21,51	GAMESA/VESTAS	G-47/ NM 48	
Bosque Alto	María de Huerva	Zaragoza	21,75	VESTAS	NM 48	JA
Cabezo de San Roque	Muel	Zaragoza	23,25	VESTAS	NM 48	JA
Cabezo Negro I+D	Jaulín	Zaragoza	4,5	GAMESA	G10X	FC
Cantales	Rueda de Jalón	Zaragoza	24	VESTAS	V90	DFIG
Cerro de Atalaya I+D	Cadrete	Zaragoza	1,65	Alstom.Ecotècnia	ECO80	DFIG

Parque eólico	Municipio	Provincia	Potencia instalada MW	Marca	Modelo	Tecnología
Ciesma de Grisel	Grisel	Zaragoza	13,5	VESTAS	NM 48	JA
Dehesa del Coscojar	Plasencia de Jalón	Zaragoza	15	NORDEX	N43	JA
El Águila	Pedrola	Zaragoza	19,5	NORDEX	N62	DFIG
El Bayo	Pedrola y Luceni	Zaragoza	49,5	GAMESA/MADE	G-52/ AE 56	DFIG SÍNCRONO Y
El Espartal	Zaragoza	Zaragoza	6	GAMESA	G-87	DFIG
El Pilar	La Muela	Zaragoza	15	GAMESA	G-44	JA
El Puerto	Cuevas de Almdén	Teruel	6	GAMESA	G-87	DFIG
Entredicho	Fuendetodos y Azuara	Zaragoza	36	GAMESA	G-80	DFIG
Escucha	Escucha	Teruel	19,4	MADE	AE-46	JA
Fuendetodos I	Fuendetodos	Zaragoza	46	GAMESA	G-80	DFIG

Parque eólico	Municipio	Provincia	Potencia instalada MW	Marca	Modelo	Tecnología
Fuendetodos II	Fuendetodos	Zaragoza	47,6	GAMESA	G-58	DFIG
Grisel II	Grisel	Zaragoza	3	VESTAS	NM 48	JA
I+D Jaulín	Jaulín	Zaragoza	4,5	GAMESA	G-128	DFIG
I+D Walga	Huesca	Huesca	0,635	-	-	-
La Carracha	La Muela	Zaragoza	49,5	VESTAS	NM 48	JA
La Loma	Aliaga	Teruel	36	SINOVEL	SL3000/113	-
La Muela II	La Muela	Zaragoza	13,2	MADE	AE 30	JA
La Muela III	La Muela	Zaragoza	16,5	MADE	AE 46	JA
La Muela Norte	La Muela	Zaragoza	29,75	GAMESA	G-58	DFIG
La Plana I	La Muela	Zaragoza	4,15	VESTAS/GAMESA	V66 y G-52	JA

Parque eólico	Municipio	Provincia	Potencia instalada MW	Marca	Modelo	Tecnología
La Plana I+D	La Muela	Zaragoza	2	GAMESA	G-80	DFIG
La Plana I+D Ampliación	La Muela	Zaragoza	2	GAMESA	G-80	DFIG
La Plana II	La Muela	Zaragoza	16,5	GAMESA	G-47	DFIG 1ºG
La Plana III	La Muela	Zaragoza	21	GAMESA	G-42	JA
La Serreta	Rueda de Jalón	Zaragoza	49,5	GAMESA	G-47	DFIG 1ºG
La Sotonera	Gurrea de Gallego y Alcalá de Gurrea	Huesca	18,9	VESTAS	NM 72 Y NM 82	JA
La Torrecilla (Fase I)	Utrillas	Teruel	16,15	GAMESA	G-58	DFIG
La Torrecilla (Fase II)	Utrillas	Teruel	22,1	GAMESA	G-58	DFIG
Las Gorgas	Gurrea de Gallego y Alcalá de Gurrea	Zaragoza	2,7	VESTAS	NM 52	JA
Los Labrados	Cadrete y María de Huerva	Zaragoza	24	VESTAS	NM 48	JA

Parque eólico	Municipio	Provincia	Potencia MW	instalada	Marca	Modelo	Tecnología
Los Visos	Rueda de Jalón	Zaragoza	37,5		GE	GEWE 83	DFIG
Magallón 26	Magallón	Zaragoza	10,8		VESTAS	NM 52	JA
Mallén	Mallén	Zaragoza	30		VESTAS	V90	DFIG
Molino de Arbolitas	Borja	Zaragoza	1,5		VESTAS	NM 72	JA
Molino de Carraguelles	Borja	Zaragoza	0,75		VESTAS	NM 48	JA
Montero	Pedrola	Zaragoza	25,5		G-58	G-58	DFIG
Muel	Muel	Zaragoza	16,2		VESTAS	NTK 600/43	JA
Parque eólico I+D El Boyal I	Borja	Zaragoza	4,5		GAMESA	G-128	DFIG
Parque oólico El Boyal II	Borja	Zaragoza	4,5		GAMESA	G-128	DFIG
Plana de Jarreta	La Muela	Zaragoza	49,5		VESTAS	NM 48	JA

Parque eólico	Municipio	Provincia	Potencia instalada MW	Marca	Modelo	Tecnología
Plana de la Balsa	Cadrete y María de Huerva	Zaragoza	24	VESTAS	NM 48	JA
Plana de María	María de Huerva	Zaragoza	24	VESTAS	NM 48	JA
Plana de Zaragoza	La Muela	Zaragoza	24	VESTAS	NM 48	JA
Planas de Pola (Tauste)	Tauste y Pradilla de Ebro	Zaragoza	35,64	CEASA	G-47	DFIG 1º G
Puerto Escandón	Puerto de Escandón	Teruel	25	GAMESA	G-90	DFIG
Puntaza de Remolinos	Remolinos	Zaragoza	11,73	GAMESA	G-42	DFIG
Rabosera	Sierra de Luna	Huesca	31,35	VESTAS	NM 82	JA
Río Gallego	Gurrea de Gállego	Huesca	38,7	VESTAS	NM 52	JA
Robres	Robres	Aragón	24	VESTAS	V90	DFIG
San Cristóbal de Aguilón	Aguilón	Zaragoza	50	GAMESA	G-87	DFIG



Parque eólico	Municipio	Provincia	Potencia MW	instalada	Marca	Modelo	Tecnología
San Juan de Bargas	Bureta, Magallón y Alberite de San Juan	Zaragoza	44,8		MADE	AE 52 y AE 56	SÍNCRONO
San Just	Escucha	Teruel	9,24		MADE	AE 46	JA
Sancho Abarca	Tauste y Pradilla de Ebro	Zaragoza	10,2		VESTAS	V90	DFIG
Santa Quitería	Almudévar y Tardienta	Huesca	36		VESTAS	NM 52	JA
Santo Cristo de Magallón	Magallón	Zaragoza	40		VESTAS	V90	DFIG
Sasoplano (Almudévar)	Almudévar y Tardienta	Huesca	39,2		GAMESA	G-58	DFIG
Sierra Costera II	Mexquita de Jarque y Galve	Teruel	40,8		GAMESA	G-58	DFIG
Sierra de la Virgen	Sestrica y Catalayud	Zaragoza	28,8		MADE	AE 59	SÍNCRONO
Sierra Selva I	Uncastillo	Zaragoza	18,15		GAMESA	G-47	DFIG
Sos del Rey Católico	Sos del Rey Católico	Zaragoza	18,7		GAMESA	G-52	DFIG

Parque eólico	Municipio	Provincia	Potencia MW	instalada	Marca	Modelo	Tecnología
Sos del Rey Católico II	Sos del Rey Católico	Zaragoza	30		ACCIONA POWER	AW 77/1500	DFIG
Tarazona Sur	Tarazona	Zaragoza	9,6		MADE	AE 52	SÍNCRONO
Tardienta I	Tardienta	Huesca	49,5		GAMESA	G-47	DFIG
Tardienta II	Tardienta y Torralba	Huesca	44,2		GAMESA	G-52	DFDIG
Valdeconejos	Escucha y Utrillas	Teruel	32,3		GAMESA	G-58	DFIG
Valdecuadros (I+D)	La Muela	Zaragoza	2,1		VESTAS	NTK 600/43 y NM 750/48	JA
Virgen de la Peña de Alfajarín	Sierra de Luna	Zaragoza	30		VESTAS	V90	DFIG



## **CAPÍTULO 6. ANÁLISIS DEL RECURSO EÓLICO**

### **APROVECHABLE**

En este apartado, se va a estudiar el recurso eólico aprovechable de la Comunidad Autónoma de Aragón. El viento, por el hecho de ser masas de aire que se mueven con una cierta velocidad, produce energía cinética.

No obstante, no toda esta energía es aprovechable para la generación de energía. Existen algunas limitaciones que provocan que, en algunos lugares, el viento de la zona no resulte una fuente de energía que resulte rentable, bien a nivel técnico o económico.

Adicionalmente, se debe entender que, a pesar de que el viento se encuentre como recurso inagotable en todas partes, no es posible emplearlo para la producción de energía en todos ellos. Existen una serie de razones por las cuales el viento disponible en muchas zonas no es aprovechable para la producción de energía.

El objetivo del presente proyecto es estudiar todos los criterios que impiden la explotación del terreno para la producción de energía eólica para determinar qué zonas de la Comunidad Autónoma de Aragón poseen un recurso eólico susceptible de ser empleado para la construcción de un parque eólico.

#### **6.1. Metodología empleada para el análisis del emplazamiento.**

La metodología que emplea este proyecto para la determinación de la viabilidad de un emplazamiento para el diseño y desarrollo de un parque eólico se basa en la imposición de todo un protocolo de criterios de distinto carácter sobre la comunidad de Aragón de manera secuencial.

De este modo, una vez establecidos todos ellos, se estará en disposición de poder elegir, con certeza, una zona donde resulte viable la ubicación del parque eólico.

#### Criterios

Los criterios que se imponen a la hora de escoger una región que sea viable se dividen en tres criterios tipos. El primero que se va a describir, el cual se corresponde con el criterio energético, enmarca la región para un análisis posterior. El segundo criterio, el medioambiental, permite hacer una criba mayor a la selección previa energética. Una vez cruzados ambos criterios, se establece el tercer y último criterio de ubicación, que marca una preferencia selectiva entre las distintas posibilidades atendiendo a los suministros e inventarios de la zona.

##### **6.1.1. Criterio energético**

En primer lugar y en relación con este criterio, cabe destacar que el IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), elabora periódicamente un estudio del recurso eólico en España con el objetivo de evaluar el potencial eólico disponible a nivel de planificación,

incluyendo la explotación de sus resultados mediante un sistema de información de consulta pública.

En el estudio técnico PER 2011-2020 del recurso eólico realizado por el IDEA, se estima que, para filtrar las zonas con potencial suficiente en el horizonte 2020, para emplazamientos en tierra, se deben localizar las zonas que según el estudio presentan una velocidad media anual de 6 m/s a 80 m sobre el nivel del suelo.

La determinación de ese valor como mínimo se debe a que un aerogenerador necesita una velocidad de viento mínima que, aunque varía dependiendo del aerogenerador, oscila entre 3-5 m/s. (ABB Cuaderno de aplicaciones técnicas nº12. Plantas eólicas)

Este criterio energético basado en velocidades medias de viento se introduce debido a que la variable que mayor incide en la generación de energía a partir del viento es su velocidad.

La masa de aire en movimiento a cierta velocidad se corresponde con la energía cinética que puede ser transformada en energía eléctrica. Al incidir el viento sobre las palas de una aeroturbina, se produce un trabajo mecánico de rotación que mueve a su vez un generador para la producción de electricidad. La cantidad de energía que contiene el viento antes de pasar por un rotor en movimiento depende de tres parámetros: la velocidad del viento incidente, la densidad del aire y el área barrida por el rotor. La velocidad a la que el aire pase por las palas resulta determinante, pues la energía cinética del viento aumenta proporcionalmente al cubo de la velocidad a la que se mueve.

(Manual de energías renovables nº3-Energía Eólica. IDEA)

$$P = 1/2 * \rho * V^3$$

Siendo:

P = potencia en vatios (W)

$\rho$  = densidad del aire en kg/m<sup>3</sup>

S = superficie o área barrida por el rotor en m<sup>2</sup>

V = velocidad del viento en m/s

Por tanto, uno de los parámetros medibles más representativos para caracterizar el recurso es la velocidad media del viento.

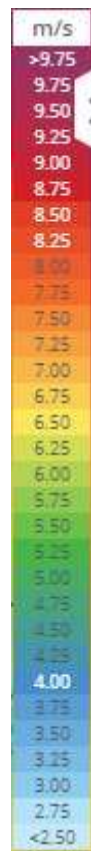
La velocidad media del viento que determina cada región se encuentra registrada en el mapa de vientos proporcionado por el Global Wind Atlas, herramienta que se va a emplear en este proyecto para imponer el criterio energético. Mediante este recurso, también es posible conocer otras características eólicas de cada zona medidas a una altura de 100 metros, como son la densidad de potencia del viento y rosa de los vientos.

Todos estos datos serán de gran utilidad a la hora de determinar la productividad de los aerogeneradores y la viabilidad de la zona escogida para la instalación del parque eólico, pues

todas ellas influyen en la misma. No obstante, para hacer una primera criba de zonas viables, se impondrá el criterio de establecimiento de velocidad media mínima.

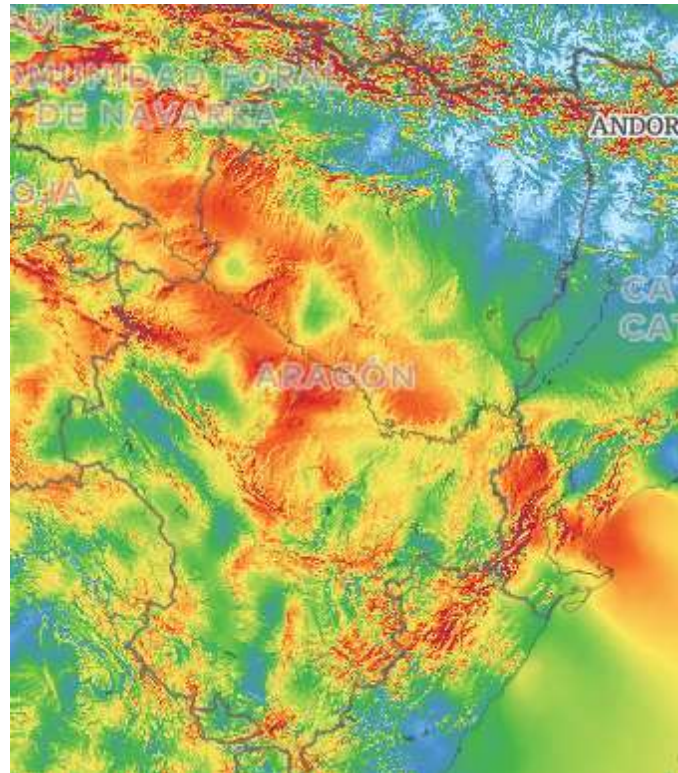
En este Atlas Eólico se establece un criterio de colores para clasificar el territorio por intervalos de velocidad media. El código de colores permite establecer en el mapa distintas zonas a estudiar.

En concreto, en esta primera criba por criterio energético, se determinan una serie de zonas en las que se superan los 8 m/s de velocidad media de viento. Éstas, tal y como muestra la leyenda que aparece en la Figura 5, se corresponden con las zonas de colores rojo y naranja oscuro. Por tanto, quedarán excluidas de la selección todas las zonas del mapa con color distinto a éstos pues disponen de un recurso eólico menor.



**Figura 5. Leyenda. Velocidad media del viento a 100 m/s en el Atlas Eólico. (Global Wind Energy)**

Las zonas de la Comunidad Autónoma de Aragón con una velocidad de viento media superior a 8 m/s, y que, por tanto, cumplen el primer criterio de viabilidad impuesto en el análisis del recurso eólico se pueden identificar por tanto en la Figura 6.



**Figura 6. Atlas eólico. Velocidad media del viento a 100 m de altura de la Comunidad de Aragón. Fuente: Global Wind Energy.**

### 6.1.2. Criterio Medioambiental

El emplazamiento de los parques eólicos se debe decidir en coordinación con políticas sectoriales de conservación de la biodiversidad. Con este segundo criterio se pretende localizar las diferentes zonas protegidas en la Comunidad de Aragón que se encuentren en la previa selección de los emplazamientos con alto recurso eólico. Consiste, por tanto, en limitar aún más las posibles localizaciones de un parque eólico, pero en este caso, porque se requiere que cumplan requisitos medioambientales.

En concreto, este criterio impone el respeto hacia Espacios Protegidos. Los espacios protegidos son aquellas áreas terrestres o marinas con valores naturales sobresalientes, que están dedicadas a la conservación de la naturaleza, y por tanto, son de interés por su protección.

En España, estos espacios protegidos se definen y regulan por la Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y la Biodiversidad.

Las zonas de exclusión determinadas por el criterio ambiental que son incluidas en la planificación territorial incluirán:

- Red Natura 2000: Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) + Lugares de Interés para la Conservación (LICs).
- Espacios Naturales Protegidos (ENP) declarados y en proceso formal de declaración.
- Áreas afectadas por Planes de Conservación de Especies en “peligro de extinción”.

- **Red Natura 2000**

La Red Natura 2000 es una red ecológica europea de áreas de conservación de la biodiversidad, que tiene el objetivo de salvaguardar la supervivencia de las especies a largo plazo. Este instrumento se sustenta en dos directivas:

- DIRECTIVA 2009/147/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 30 de noviembre de 2009 relativa a la conservación de las aves silvestres
- 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

Este conjunto de espacios protegidos por la Unión Europea está conformado por ZEPA (Zona de Especial Protección para las Aves) y por LIC (Lugares de Importancia Comunitaria).

La Red Natura 2000 declara un total de 204 espacios como LIC y como ZEPA en la comunidad de Aragón. En total, se trata de 13.612 kilómetros cuadrados de espacio protegido, lo que se traduce en el 28,5% de la Comunidad Autónoma de Aragón.

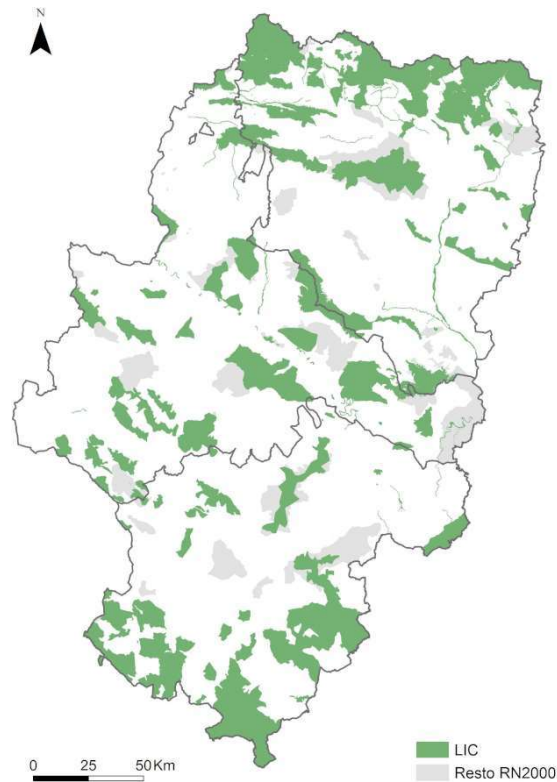
Un espacio **LIC** es un **Lugar de Importancia Comunitaria**, y en él concurren algunos de los hábitats naturales, fauna y flora silvestre de interés en Europa, según la Directiva comunitaria 92/43/CEE.

En Aragón hay 156 áreas declaradas LIC (Lugares de Importancia Comunitaria), con turberas, estepas, hayedos, bosques de pino negro, roquedos de alta montaña, humedales... y pastizales bien conservados, hasta un total de 10.473 kilómetros cuadrados, en parte coincidentes con la superficie de las ZEPA (Zonas de Especial Protección para las Aves).

El Gobierno de Aragón dispone de una aplicación web para la consulta de los Lic. Dicha búsqueda se puede hacer por localización, referencia catastral, código o nombre del espacio protegido, o referencia SIGPPAC que permite listar los espacios protegidos, así como conocer los hábitats y especies presentes en cada espacio, y el plan de gestión del espacio.

El siguiente mapa de la Figura 7 muestra las áreas de Aragón sujetas a la consideración como espacio LIC, y que, por tanto, quedan también descartadas de las zonas viables para la ubicación del parque eólico:

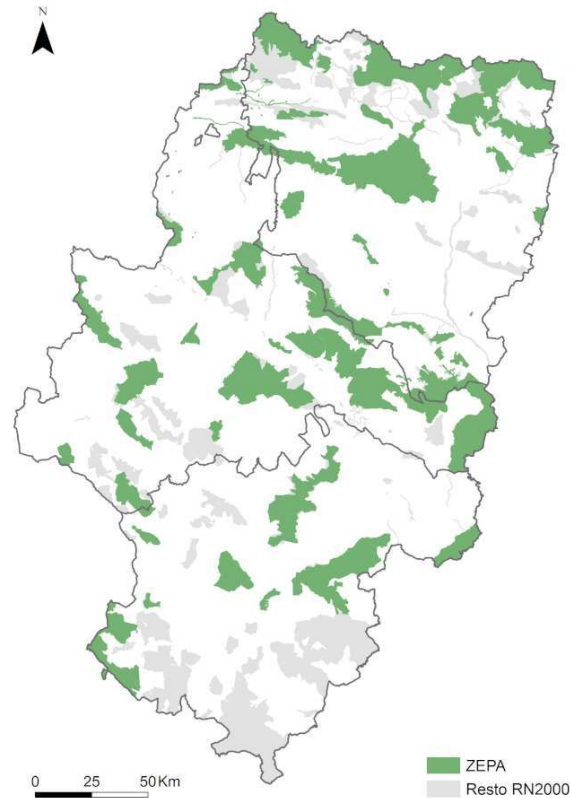




**Figura 7. Mapa de Lugares de Interés Comunitario en Aragón (LICs).**

Una **ZEPA** es una **Zona de Especial Protección para las Aves** donde los valores naturales se centran en la presencia de aves raras, amenazadas o de mayor interés para el conjunto comunitario, según otras Directivas de los años 1979 y 2009.

Aragón aporta **48 áreas ZEPA**, con **8.701 kilómetros cuadrados** sobre las que aún vuelan especies orníticas de interés comunitario como el quebrantahuesos, el águila azor-perdicera, la avutarda o el cernícalo primilla.



**Figura 8. Mapa de Zonas de Especial Protección para las aves (ZEPA) en Aragón.**

En el presente proyecto se ha empleado la Infraestructura de Datos Especiales de Aragón (IDAE Aragón) del Instituto Geográfico de Aragón para acerciar el respeto de los espacios pertenecientes a la Red Natura 2000, puesto que dispone de un sistema de capas que permite superponer varios criterios para la eliminación de posibles zonas sobre un mismo visor o mapa.

- **Zonas IBAS (Important Bird Areas)**

Las IBA se identifican mediante criterios científicos y estandarizados de acuerdo con tres niveles de acuerdo con su valoración como áreas de importancia mundial, europea o de la Unión Europea.

El inventario de IBA español incluye 469 IBA que ocupan una superficie de casi 24 millones de hectáreas, de las que algo más de 18 millones son terrestres y 5 millones y medio son marinas, lo que supone, en su parte terrestre el 36% de la superficie del país.



**Figura 9. Mapa español de zonas de Important Bird Areas proporcionado por BirdLife Internacional..**

- **Espacios Naturales Protegidos.**

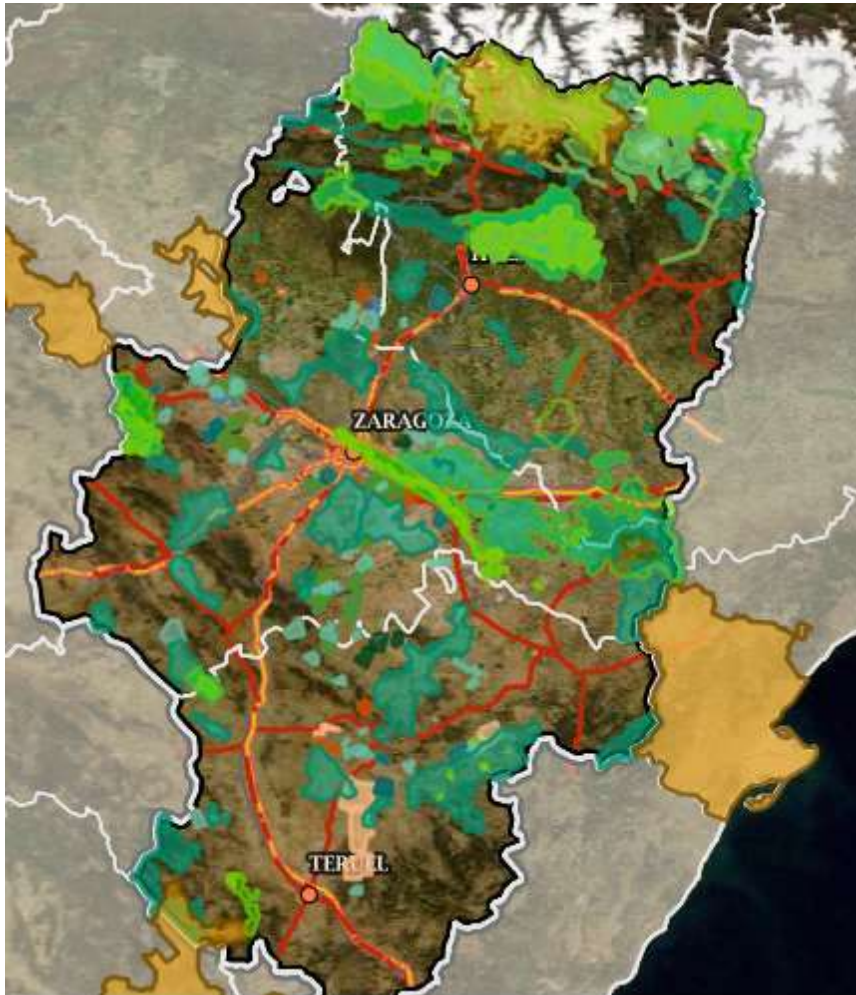
En la metodología empleada en el presente proyecto, los Espacios Naturales Protegidos se obtienen a partir del mapa de España proporcionado por la Infraestructura de Datos Espaciales de Aragón (IDAE Aragón) del Instituto Geográfico de Aragón.

Este mapa digital muestra los límites de los espacios naturales protegidos en Aragón declarados en aplicación del Decreto Legislativo 1/2015, de 29 de julio, del Gobierno de Aragón, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de espacios Protegidos de Aragón. Esta ley determina que éstos son aquellos espacios del territorio, incluidas las aguas continentales, que contengan elementos y sistemas naturales de especial interés o valores naturales de especial interés o valores naturales sobresalientes y que además cumplen alguno de los siguientes requisitos:

- Son representativos de los principales ecosistemas naturales y de los hábitats característicos de la Comunidad Autónoma.
- Por sus características naturales y el estado de conservación de sus recursos, requieran una protección especial.
- Desempeñen un papel destacado en la conservación de los ecosistemas en su estado natural, seminatural o poco alterado, asegurando la continuidad de sus procesos evolutivos.
- Permitan conservar las comunidades vegetales o animales, de modo que impidan la desaparición de cualquier especie, que constituyan el hábitat único de las mismas o que incluyan zonas de importancia vital para determinadas fases de la biología de las especies.
- Contengan muestras de hábitats naturales, especies de flora o fauna amenazados de desaparición o material genético de singular interés.

- Contengan elementos naturales que destaquen por su rareza o singularidad y tengan interés científico, importancia cultural o paisajística especiales.
- Alberguen valores culturales, históricos, arqueológicos o paleontológicos que sean muestra expresiva y valiosa de la herencia cultural.

La siguiente Figura (Figura 10) muestra en un mismo mapa, todas las áreas de la comunidad que se deberán respetar por todos los criterios ambientales presentados:



**Figura 10. Mapa con zonas sometidas a protección por razones medioambientales.**

### 6.1.3. Criterio de posicionamiento.

Este último criterio se basa en una serie de características que se deben imponer a las zonas ya determinadas como viables desde el punto de vista energético y que respeten la normativa referente al medio ambiente.

En primer lugar, y como es obvio, es necesario excluir del listado de zonas posibles, aquellas en las que exista previamente un parque eólico construido con anterioridad.

Consultando el mapa eólico de la Asociación Empresarial Eólica (AEE), en la Figura 11, se determina que, en la Comunidad Autónoma de Aragón, hay un total de 87 parques eólicos, distribuidos tal y como se puede observar en la siguiente imagen:



**Figura 11. Mapa eólico Aragón. Fuente: Asociación Empresarial Eólica.**

La plataforma online de infraestructura de Datos Espaciales de Aragón (IDEARAGON) que se emplea en el tratamiento de criterio medioambiental publica también información geográfica obrante en la Dirección General de Energía y Minas, relativa a proyectos e instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica en Aragón. El objetivo de este portal es el de “dar cumplimiento al mandato establecido en el artículo 8.5 del Decreto-Ley 2/2016, de 30 de agosto, de medidas urgentes para la ejecución de las de las sentencias dictadas en relación con los concursos convocados en el marco del Decreto 124/2010, de 22 de junio, y el impulso de la producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica en Aragón.”

El artículo 8.5. del referido Decreto-ley 2/2016 establece: “5. La Dirección General competente en materia de energía hará públicas, a través del sistema de información territorial de Aragón, las poligonales de los parques eólicos en servicio, autorizados o protegidos frente a afecciones eólicas, así como las de aquellos que, aun no estándolo, estén tramitando la autorización administrativa previa y de construcción.”

A través de esta plataforma online se puede, por tanto, conocer la ubicación de los parques eólicos en servicio en Aragón, así como los proyectos de parques en estado de solicitud de autorización, para así poder establecer las zonas susceptibles de ser empleadas para la obtención de energía eléctrica mediante la construcción de un parque eólico.

La información en este portal, como ya se ha indicado, se publica por capas, las cuales hay que activar para visualizarlas en el mapa. Las capas relativas a la información sobre proyectos e instalaciones de energía eléctrica a partir de energía eólica se encuentran divididas en cuatro grupos: *Proyectos Decreto-ley 2/2016 – Situación de origen*, *Proyectos pendientes de admisión a trámite*, *Proyectos admitidos a trámite* y *Parques eólicos en servicio*.

En la siguiente Figura (Figura 12) se pueden observar las zonas pertenecientes a dichos cuatro grupos sobre un mismo mapa. En amarillo, se disponen los parques eólicos pendientes de admisión a trámite; con las zonas marcadas en morado, a las referentes al grupo Situación de origen; en naranja, los Proyectos admitidos a trámite; finalmente, los Parques eólicos en servicio se representan con puntos color azul.



**Figura 12. Mapa parques eólicos en funcionamiento o trámite de la Comunidad Autónoma de Aragón. Fuente: IDE Aragón.**

Una vez presentados todos los criterios a imponer en la selección de una zona para la ubicación del parque, queda superponer todos ellos en un mismo mapa para poder seleccionar una zona en la que se tenga certeza que se cumplan todos ellos.

Por tanto, a continuación, se presentan en la Figura 13 el mapa de Aragón en el que se superponen todos los criterios restrictivos enumerados:



**Figura 13. Mapa de Aragón con todas las restricciones ambientales y criterios restrictivos al emplazamiento de nuevos parques. Fuente: IDE Aragón.**

Una vez se tiene certeza que se va a seleccionar una zona libre de restricciones medioambientales y de emplazamiento previo de otros parques, se procede a describir el procedimiento seguido para la selección de la zona.

En primer lugar, se seleccionan zonas que, según el mapa del IDE Aragón queden libres de restricciones y que, por tanto, sean viables desde el punto de vista medioambiental y de no existencia de otros parques o zonas en trámite para su construcción.

Otro criterio seguido en la selección de zonas es que sea un terreno con cierta altitud, pues, como hemos visto en el punto de marco teórico, el recurso del viento será mayor bajo esas condiciones.

Por último, se tiene en cuenta que tiene que haber una extensión con espacio suficiente para el emplazamiento de un parque.

Con todos estos criterios, se selecciona el punto en la plataforma ya mencionada del IDE Aragón la primera zona a estudiar, la cual se corresponde con la presentada en las siguientes Figuras (Figuras 14,15,16 y 17):



**Figura 14. Zona identificada como posibilidad para el emplazamiento del parque eólico(1).**  
Fuente: IDE Aragón.



**Figura 15. Zona identificada como posible emplazamiento del parque eólico(2).** Fuente:  
IDE Aragón.





Figura 16. Selección del primer punto a estudiar. Fuente: IDEAragón.



Figura 17. Primer punto a estudiar. Fuente: IDEAragón.

Una vez determinadas las coordenadas del punto, se introducen en el Global Wind Atlas para verificar que es una zona viable desde el punto de vista energético.

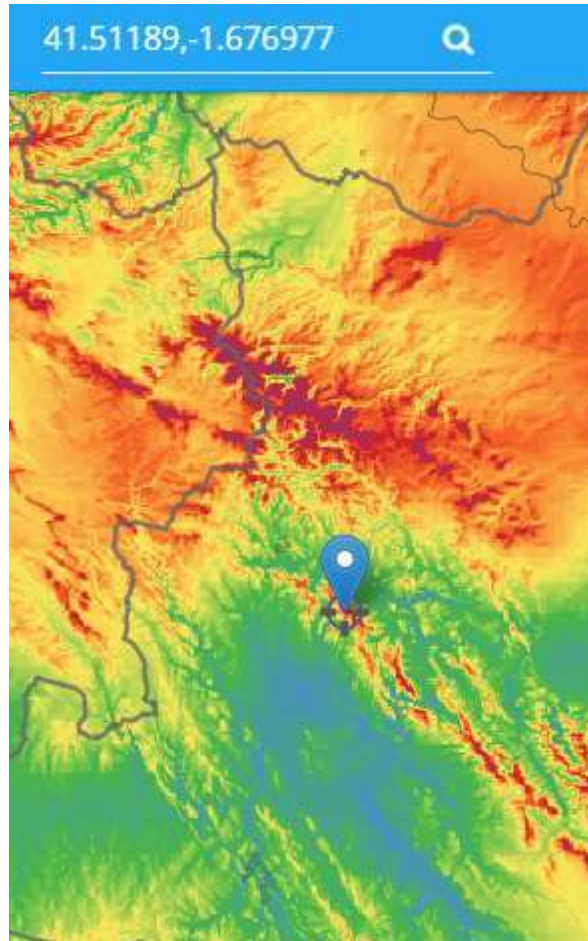
En concreto, las coordenadas geográficas de dicho punto se corresponden con las especificadas en la siguiente Tabla (Tabla 3):

Tabla 3. Coordenadas punto 1. Elaboración propia, datos extraídos del IDEAragón.

Coordenadas punto 1	
Longitud	Latitud
-1,6769	41,51189

Como se ha explicado en la metodología, se determina en la realización de este proyecto que se considerará que cumple el criterio energético cuando la zona en cuestión supere los 8m/s a una altitud de 100 m.

A continuación, se comprueba como el primer punto medido, tiene una velocidad media de 9.04m/s, por lo que se considera que cumple el primer requisito energético.



**Figura 18. Primer punto estudiado situado en el global Wind Atlas para el estudio del recurso eólico. Coordenadas: longitud -1.6769, altitud: 41.51189.**

A pesar de cumplir todos los requisitos para poder situar un aerogenerador en dicho punto y que se obtuviera una cantidad de energía considerable, hay que asegurarse también de que en dicha zona hay una extensión suficiente para poder colocar un grupo de ellos y que, cumpliendo con todas las normas y requisitos en su localización, resulte viable el parque en su conjunto.

Por ello, el siguiente paso consiste en la medición de la extensión disponible en línea recta. Esta medición se lleva a cabo uniendo los dos puntos que se encuentran en los extremos de la zona disponible y con buen recurso en la colina. La distancia medida se corresponde con una extensión de 3125,41 metros.



Figura 19. Medición del espacio disponible en línea recta en la colina. Fuente: IDEAragón.

A continuación, en la Figura 20 se muestra el segundo punto medido sobre el cual se mide el recurso eólico de la zona, el cual se corresponde con las siguientes coordenadas:

Tabla 4. Coordenadas punto 2. Elaboración propia, datos extraídos del IDEAragón.

Coordenadas punto 2	
Longitud	Latitud
-1,700529	41,53397

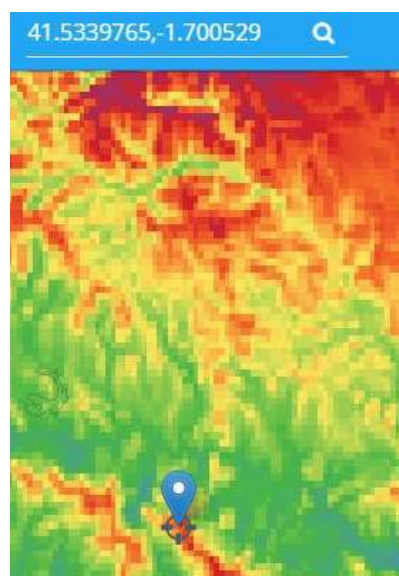


Figura 20. Punto 2 ubicado en el Global Wind Atlas. Comprobación cumplimiento requisito energético.

# **CAPÍTULO 7. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO ENERGÉTICO PARA LA SELECCIÓN DE LA TIPOLOGÍA DE AEROGENERADOR**

## **7.1. Estudio del recurso del viento.**

En el apartado anterior se estudia la velocidad media para la selección de la zona en la que ubicar el parque eólico dado que la velocidad es la variable que más influye en la capacidad de producción de energía. Tal y como ya se ha comentado, la potencia eólica depende de esta variable de manera cúbica. No obstante, la velocidad media por sí sola no permite caracterizar el recurso eólico de la zona.

El viento es un recurso eólico impredecible, con una gran variabilidad en el tiempo. Por este motivo, el Real Decreto 436/04 introdujo una gran novedad en el sector eólico español, y es la obligación de predecir con antelación cuánta energía se va a producir para poder participar en el mercado energético.

En este capítulo se va a proceder, por tanto, al estudio de diversas variables que permiten realizar un estudio más exhaustivo de este recurso energético.

### **7.1.1. Dirección del viento.**

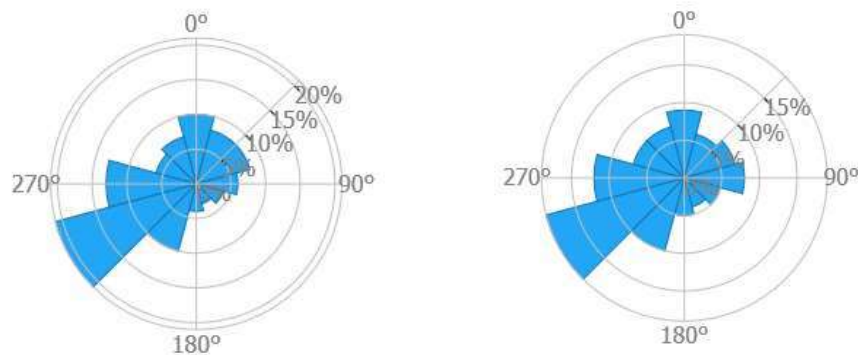
Esta es una variable que resulta necesaria conocer para aprovechar la máxima energía posible del mismo.

Tras el registro de esta variable junto con la velocidad del viento en estaciones de meteorología se representa esta variable mediante la Rosa de Vientos.

La rosa de vientos es un diagrama polar en el que se representa la magnitud de una variable característica del viento (velocidad, frecuencia o potencia) dividido en sectores (12 en el caso del presente proyecto), en función de la dirección de la que provenga el viento.

Esta herramienta se empleará, primeramente, para comprobar que la colina escogida tiene una dirección favorable según la dirección del viento. Una vez comprobado, determinará la posición óptima de los generadores en el diseño del parque eólico pues, para maximizar la generación de energía, la orientación óptima de los aerogeneradores se corresponde con la perpendicular a la dirección predominante del viento.

A continuación, se presenta en la Figura 21 la dirección de la colina seleccionada y la rosa de vientos en los puntos extremos de la misma, por lo que permite comprobar la dirección favorable de la colina por la dirección perpendicular a la dirección predominante en ambas rosas de viento.



**Figura 21. Rosa de los vientos en los puntos 1 (izquierda) y 2 (derecha).**

### 7.1.2. Frecuencias del viento.

El principal inconveniente a la hora de producir energía a partir del viento es que éste no es un recurso del que se pueda disponer de forma constante.

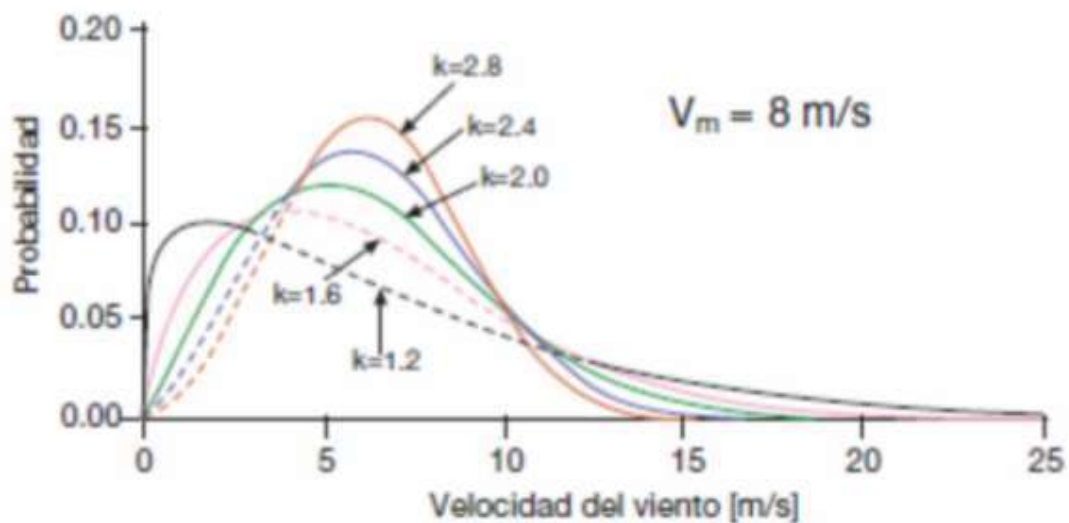
En el estado del arte, y también en la ejecución del presente proyecto, suele estimarse la variabilidad del viento mediante el estudio de la distribución temporal de velocidades del viento de un lugar haciendo uso de la función de distribución estadística de Weibull. La distribución de Weibull es la que más se aproxima a la frecuencia de distribución de velocidades medias del viento del histograma estadístico generado con la medición periódica durante un periodo determinado de tiempo de las velocidades medias cada aproximadamente 10 minutos.

El proceso que se lleva a cabo, por tanto, comprende la medición periódica de las velocidades del viento en el emplazamiento en cuestión, y el cálculo de la distribución de velocidades medias generadas mediante la distribución estadística de Weibull haciendo uso de la información del histograma generado con tales mediciones. Dicha distribución queda totalmente determinada conociendo dos parámetros: el factor de escala A, y el factor de forma k. (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas, ABB.)

$$P(V) = \frac{k}{A} \left(\frac{V}{A}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{A}\right)^k\right], V \geq 0$$

El factor de escala (A), expresado en m/s, se relaciona de forma directa con la velocidad media.

El factor de forma (k), el cual es adimensional, modifica la simetría de la distribución de manera que valores cercanos a 1 corresponden a distribuciones muy asimétricas, mientras que valores mayores (k mayor a 2-3) corresponden a distribuciones simétricas, a modo similar a la distribución de Gauss. La siguiente ilustración muestra la distribución de Weibull de velocidades de viento para una velocidad media de 8 m/s y distintos valores de factor de forma "k":



**Figura 22. Distribución de Weibull. Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas, ABB.**

Para el desarrollo de este trabajo se hace uso de la herramienta Microsoft Excel para estos cálculos, pues este programa dispone esta distribución estadística entre sus funciones.

Además, y para una caracterización del recurso más profunda, cabe destacar que en la ejecución del presente proyecto se lleva a cabo el cálculo de dicha distribución de Weibull para cada sector de la rosa de vientos de la zona, pues la herramienta Global Wind Atlas permite obtener los parámetros de frecuencia, factor de forma y de escala para cada uno de ellos.

La siguiente Tabla (Tabla 5) muestra dichos parámetros por sectores en ambos puntos estudiados:

**Tabla 5 Parámetros de frecuencia, factor de forma y factor de escala por punto y sector de la rosa de vientos. Datos extraídos del Global Wind Atlas. Elaboración propia.**

Nº sector	Orientación Rosa de Vientos (º)	Punto 1			Punto 2		
		Frecuencia	Factor de escala (A)	Factor de forma (k)	Frecuencia	Factor de escala (A)	Factor de forma (k)
1	30	0,1	11,87	1,838	0,09	10,5	1,58
2	60	0,08	5,96	1,537	0,06	4,97	1,256
3	90	0,07	4,35	1,615	0,06	3,98	1,529
4	120	0,07	4,44	1,732	0,09	4,08	1,854
5	150	0,04	3,96	1,369	0,06	3,99	1,432
6	180	0,04	3,41	1,631	0,04	3,18	1,322
7	210	0,04	2,84	0,967	0,05	2,89	1,053
8	240	0,11	4,38	1,143	0,1	4,6	1,064
9	270	0,2	11,4	1,627	0,17	13,16	1,768
10	300	0,12	13,66	2,029	0,13	14,56	2,104
11	330	0,06	13,38	2,072	0,08	13,27	2,232
12	360	0,07	10,44	1,561	0,07	9,26	1,518

## 7.2. Selección de las alternativas.

La selección de un aerogenerador u otro, aunque se tome una potencia instalada total concreta como referencia, generará una energía distinta para cada una que dependerá de las características técnicas de los modelos de dichos generadores. Esto se debe a las diferencias entre las potencias unitarias por aerogenerador, sus dimensiones, y también a la necesidad de instalar un número entero, como es evidente, de aerogeneradores.

Los datos de partida en esta selección son los datos eólicos extraídos en el Global Wind Atlas de la zona seleccionada. Es importante entender en este punto que, en cada punto del parque donde se colocarán los aerogeneradores, las condiciones del viento no serán exactamente

iguales, por lo que la energía producida por cada uno de ellos será también distinta. Este hecho se debe tener en cuenta en el cálculo final de la energía del conjunto de parque eólico. No obstante, para la primera estimación que nos servirá para la selección del aerogenerador emplearemos los datos del viento en dos puntos, que se corresponderán con los dos extremos en línea recta de espacio disponible.

Con estos datos de partida, que se corresponden con velocidades de viento en dos puntos del emplazamiento, se procede en el desarrollo del proyecto con el cálculo de la producción con cada tipo de aerogenerador con el objetivo de determinar qué tipo de aerogenerador responde mejor ante las condiciones eólicas del emplazamiento escogido. Esta potencia, será distinta para cada uno de ellos debido a que poseen curvas de viento-potencia y características técnicas diferentes. Estas curvas, las cuales resultan necesarias para la predicción de las potencias extraíbles, son proporcionadas por los proveedores y recogidas en la base de datos de "The Wind Power". Mediante esta plataforma, en el proyecto se seleccionan las diferentes alternativas a emplear en el diseño de parque eólico.

Resulta interesante estudiar el problema con aerogeneradores de distintos proveedores para tener un mayor abanico de selección. En concreto, se van a comparar aerogeneradores de 2 fabricantes distintos: Vestas, y Enercón.

Otra característica para considerar es, si resulta, para la aplicación del parque eólico objeto del proyecto, mejor opción seleccionar un aerogenerador de mayor potencia a gran altura o si, por otro lado, compensa más seleccionar aerogeneradores de menores dimensiones a menor altura, pero que trabajen con una velocidad cercana a su velocidad nominal.

Por tanto, para cada marca de aerogenerador, se comparan dos tipos distintos de aerogeneradores de alrededor de 2MW y 4MW

En la Tabla 6 se muestran, a modo de resumen, las principales características de los aerogeneradores seleccionados en el estudio. Es importante destacar en este punto que, para cada aerogenerador, existen diversas alturas de buje disponibles.

En este proyecto se decide seleccionar alturas similares entre los distintos fabricantes para así poder realizar una comparación con condiciones lo más parecidas posible ya que, como se ha comentado ya en el apartado de conceptos previos, la altura influye considerablemente en la velocidad del viento y, por tanto, en la energía que este recurso proporciona.

En la siguiente Tabla (Tabla 6) se indican todas las alturas disponibles para cada aerogenerador y también en una columna distinta, la altura seleccionada para cada modelo. Como se puede observar, se escogen valores en torno a los 95 m para aerogeneradores de potencia nominal menor (los de 2MW) y alturas alrededor de los 130-135 metros en el caso de los de mayor potencia nominal (3,4-4 MW).



**Tabla 6. Principales características técnicas de las alternativas de aerogeneradores.**

Nombre	Marca	Alturas Buje disponibles (m)	Altura de buje seleccionada (m)	Diámetro rotor (m)	Potencia nominal	Velocidad Nominal (m/s)
E82/2000	ENERCON	78/84/85/98/108/138	98	82	2	12,5
E126/4.200	ENERCON	99/135/144	135	127	4,2	13.5
V90/2000	VESTAS	80/95/105	95	90	2	13,5
V136/3450	VESTAS	82/112/132/149	132	136	3,45	11

### 7.3. Corrección velocidad del viento en función de la altura del aerogenerador.

La medida tomada por el Global Wind Atlas se realiza para una altura de 100 m. Hay que tener en cuenta en este punto que la altura de cada aerogenerador será distinta según el que hayamos seleccionado, y que ésta será a su vez distinta a la recogida por el Global Wind a 100m.

Esto se debe a que la velocidad del viento varía en función de la altura. En concreto, esta variable aumenta siguiendo la siguiente expresión: (Cuaderno de aplicaciones técnicas Nº12 Plantas Eólicas, ABB)

$$V(h) = V_o * \left(\frac{h}{h_o}\right)^\alpha$$

Siendo:

V(h) = Velocidad del viento que se desea estimar, siendo h la altura del suelo.

V<sub>o</sub>= Velocidad del viento a una altura conocida h<sub>o</sub>.

h= altura a la que se quiere estimar la velocidad del viento.

h<sub>o</sub>= altura de referencia.

α= valor que depende de la rugosidad del emplazamiento.

Para adaptar los datos del viento a la altura correspondiente a cada aerogenerador seleccionado, se aplica un denominado Factor de corrector de escala. Dicho factor de escala se calcula mediante la siguiente ecuación: (ABB Cuaderno de aplicaciones técnicas)

$$\text{Factor corrector escala} = \frac{\text{Velocidad en el buje}}{\text{Velocidad de referencia}}$$

Para dicha fórmula, la velocidad de referencia se corresponde con la tomada del Global Wind Atlas a 100 metros y la Velocidad en el buje, la velocidad corregida para cada altura de aerogenerador. Dicha velocidad se obtiene del resultado de realizar la siguiente operación: : (Cuaderno de aplicaciones técnicas Nº 12 Plantas Eólicas, ABB)

$$\text{Velocidad en el buje} = \text{Velocidad de referencia} * \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_{ref}/z_0)}$$

Siendo la velocidad de referencia tomada mediante el Global Wind Atlas a 100 m de 9,04 m/s en el punto 1 y de 8,17 m/s en el punto 2.

En cuanto a las cotas, la de referencia será la del emplazamiento ( $z_0$ , que corresponde con una altura de 1300 m en el punto 1 y 1250 metros en el punto 2) más los 100 metros a los que se mide.

La cota  $Z$  será diferente para cada aerogenerador pues será la cota del emplazamiento en cada punto más la altura del buje en cada máquina.

A continuación, se presentan, en modo de tabla (Tabla 7), los resultados de dichas operaciones de cálculo de velocidad en el buje y factor corrector de escala para cada alternativa de aerogenerador y punto estudiados:

**Tabla 7. Velocidad en el buje y factor corrector de escala para cada alternativa de aerogenerador. Fuente: Elaboración propia**

Marca	Aerogenerador	Altura (m)	Velocidad en el buje (m/s) en el punto 1	Velocidad en el buje (m/s) en el punto 2	Factor corrector de escala
ENERCON	E82/2	98	8,8656	8,0126	0,9807
ENERCON	E126/4,2	135	12,052	10,887	1,3332
VESTAS	V90/2000	95	8,6036	7,776	0,9517
VESTAS	V136/3450	132	11,797	10,657	1,305

Dicho parámetro corrector se aplicará al factor de forma K de la distribución estadística de Weibull para el desarrollo de la distribución de vientos de cada aerogenerador.

#### 7.4. Cálculo de potencia de los aerogeneradores.

Para el cálculo de la potencia de cada aerogenerador se emplean las curvas de potencia proporcionadas por los fabricantes de cada máquina. Dichas curvas están calculadas en base a las características técnicas de cada uno y se muestran a continuación (Figura 22):

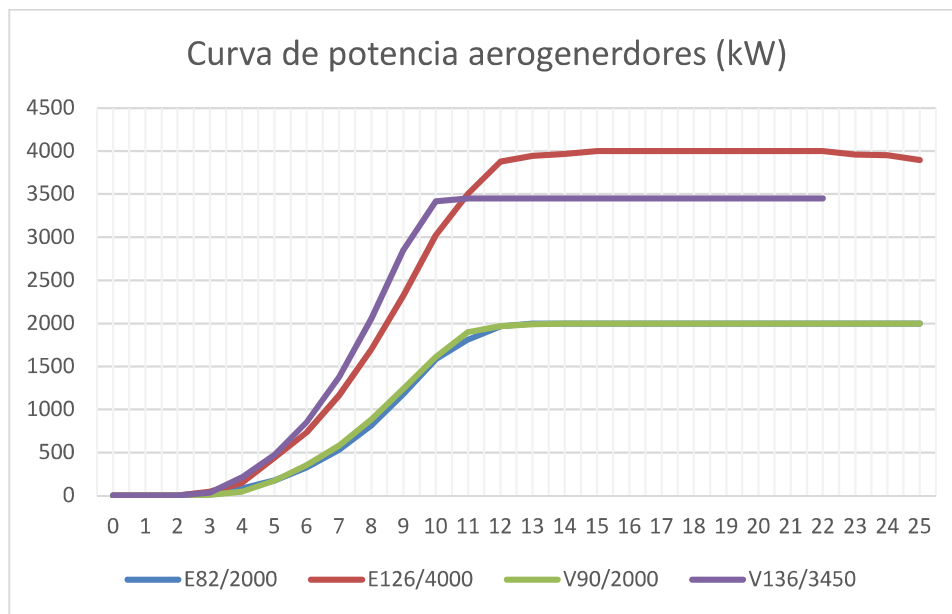


Figura 23. Curva de potencia de los aerogeneradores. Elaboración propia.

No obstante, resulta importante entender también que el mismo aerogenerador se comportará de manera distinta dependiendo de su ubicación, pues el recurso eólico no será igual en cada punto. Las distintas diferencias de condiciones de emplazamiento afectarán a la producción energética.

Esto se explica en las diferencias de densidad existentes según la zona y altitud seleccionada para el emplazamiento del parque eólico, pues la energía contenida en el viento aumenta de forma proporcional a la masa por unidad de volumen de aire.

En condiciones normales (a nivel del mar, a una presión atmosférica de 1.013 milibares y a una temperatura de 15 °C) es de 1,225 kilogramos por cada metro cúbico. Esto quiere decir que, cuando el aire se enfría y aumenta de peso al volverse más denso, transfiere más energía al aerogenerador. Y, al contrario, cuando el aire se calienta o cuando se asciende en altitud, es menor la energía cinética que llegue a la turbina.

Para corregir las curvas de potencia y adaptarlas a la aplicación del proyecto, se emplea el denominado factor corrector de potencia, que multiplicará a la curva de potencia y que se

corresponde con el siguiente cálculo: (Cuaderno de aplicaciones técnicas nº 12. Plantas eólicas, ABB.)

$$\text{Factor corrector de potencia} = \frac{\rho}{\rho_0} = e^{-z/8} - \frac{t - 15}{288}$$

Siendo:

$z$ =cota del buje (suma altura aerogenerador + cota emplazamiento)

$t$ = temperatura

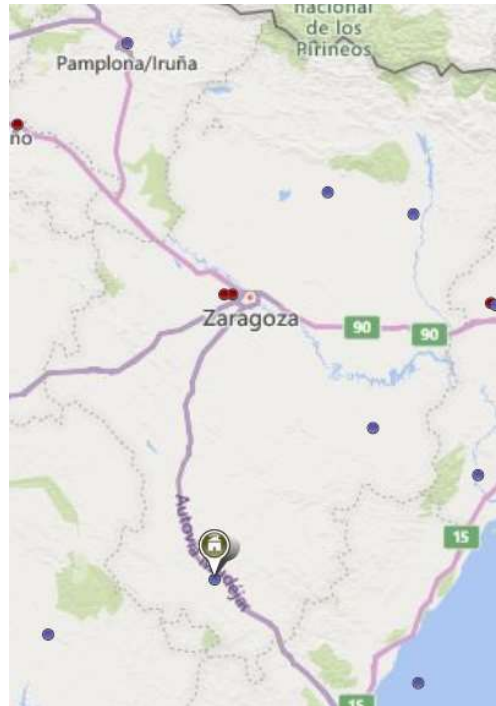
La densidad tomada como referencia es 1,225 kg/m<sup>3</sup>, y la temperatura que se toma para el cálculo es 11°C la cual se ha establecido tomando como referencia el valor de temperatura media obtenida de la base de datos de LA NASA en la aplicación RetScreen, la cual dispone de un mapa mundial con datos en multitud de puntos.

En concreto, en el proyecto empleamos la temperatura de 11°C, la cual se corresponde con la tomada en el punto marcado en el mapa de la Figura 23. Se escoge este punto a pesar de no ser el más cercano por ser más representativo de la zona del emplazamiento por su mayor similitud en altura.

En concreto, los datos escogidos se corresponden con los correspondientes a la Provincia de Teruel, en el punto de las siguientes características:

**Tabla 8. Características del punto tomado como referencia para los datos meteorológicos.**

Teruel		
Longitud	ºN	40,3
Latitud	ºE	-1,1
Altitud	M	1079
Zona climática	4ª	Mixto-Húmedo



**Figura 24. Ubicación del punto de referencia de Temperatura, correspondiente a la provincia de Teruel. Fuente: RetScreen.**

Aplicando esos datos y la expresión del factor corrector de potencia, los resultados obtenidos para cada aerogenerador se recogen en la siguiente Tabla (Tabla 9):

**Tabla 9.. Cota y factor corrector de potencia por modelo de aerogenerador y punto de estudio. Fuente: Elaboración propia**

	ENERCON		VESTAS	
	E82/2000	E126/4200	V90/2000	V136/3450
Cota buje (altura aerogenerador + emplazamiento) en metros en el punto 1	1398	1435	1395	1432
Cota buje (altura aerogenerador + emplazamiento) en metros en el punto 2	1348	1385	1345	1382
Factor corrector de potencia en el punto 1	0.861157	0.857448	0.861458	0.857748
Factor corrector de potencia en el punto 2	0.866194	0.862463	0.86649	0.862765

Estos parámetros, al multiplicarlos por las curvas de potencia suministradas por los aerogeneradores, dan como resultado, las curvas de potencia corregidas (Figuras 24 y 25).

Los datos numéricos de dichas curvas se recopilan en las siguientes Tablas (Tablas 10 y 11)

**Tabla 10. Curvas de potencia corregidas en el punto 1. Fuente: Elaboración propia.**

Factor corrector de potencia	0,861157	0,857448	0,861458	0,857748
v(m/s)	E82/2000	E126/4000	V90/2000	V136/3450
0	0,000	0,000	0,000	0,000
1	0,000	0,000	0,000	0,000
2	0,000	0,000	0,000	0,000
3	21,529	40,300	8,615	30,021
4	70,615	128,617	39,627	181,843
5	149,841	378,135	146,448	405,715
6	276,431	627,652	305,818	729,944
7	458,136	998,927	499,646	1181,119
8	701,843	1457,662	761,529	1765,245
9	1016,165	1991,852	1072,515	2448,013
10	1360,628	2592,065	1388,670	2929,209
11	1558,694	3004,498	1636,770	2959,231
12	1692,174	3326,898	1695,349	2959,231
13	1722,314	3382,632	1714,301	2959,231
14	1722,314	3403,211	1722,916	2959,231
15	1722,314	3429,792	1722,916	2959,231
16	1722,314	3429,792	1722,916	2959,231
17	1722,314	3429,792	1722,916	2959,231
18	1722,314	3429,792	1722,916	2959,231
19	1722,314	3429,792	1722,916	2959,231
20	1722,314	3429,792	1722,916	2959,231
21	1722,314	3429,792	1722,916	2959,231
22	1722,314	3429,792	1722,916	2959,231

Factor corrector de potencia	0,861157	0,857448	0,861458	0,857748
23	1722,314	3395,494	1722,916	0,000
24	1722,314	3388,634	1722,916	0,000
25	1722,314	3342,332	1722,916	0,000

**Tabla 11. Curvas de potencia corregidas en el punto 2. Fuente: Elaboración propia.**

Factor corrector de potencia	0.86793	0.8642	0.86823	0.8645
<b>v(m/s)</b>	<b>E82/2000</b>	<b>E126/4000</b>	<b>V90/2000</b>	<b>V136/3450</b>
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	21,69825	40,6174	8,6823	30,2575
4	71,17026	129,63	39,93858	183,274
5	151,01982	381,1122	147,5991	408,9085
6	278,60553	632,5944	308,22165	735,6895
7	461,73876	1006,793	503,5734	1190,4165
8	707,36295	1469,14	767,51532	1779,141
9	1024,1574	2007,5366	1080,94635	2467,283
10	1371,3294	2612,4766	1399,58676	2952,2675
11	1570,9533	3028,1568	1649,637	2982,525
12	1705,48245	3353,096	1708,67664	2982,525
13	1735,86	3409,269	1727,7777	2982,525
14	1735,86	3430,0098	1736,46	2982,525
15	1735,86	3456,8	1736,46	2982,525
16	1735,86	3456,8	1736,46	2982,525
17	1735,86	3456,8	1736,46	2982,525
18	1735,86	3456,8	1736,46	2982,525
19	1735,86	3456,8	1736,46	2982,525
20	1735,86	3456,8	1736,46	2982,525
21	1735,86	3456,8	1736,46	2982,525
22	1735,86	3456,8	1736,46	2982,525



Factor corrector de potencia	0.86793	0.8642	0.86823	0.8645
23	1735,86	3422,232	1736,46	0
24	1735,86	3415,3184	1736,46	0
25	1735,86	3368,6516	1736,46	0

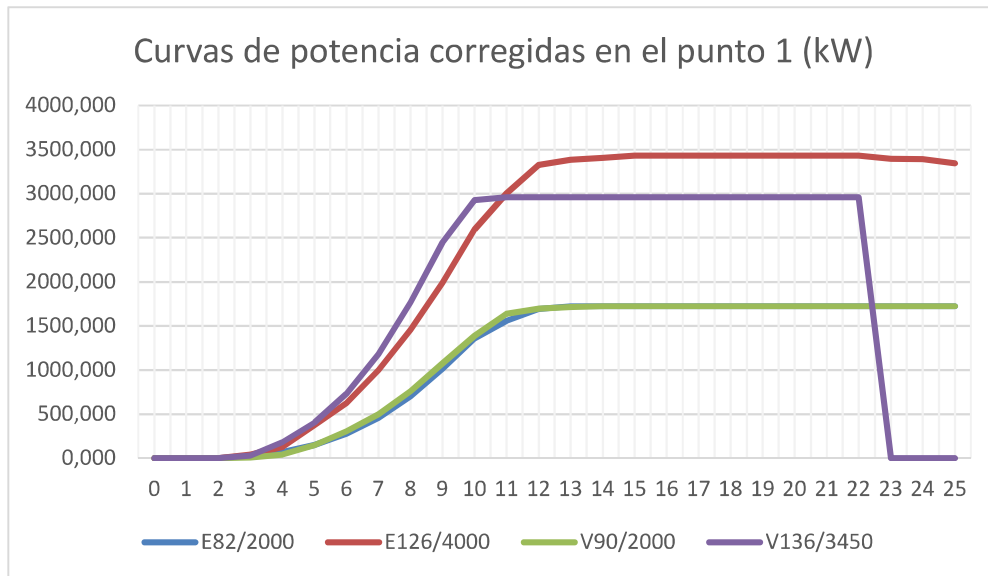


Figura 25. Curvas de potencia corregidas para cada aerogenerador (Kw) en el punto 1. Fuente: Elaboración propia.

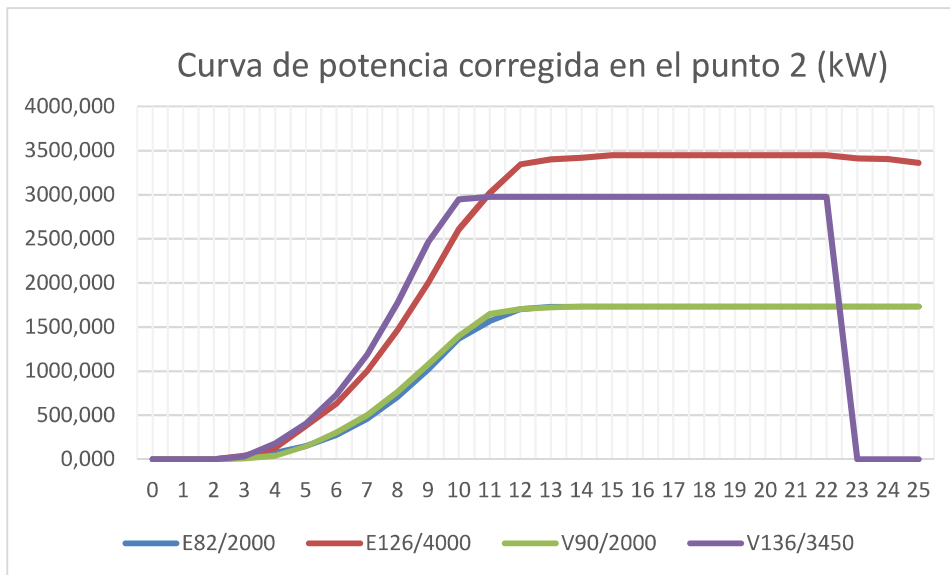


Figura 26. Curvas de potencia corregidas (Kw) en el punto 2. Fuente: Elaboración propia.

### 7.5. Cálculo de la productividad energética de los aerogeneradores.

La producción de los aerogeneradores puede ser calculada ya en este punto mediante la multiplicación de la curva de distribución del viento de Weibull por las curvas de potencia corregidas y por el periodo de tiempo de estudio, que corresponde con una anualidad. (Cuaderno de Aplicaciones Técnicas Nº12. Plantas eólicas, ABB)

$$E (kWh) = T(\text{horas}) * \sum P(v_i) * f_i$$

Siendo  $E$  la energía anual producida si la curva de potencias está en Kw y  $T$  en horas.

$T=8760$  horas (un año).

$P(v_i)$ =curva de potencia, función de la velocidad

$f_i$ = función de Weibull, función de la velocidad (para cada  $c$  y  $k$  y cada aerogenerador).

Los parámetros  $c$  y  $k$  extraídos para la caracterización del viento en el emplazamiento del proyecto vienen registrados para cada uno de los 12 sectores de la rosa de los vientos en cada punto seleccionado.

Por tanto, para el cálculo de la energía total anual producida por un aerogenerador se calcula primero la energía total producida por sector de la rosa de vientos, multiplicándolo por la frecuencia de cada uno de ellos, y después se suma el total de energía producida para cada sector.

Por otro lado, el parámetro “ $k$ ” a emplear es el correspondiente al extraído para cada sector de la rosa de vientos en cada punto, multiplicado por el factor corrector de escala de cada aerogenerador ya calculado en el apartado 3 y que aparece en la tabla 7.

A modo explicativo, se va a presentar en dos tablas (Tablas 13 y 14) los datos de producción cada aerogenerador en el sector 1 de los doce existentes para cada punto estudiado. En ella se presentan, los datos de producción por sector y aerogenerador en función de la velocidad, la suma para el cálculo de la producción total, y finalmente, dicha producción multiplicada por la frecuencia del primer sector. En este caso, y tal y como se presenta en la siguiente Tabla 12 de frecuencias por sector, la frecuencia del primer sector aplicado es de 0,1 en el punto 1 y 0,09 en el punto 2.

**Tabla 12. Frecuencias por sector de la rosa de vientos. Fuente: TheWindPower. Elaboración propia.**

Frecuencias por sector de la rosa de vientos.		
Nº sector	Punto 1	Punto 2
1	0,1	0,09
2	0,08	0,06
3	0,07	0,06
4	0,07	0,09

Frecuencias por sector de la rosa de vientos.		
Nº sector	Punto 1	Punto 2
5	0,04	0,06
6	0,04	0,04
7	0,04	0,05
8	0,11	0,1
9	0,2	0,17
10	0,12	0,13
11	0,06	0,08
12	0,07	0,07

**Tabla 13. Curva de Weibull multiplicada por el nº de horas totales anuales y producción (Kw) en el primer sector de la rosa de vientos por cada aerogenerador y en el punto 1. Fuente: Elaboración propia.**

E82/2000		E126/4000		V90/2000		V136/3450		v(m/s)
Curva Weibull* horas totales	Producción (Kw)	Curva Weibull* horas totales	Producción (Kw)	Curva Weibull* horas totales	Producción (Kw)	Curva Weibull* horas totales	Producción (Kw)	
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
180,57	0,00	49,87	0,00	199,60	0,00	55,48	0,00	1
306,00	0,00	134,89	0,00	325,21	0,00	144,63	0,00	2
405,66	8733,46	237,68	9578,33	420,92	3626,04	249,20	7481,43	3
482,72	34087,13	348,27	44793,21	492,25	19506,54	359,22	65321,51	4
538,51	80691,60	457,60	173034,18	541,83	79349,95	465,88	189012,61	5
574,35	158768,94	557,09	349661,04	571,79	174862,07	561,13	409593,54	6
591,88	271162,96	639,11	638421,84	584,30	291945,30	638,08	753644,54	7
593,14	416291,06	697,59	1016847,26	581,73	443005,05	691,49	1220643,64	8
580,45	589836,64	728,68	1451418,20	566,53	607607,06	718,28	1758369,74	9
556,34	756966,95	731,10	1895066,27	541,18	751522,64	717,80	2102598,76	10

E82/2000		E126/4000		V90/2000		V136/3450		v(m/s)
Curva Weibull* horas totales	Producción (Kw)	Curva Weibull* horas totales	Producción (Kw)	Curva Weibull* horas totales	Producción (Kw)	Curva Weibull* horas totales	Producción (Kw)	
523,35	815741,07	706,24	2121892,96	508,13	831698,30	691,76	2047077,82	11
483,98	818975,09	657,83	2188530,60	469,67	796258,03	643,92	1905520,75	12
440,54	758741,46	591,39	2000471,42	427,87	733502,33	579,56	1715048,82	13
395,08	680457,54	513,44	1747353,46	384,55	662548,82	504,70	1493529,93	14
349,38	601740,37	430,61	1476905,13	341,23	587917,82	425,43	1258932,01	15
304,86	525057,57	348,90	1196651,74	299,15	515413,98	347,18	1027388,86	16
262,62	452310,52	273,10	936669,68	259,24	446656,50	274,32	811790,62	17
223,46	384861,56	206,48	708179,98	222,18	382799,44	209,86	621036,01	18
187,88	323584,59	150,76	517058,39	188,39	324581,46	155,43	459944,96	19
156,15	268930,96	106,26	364458,69	158,10	272384,98	111,42	329714,47	20
128,32	221003,31	72,29	247927,01	131,35	226299,55	77,29	228728,34	21
104,30	179631,12	47,44	162706,53	108,06	186184,81	51,88	153512,34	22
83,87	144442,84	30,02	101942,23	88,07	151729,88	33,68	0,00	23

E82/2000		E126/4000		V90/2000		V136/3450		v(m/s)
Curva Weibull* horas totales	66,73	Curva Weibull* horas totales	18,32	Curva Weibull* horas totales	71,10	Curva Weibull* horas totales	21,14	
Producción (Kw)	114931,20	Producción (Kw)	62064,18	Producción (Kw)	122506,75	Producción (Kw)	0,00	
	52,55		10,77		56,89		12,82	25
	40,97		6,09		45,11		7,52	26
Producción total (Kw)	8697457,43	Producción total (Kw)	19447615	Producción total (Kw)	8709923,42	Producción total (Kw)	18558890,69	
Producción (kWh)* frecuencia sector	869745,743	Producción (kWh)* frecuencia sector	1944761,5	Producción (kWh)* frecuencia sector	870992,342	Producción (kWh)* frecuencia sector	1855889,07	

**Tabla 14. Curva de Weibull multiplicada por el nº de horas totales anuales y producción (Kw) en el primer sector de la rosa de vientos por cada aerogenerador y en el punto 2. Fuente: Elaboración propia.**

E82/2000		E126/4000		V90/2000		V136/3450		v(m/s)
Curva Weibull* horas	Producción (Kw)	Curva Weibull* horas	Producción (Kw)	Curva Weibull* horas	Producción (Kw)	Curva Weibull* horas	Producción (Kw)	
0,00	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0
345,94	0,00	129,39	0	372,79	0,00	140,53	0,00	1
481,41	0,00	272,17	0	501,02	0,00	286,17	0,00	2
562,60	12183,09	409,12	16584,1018	573,34	4967,93	421,72	12734,73	3
607,92	43178,93	529,96	68561,0876	610,39	24329,39	538,44	98483,93	4
626,45	94416,40	627,11	238519,746	622,09	91636,08	630,03	257106,11	5
624,43	173622,40	695,58	439135,913	614,96	189163,78	692,66	508557,63	6
606,80	279620,90	733,10	736598,597	593,92	298484,57	725,03	861354,57	7
577,63	407775,76	740,09	1085103,27	562,93	431188,13	728,24	1293038,07	8
540,38	552330,31	719,31	1441129,67	525,18	566554,52	705,42	1736979,52	9
497,96	681498,25	675,38	1760855,03	483,31	675079,09	661,23	1948205,21	10
452,75	709819,71	614,07	1855747,71	439,43	723441,62	601,20	1789504,65	11

E82/2000		E126/4000		V90/2000		V136/3450		v(m/s)
Curva Weibull* horas	Producción (Kw)	Curva Weibull* horas	Producción (Kw)	Curva Weibull* horas	Producción (Kw)	Curva Weibull* horas	Producción (Kw)	
406,68	692193,28	541,59	1812350,17	395,20	673911,75	531,15	1580978,18	12
361,26	625846,27	463,94	1578528,15	351,90	606794,04	456,56	1358966,89	13
317,64	550271,25	386,38	1322628,31	310,49	538078,84	382,21	1137667,69	14
276,61	479201,41	313,07	1080050,25	271,63	470725,10	311,87	928289,21	15
238,72	413560,87	246,94	851912,037	235,73	408520,91	248,18	738719,60	16
204,27	353876,56	189,70	654429,711	203,04	351871,29	192,71	573612,12	17
173,38	300356,36	141,97	489780,673	173,64	300916,32	146,07	434782,99	18
146,02	252960,52	103,55	357216,784	147,49	255592,33	108,11	321798,30	19
122,07	211465,05	73,61	253951,013	124,46	215685,02	78,15	232631,40	20
101,31	175516,41	51,02	176008,031	104,37	180874,52	55,20	164294,38	21
83,51	144677,27	34,48	118943,357	87,00	150772,75	38,09	113377,58	22
68,38	118463,74	22,72	77599,0129	72,10	124953,64	25,69	0,00	23
55,63	96374,66	14,60	49770,1963	59,42	102976,74	16,93	0,00	24



E82/2000		E126/4000		V90/2000		V136/3450		v(m/s)
Curva Weibull* horas	Producción (Kw)	Curva Weibull* horas	Producción (Kw)	Curva Weibull* horas	Producción (Kw)	Curva Weibull* horas	Producción (Kw)	
44,97	77913,77	9,15	30769,8358	48,71	84405,28	10,91	0,00	25
36,14	0,00	5,60	0	39,71	0,00	6,87	0,00	26
Producción (kWh)	7447123,17	Producción (kWh)	16496172,6	Producción (kWh)	7470923,64	Producción (kWh)	16091082,76	
Producción (kWh)* frecuencia sector	670241,086	Producción (kWh)* frecuencia sector	1484655,54	Producción (kWh)* frecuencia sector	672383,127	Producción (kWh)* frecuencia sector	1448197,45	

### 7.6. Cálculo de la productividad anual del parque eólico.

La energía libre de un parque eólico corresponde con la suma de la energía que producirían los aerogeneradores aislados y sin pérdidas energéticas causadas por la transformación de la energía.

La realidad es que la energía neta vertida a la red eléctrica por el parque eólico es menor que esa energía libre debido a las pérdidas inherentes en un parque eólico.

En primer lugar, cabe destacar el efecto estela derivado del empleo de varios aerogeneradores en fila uno detrás del otro, un efecto de interferencia entre ellos. Este efecto causa pérdidas energéticas ya que la cantidad de energía que puede extraer un aerogenerador se ve reducida al haber pasado previamente dicha masa de aire por otro aerogenerador, pues ese viento ha perdido contenido energético al pasar por el rotor del otro aerogenerador.

La energía bruta del parque es la suma de la energía producida por los aerogeneradores del parque teniendo en cuenta el efecto estela, pero sin incluir las pérdidas eléctricas en cableados y transformadores, pérdidas de disponibilidad de los aerogeneradores por mantenimiento y reparaciones, pérdidas derivadas por la suciedad en las palas...

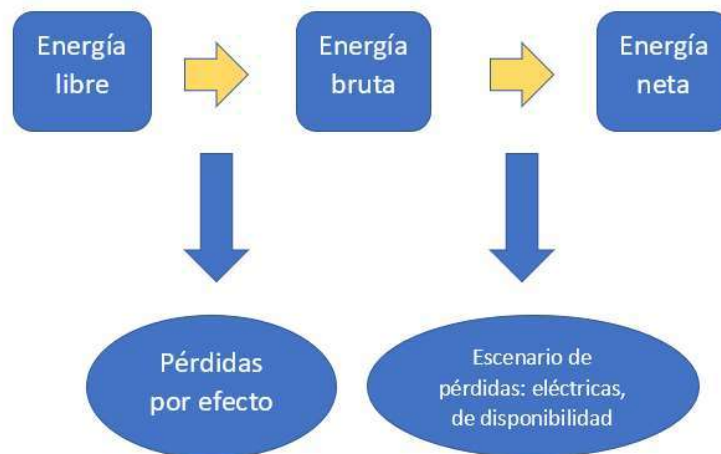


Figura 27. Esquema de pérdidas energéticas en los aerogeneradores. Elaboración propia

La siguiente Tabla 15 detalla la energía bruta total de cada aerogenerador, así como la obtenida para cada sector:

**Tabla 15. Energía bruta por sectores y en total por cada aerogenerador(KWh).**
**Fuente:Elaboración propia.**

Nº sector	Energía bruta producida por sectores (KWh)							
	E82/2000		E126/4000		V90/2000		V136/3450	
	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
1	869745,743	670241,086	1944761,5	1484655,54	870992,342	672383,127	1855889,07	1448197,45
2	272995,048	164430,034	480314,55	262582,592	283594,123	171299,254	547018,554	300129,674
3	109251,651	79074,9172	166005,253	113268,127	114989,125	83289,1662	197252,615	134886,619
4	106443,295	97929,9421	167096,586	154103,02	111770,412	101320,407	198218,822	181894,866
5	60505,1424	87388,7247	83932,1969	122922,723	63951,4592	92287,1756	99972,4003	146482,376
6	29578,0562	35731,4533	40595,0415	42930,7927	30389,4698	37814,5164	48072,2291	51472,4272
7	49713,0945	55135,7953	54322,7135	59994,2983	53056,0778	58971,9503	64993,7274	72261,5402
8	256236,03	269760,958	380577,302	421833,053	267904,716	279775,044	438019,659	473601,74
9	1593191,81	1539832,23	3601527,42	3560556,71	1593208,33	1533533,1	3434444,62	3260560,12
10	1187106,95	1349499,35	2693568,53	3080839,17	1183925,36	1343427,05	2466576,08	2757207,29
11	594503,316	822867,048	1337630,34	1824759,4	593707,855	823403,971	1237141,01	1702620,05
12	513147,533	458903,313	1137015,16	979537,74	514741,67	462926,348	1109239,15	987074,079
TOTAL (KWH)	5642417,67	5630794,85	12087346,6	12107983,2	5682230,93	5660431,1	11696837,9	11516388,2
TOTAL (MWh)	5642,41767	5630,79485	12087,3466	12107,9832	5682,23093	5660,4311	11696,8379	11516,3882

La productividad energética total será, por tanto, la suma de la productividad de cada sector para aerogenerador instalado, aplicándole a éste unos coeficientes correctores que modifiquen dicha productividad para que se tenga en cuenta las pérdidas ocasionadas.

La siguiente Tabla (Tabla 16) aplica el coeficiente reductor que tiene en cuenta las pérdidas energéticas, por lo que permite obtener la energía total neta asociada a cada aerogenerador.

El coeficiente empleado es el correspondiente a aplicar unas pérdidas energéticas del 15%.

**Tabla 16. Energía Bruta y Energía Neta por aerogenerador. Fuente: Elaboración propia.**

	Energía total producida (KWh)							
	E82/2000		E126/4000		V90/2000		V136/3450	
	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
Energía TOTAL Bruta (KWH)	5642417,67	5630794,85	12087346,6	12107983,2	5682230,93	5660431,1	11696837,9	11516388,2
Energía TOTAL Bruta (MWH)	5642,41767	5630,79485	12087,3466	12107,9832	5682,23093	5660,4311	11696,8379	11516,3882
Energía TOTAL Neta (KWH)	4796055,02	4786175,62	10274244,6	10291785,7	4829896,29	4811366,44	9942312,25	9788929,99
Energía TOTAL Neta (MWH)	4796,05502	4786,17562	10274,2446	10291,7857	4829,89629	4811,36644	9942,31225	9788,92999

### 7.7. Determinación del número de aerogeneradores a emplear.

Para el cálculo de la energía total producida en un parque eólico, como es evidente, se requiere conocer la energía que produce cada aerogenerador para posteriormente sumar la totalidad de energía producida por el conjunto de aerogeneradores.

Mediante el cálculo de la energía por unidad de aerogenerador hemos averiguado qué aerogenerador resulta más viable energéticamente hablando debido a que produce una mayor energía unitaria. No obstante, es posible que, para la totalidad de energía producida en el parque a diseñar en el emplazamiento no coincida con dicho aerogenerador.

Esto es debido a que existen una serie de pautas o criterios a seguir en el diseño del parque que pueden llevar a el empleo de un número distinto de aerogeneradores dependiendo de la tipología empleada. Por ello, es necesario hacer el cálculo de aerogeneradores para asegurar la elección correcta del aerogenerador.

El criterio que determina el número de aerogeneradores se basa en la distancia que se requiere entre aerogeneradores para evitar interferencias en el viento entre ellos.

Tal y como marca el IDAE, los aerogeneradores habitualmente se disponen en filas, perpendiculares a la dirección del viento predominante, separados entre ellos unos tres diámetros de rotor. Con esta separación se trata de evitar que las turbulencias provocadas en el viento por cada máquina afecten al resto de aerogeneradores. Por la misma razón, la separación entre filas paralelas de aerogeneradores suele ser superior a siete diámetros de rotor.

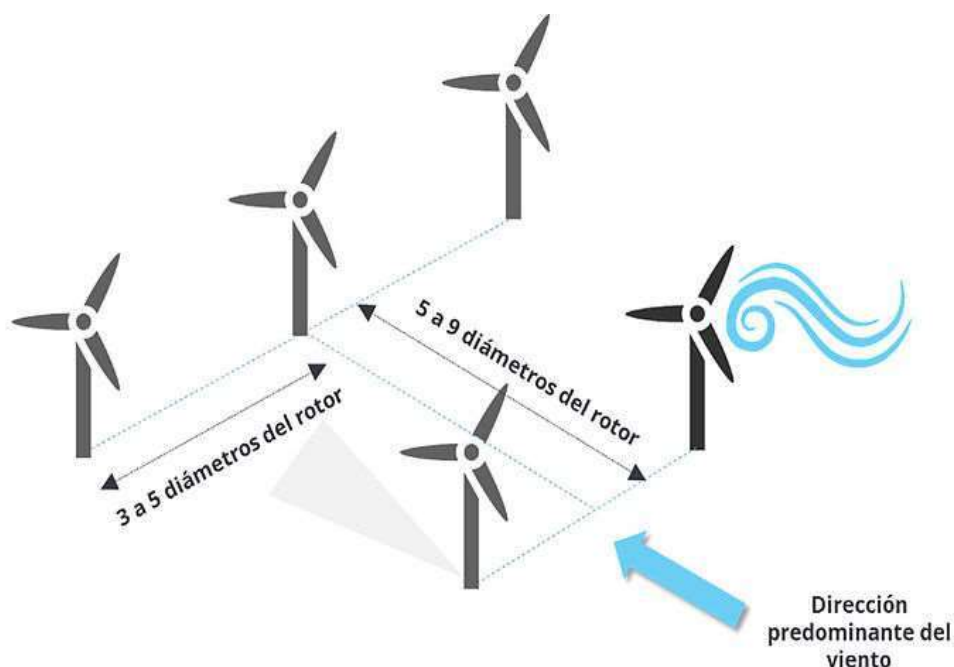
Por tanto, para la determinación del número de aerogeneradores a emplear se emplean las siguientes fórmulas:

$$N^{\circ} \text{ de aerogeneradores} = \frac{\text{Distancia disponible (m)}}{\text{Distancia entre aerogeneradores (m)}}$$

Siendo:

$$\text{Distancia entre aerogeneradores} = 3 * \text{Diámetro del rotor (m)}$$

La distancia disponible se ha medido mediante la plataforma del IDE Aragón a través de una de las opciones que dispone, uniendo los dos puntos estudiados. Estos dos se correspondían con los dos extremos de espacio disponible con buen recurso eólico.



**Figura 28. Criterio de dimensionamiento parque eólico. Distancia mínima entre aerogeneradores.**

Esta distancia, tal y como se ha comentado ya en el apartado del Análisis del emplazamiento, se corresponde con 3125 metros. Por tanto, y empleando las fórmulas de nº de aerogeneradores y distancia entre aerogeneradores, se obtiene la siguiente Tabla ( Tabla 17) con el número de aerogeneradores a emplear según la tipología de turbina:

**Tabla 17. Nº de aerogeneradores a emplear en el emplazamiento según el modelo de aerogenerador. Fuente: Elaboración propia**

Aerogenerador	Marca	Diámetro del rotor (m)	Distancia entre aerogeneradores	Nº aerogeneradores
E82/2	ENERCON	82	246	12
E126/4,2	ENERCON	127	381	8
V90/2000	VESTAS	90	270	11
V136/3450	VESTAS	136	408	7

Cabe destacar de estos resultados que el nº de aerogeneradores corresponde con el nº entero minorado obtenido de la ecuación relativa al nº de aerogeneradores, pues resulta obvio entender que no es posible instalar un nº decimal de aerogeneradores, y que el número de aerogeneradores debe ser redondeado a la baja por falta de espacio si se realiza a la inversa.

Por tanto, queda por determinar dos datos importantes que definen la productividad de los aerogeneradores: el número de horas equivalentes y el factor de carga del parque eólico.

#### 7.8. Cálculo del número de horas equivalente.

El (*Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre*) define este concepto como “ el número de horas equivalentes de funcionamiento de una instalación de producción de energía eléctrica como el cociente entre la producción neta anual expresada en kWh y la potencia nominal de la instalación expresada en Kw.”

$$h_{eq} = \frac{E \text{ (kWh)}}{P_n \text{ (kW)}}$$

Por tanto, este parámetro es un índice que indica el número de horas al año que el aerogenerador estaría funcionando en el caso de que éste funcionara siempre a su potencia nominal para producir la energía anual del aerogenerador.

#### 7.9. Cálculo del Factor de carga.

Por otro lado, el factor de carga es el cociente entre el número de horas equivalentes de un año entre el número de horas totales anuales, es decir, las horas reales de funcionamiento.

También se define como el cociente entre la energía real producida por el parque eólico entre la energía que se habría producido si éste trabajara siempre a plena carga. Por tanto, el factor de carga medido en porcentaje es un índice muy representativo de la capacidad productiva del parque y, por tanto, de su rentabilidad a nivel técnico.

Consideraremos que a partir de un 30% de factor de carga el parque eólico es rentable a nivel técnico.

La Tabla 18 recoge los factores de carga calculados para cada aerogenerador en los dos puntos de estudio:

**Tabla 18. Energía neta total del parque eólico según el modelo de aerogenerador empleado, nº de horas equivalente y factor de carga. Fuente: Elaboración propia.**

	E82/2000		E126/4000		V90/2000		V136/3450	
	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
Energía Neta por aerogenerador (KWH)	4796055,02	4786175,62	10274244,6	10291785,7	4829896,29	4811366,44	9942312,25	9788929,99
Horas equivalentes	2398,0275	2393,0878	2568,5611	2572,94642	2414,9481	2405,6832	2881,8296	2837,3710
Factor de carga	0,27	0,27	0,29	0,29	0,28	0,27	0,33	0,32
Nº aerogeneradores	12	12	8	8	11	11	7	7
Energía TOTAL Neta (KWH)	57552660,2	57434107,4	82193956,8	82334285,5	53128859,2	52925030,8	69596185,7	68522509,9

#### 7.10. Selección del modelo de aerogenerador.

Observando la Tabla obtenida en el apartado anterior 4.9. (Tabla 18) de cálculo del factor de carga, concluimos que, de los aerogeneradores estudiados, el modelo Vestas 136/3450 es el que mejor aprovecha la energía eólica disponible, pues es el que mayor factor de carga ofrece, y, por tanto, este será el tipo de aerogenerador se empleará para el análisis de viabilidad económica en este proyecto.

## **CAPÍTULO 8. ANÁLISIS DE VIABILIDAD ECONÓMICA**

### **DEL PARQUE**

Una vez determinado que el emplazamiento cumple todos los requisitos técnicos, medioambientales y legislativos para la instalación de un parque, escogido el modelo de aerogenerador óptimo y dimensionado el parque con dicho aerogenerador, únicamente resta determinar si el parque eólico resulta viable a nivel económico.

Para ello, se calculan el VAN (Valor Actual Neto) y el TIR (Tasa Interna de Rentabilidad) mediante el software RETSCREEN.

El VAN es un método de valoración de inversiones en la que se parte de la rentabilidad mínima que se desea obtener ( $i$ ). Con esta rentabilidad mínima se calcula el valor actualizado de los flujos de caja (diferencia entre cobros y pagos) de la operación. Si es mayor que el desembolso inicial, la inversión es aceptable. Dicho cálculo se corresponde con la siguiente fórmula:

$$VAN = -A + \sum_{s=1}^n \frac{Q_s}{(1+i)^s}$$

Siendo:

$A$ : desembolso inicial.

$i$ : rentabilidad mínima que se le exige a la inversión.

$Q_s$ : flujo de caja en el momento  $s$ .

$n$ : nº de años que dura la inversión.

Por otro lado, el TIR es la tasa con la que se define el tipo de interés  $r$  que hace su valor neto igual a 0, siendo dicha tasa " $r$ " la que queda definida mediante la siguiente ecuación:

$$0 = -A + \sum_{s=1}^n \frac{Q_s}{(1+r)^s}$$

El RETScreen es un software de gestión de energías que consiste en un paquete de programas desarrollado por el Gobierno de Canadá. Se emplea este software en el proyecto debido a que una de sus funcionalidades es el cálculo de un análisis financiero que incluye el cálculo del VAN y TIR para proyectos de modelos de energía como parques eólicos.

Antes del cálculo del VAN y el TIR, se va a analizar los costes y beneficios del parque eólico. Para este análisis económico, los datos tomados se corresponden con datos del Plan de Energías Renovables 2011-2020.



## 8.1. Costes.

### 8.1.1. Costes de inversión.

Se corresponden con los costes iniciales del proyecto y hacen referencia a los costes de los aerogeneradores, transporte y montaje de los aerogeneradores en el emplazamiento, la cimentación, el cableado y los sistemas de control.

Para el cálculo de la inversión inicial se tienen en cuenta las siguientes consideraciones, las cuales han sido extraídas del PER 2011-2020:

Los costes de inversión de un parque eólico se pueden dividir, por norma general, en los siguientes rangos de inversión:



**Figura 29. Rangos de costes de inversión de un parque eólico. Fuente: Plan de Energías Renovables 2011-2020.**

Para el cálculo de los aerogeneradores, se toma un coste aproximado de aerogenerador de 2MW de 980.000 €/MW para un modelo de 100 metros de altura. Para la adaptación del coste a los aerogeneradores del proyecto, se tiene en cuenta las siguientes consideraciones adicionales, las cuales aparecen en la ilustración 33:

- Modificaciones del precio de 0,5% del mismo por metro adicional.
- Incrementos del 6% por MW adicional para una misma altura.

Teniendo en cuenta todo esto, para los aerogeneradores del presente proyecto (Vestas V136-3450), con una altura de 132 metros y 3,45 MW, el coste estimado por aerogenerador es de 1.141.000€, lo que constituye un gasto total en aerogeneradores para el parque eólico de 27.547.905€

Para ese coste estimado de aerogeneradores, y teniendo en cuenta los porcentajes de costes de inversión del PER que aparecen en la Figura 28, se obtienen los siguientes costes de inversión para nuestro parque eólico (Tabla 19):

**Tabla 19. Costes de inversión parque eólico. Fuente: elaboración propia.**

Costes de inversión (€)		
Aerogeneradores	75%	27.547.905
Obra civil e ingeniería	8%	2.938.443,2
Instalación eléctrica	5%	1.836.527
Subestación y conexión eléctrica	10%	3.673.054
Promoción	2%	734.610,8
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>36.730.540€</b>

### 8.1.2. Costes de operación.

Los costes de explotación de los parques eólicos en tierra se estiman en el PER 2011-2020 (PER 2011) en ~45.000 €/MW/año, el cual se ha mantenido prácticamente constante en términos reales durante la última década. Cabe destacar también que este valor no está considerando tributos de índole local o autonómica, sino que es considerado para un caso de aplicación general al conjunto nacional español.

Este tipo de costes hacen referencia a los costes derivados del mantenimiento de los aerogeneradores, de la red eléctrica, así como seguros y otros costes administrativos.

Este coste estimado en el PER 2011 de 45.000 euros/MW/año, se compone de entre 9 y 12 c€/2010/MWh de mantenimiento de los aerogeneradores, de 1.200 €/2010/MW de mantenimiento de la instalación eléctrica, de unos seguros anuales equivalentes a ~0,75% de la inversión, de un coste de alquiler situado entre 4.000 y 6.000 €/2010/MW (aunque existe una tendencia a contratar el alquiler como un porcentaje ~2/3% de los ingresos), de unas tasas cercanas a 3.000 €/2010/MW y de unos costes adicionales de gestión y administración de 6.000 €/2010/MW.

Aplicando el coste estimado en el PER a la aplicación del proyecto, los costes de explotación del parque eólico son de 1.086.750€/año.

## 8.2. Beneficios

Los beneficios que tiene un parque eólico onshore se dividen en dos tipos: beneficios derivados de la exportación de energía, y los proporcionados por la venta de bonos de emisiones de CO<sub>2</sub>.

### 8.2.1. Exportación de energía.

Para el cálculo de la tarifa de exportación de energía del parque eólico, se tiene en cuenta lo especificado en el El Real Decreto 413/2014, el cual establece que las instalaciones eólicas ubicadas en tierra forman parte del subgrupo b.2.1.

Clasificación de las instalaciones tipo según el Real Decreto 413/2014						
Grupo	Subgrupo	Combustible	Rango de potencia	Subtipo de tecnología	Año de autorización de explotación definitiva	Código Instalación Tipo
b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2014	IT-00664
b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2015	IT-00665
b.2	b.2.1	-	P > 5 MW	-	2016	IT-00666
b.3.	-	-	-	-	2011	IT-00667
b.3.	-	-	-	-	2014	IT-00668

**Figura 30. Clasificación de instalaciones según el Real Decreto 413/2014. Fuente: BOE.**

En el artículo 2 del RD413/2014, se define, en la categoría b.2, a “las instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la energía eólica”, y dentro de dicha categoría, la subcategoría b.2.1 se corresponde con “las instalaciones eólicas ubicadas en tierra”. Por tanto, y dado que la potencia a instalar es mayor a 5MW, tomando 2016 como año de autorización de explotación, el código de instalación del proyecto será el IT-00666.

La tarifa de exportación de energía, de acuerdo con el artículo 7 de la Ley 24/2013, añade a la retribución por la venta de la energía generada a precio de mercado una retribución específica con el objetivo de fomentar las energías renovables como fuente de producción. Dicha tarifa se calcula por tanto mediante la siguiente fórmula:

$$\text{Tarifa de exportación} \left( \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) = \frac{\text{Retribución específica}}{\text{Energía anual producida}} + \text{Precio de mercado}$$

Siendo:

- La Retribución específica el resultado de la siguiente operación:

$$\text{Retribución específica} = R_{inv} * \text{Potencia instalada} + R_0 * \text{Energía anual}$$

Para la realización de dicho cálculo se requiere conocer por tanto una serie de parámetros y especificaciones que van asociadas al tipo de instalación y que están establecidas en la Orden IET/1045/2014.

Para el caso de aplicación del presente proyecto, con código de instalación IT-00666, se obtiene del Artículo 5, una vida útil regulatoria de 20 años.

Categoría	Grupo	Subgrupo	Vida útil regulatoria (años)
a)	a.1	a.1.1, a.1.2 y a.1.3	25
	a.2		25
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
c)	c.1, c.2 y c.3		25

**Figura 31. Vida útil regulatoria en función de la categoría de la instalación. Fuente : BOE. Orden IET/1045/2014, Artículo 5.**

Por otro lado, observando la tabla de la siguiente Figura 31, obtenemos los valores de 101.381 euros/MWh de Retribución a la inversión ( $R_{inv}$ ), que según el artículo 11 del RD 413/2014 se corresponde con un término retributivo por unidad de potencia, y 0,00 euros/MWh de Retribución a la Operación ( $R_0$ ), parámetros muy importantes para el cálculo de la retribución específica del parque (fórmula de *Retribución específica* ).

Código de Identificación	Vida Útil Regulatoria (años)	Coeficiente de ajuste $C_{1,2}$	Retribución a la Inversión $R_{inv}$ 2014-2016 (€/MW)	Retribución a la Operación $R_0$ (€/MWh) 2014	Horas de funcionamiento máximo para la percepción de $R_0$ (h)	Nº Horas equivalentes de funcionamiento mínimo $Nh$ (*) Anual 2014-2016 (h)	Umbral de funcionamiento $Uf$ (*) Anual 2014-2016 (h)	Porcentajes aplicables a $Nh$ y $Uf$ anuales, para el cálculo del nº de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento de los periodos de 3, 6 y 9 meses (%)		
								3 meses	6 meses	9 meses
IT-00665	20	0,7615	101.240	0,000	-	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00666	20	0,7626	101.381	0,000	-	1.050	630	15%	30%	45%
IT-00667	20	1,0000	785.549	-	-	500	200	15%	30%	45%
IT-00668	20	0,5652	187.040	-	-	2.550	765	15%	30%	45%

**Figura 32. Parámetros retributivos por categorías. Fuente: BOE, Orden IET/1045/2014.**

- Precio de mercado: este es un valor que varía con el tiempo. El mercado mayorista (OMIE) cifra en 47,7 euros/MWh el precio medio en 2019, un 16,7% inferior al de 2018.

Tomando estos valores, y empleando las fórmulas de Retribución específica y Tarifa de exportación obtenemos una retribución específica de 2.448.351,15€ y una tarifa de exportación de 82,88€/MWh.

Una vez calculada la tarifa de exportación de energía, el beneficio derivado de la explotación del parque eólico para la generación de energía se obtiene de multiplicar dicha tarifa por la energía eléctrica que se produce en el parque eólico.

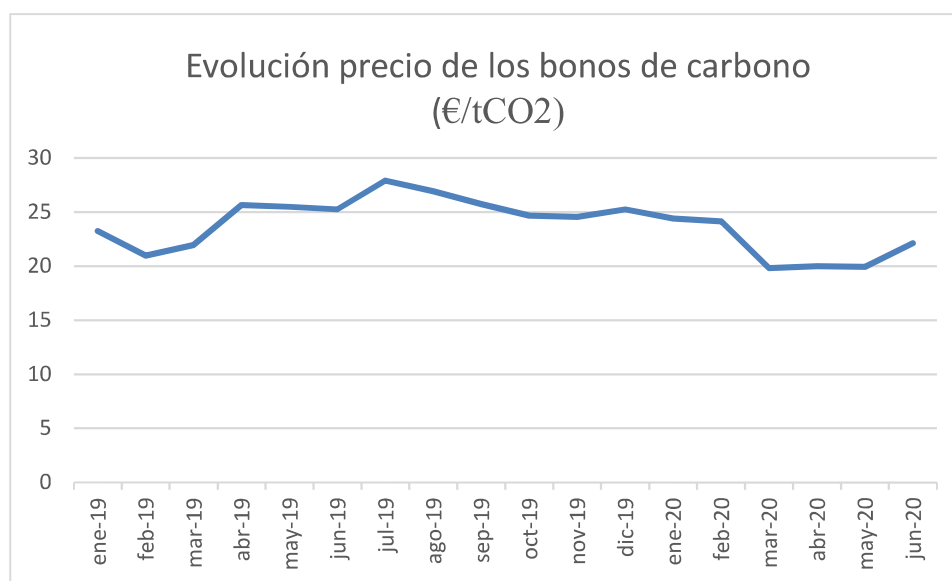
### 8.2.2. Venta de bonos de emisión de CO<sub>2</sub>

Los bonos de carbono son un mecanismo internacional propuesto en el Protocolo de Kioto que tiene como objetivo reducir el calentamiento global mediante la reducción de las emisiones de

CO<sub>2</sub>. La transacción económica de estos bonos permite “premiar” a las empresas que no emiten o disminuyen la emisión y haciendo pagar a las que lo hacen por encima del nivel permitido.

Mediante este sistema se ofrecen incentivos económicos a las empresas para fomentar el desarrollo sostenible y la regulación de las emisiones que se generan con la producción. Un bono de carbono se corresponde con el derecho de emisión de una tonelada de dióxido de carbono. (Fundación Bioplanet Paris 2015).

En la Figura 32 se representa la evolución del precio de los bonos de carbono en los últimos meses.



**Figura 33. Evolución del precio de los bonos de carbono en los últimos meses. Fuente: Elaboración propia. Datos: SENDECO2**

Tal y como se observa en la Figura 32, el precio fluctúa en el último año y medio entre los 19 y los 28 euros, siendo actualmente (Junio de 2020) de 22,14€. Este es el precio que se va a considerar en el cálculo de los beneficios del proyecto.

Se emplea la herramienta Retscreen para obtener el valor de las emisiones de CO<sub>2</sub> que emitiría la misma cantidad de energía que produce el parque si se produjera en una instalación de gas.

### 8.3. ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis de la viabilidad económica se lleva a cabo en el proyecto mediante el cálculo de los indicadores VAN (Valor Actual Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno). Ambas se relacionan con el flujo de caja y buscan el cálculo del tiempo en que el parque eólico, en este caso, tardará en recuperar su inversión inicial.

Para que el parque eólico sea rentable, el valor del indicador VAN debe ser positivo, pues mediante un valor mayor a 0 se considera que se recupera la inversión en el plazo estimado.

Por otro lado, el TIR hace referencia al tipo de interés para el cual el VAN es 0. Por tanto, su valor determinará la tasa a la que se recupera su inversión en un cierto tiempo. En consecuencia, cuanto mayor es el TIR, más rentable es el proyecto.

En el presente proyecto se considerará rentable un parque eólico con un TIR mayor al 7% y un periodo de retorno de la inversión menor a 10 años.

Para el cálculo de tales indicadores, se introducen los datos de los aerogeneradores empleados en el proyecto en la herramienta RetScreen, así como todos los beneficios y costes que se han calculado en los apartados anteriores.

Tal y como se ha especificado en el Apartado 5.2.1., se considera una vida útil regulatoria de 20 años.

Otros datos para tener en cuenta son la consideración de una tasa de inflación del 2% y una de descuento del 5% en los cálculos que se realizan en este análisis.

En la siguiente Tabla 20 se recopilan los datos calculados relativos a los costes y que se emplean en el Análisis financiero realizado mediante la herramienta RetScreen:

**Tabla 20. Datos empleados para el Análisis Financiero mediante RetScreen.**

**Fuente:Elaboración propia.**

Datos empleados para el Análisis Financiero	
Costes de inversión	36.730.540
Costes de operación	1.086.750€/año
Retribución a la inversión	101.381€/MWh
Retribución a la Operación	0,00€/MWh
Retribución específica	2.448.351,15 €
Tarifa de exportación	82,88€/MWh
Precio de mercado	47,7€/MWh
Precio de los bonos de carbono	22,14€/Tco2
Vida útil regulatoria	20 años
Tasa de Inflación	2%
Tasa de Descuento	5%

### 8.3.1. Resultados.

A continuación (Tabla 21), se presentan los resultados obtenidos en el análisis financiero realizado con la herramienta RetScreen:

**Tabla 21. Resultados Análisis Financiero obtenidos mediante RetScreen. Fuente: Elaboración propia, datos calculados mediante RetScreen.**

Resultados Análisis financiero	
Renta de exportación de electricidad	5.394.876€
Renta por reducción de GEI-20 años	285.674€
Total Renta y Ahorros anuales	5.680.550€
Tasa Interna de Retorno TIR	9,6%
Valor Actual Neto (VAN)	15.968.759€
Pago simple de retorno de capital	8,4 años
Ahorros Anuales en ciclo de vida	1.281.375€/año
Relación Beneficio-Coste	1,41
Coste de producción de energía	73,87€/MWh

Con el objetivo de presentar de un modo más visual los resultados obtenidos, se presenta mediante la Figura 37 el gráfico del flujo de caja del proyecto, en el cual se puede apreciar un cambio a un flujo de caja positivo a partir del año 8,6 (tiempo de retorno del capital).

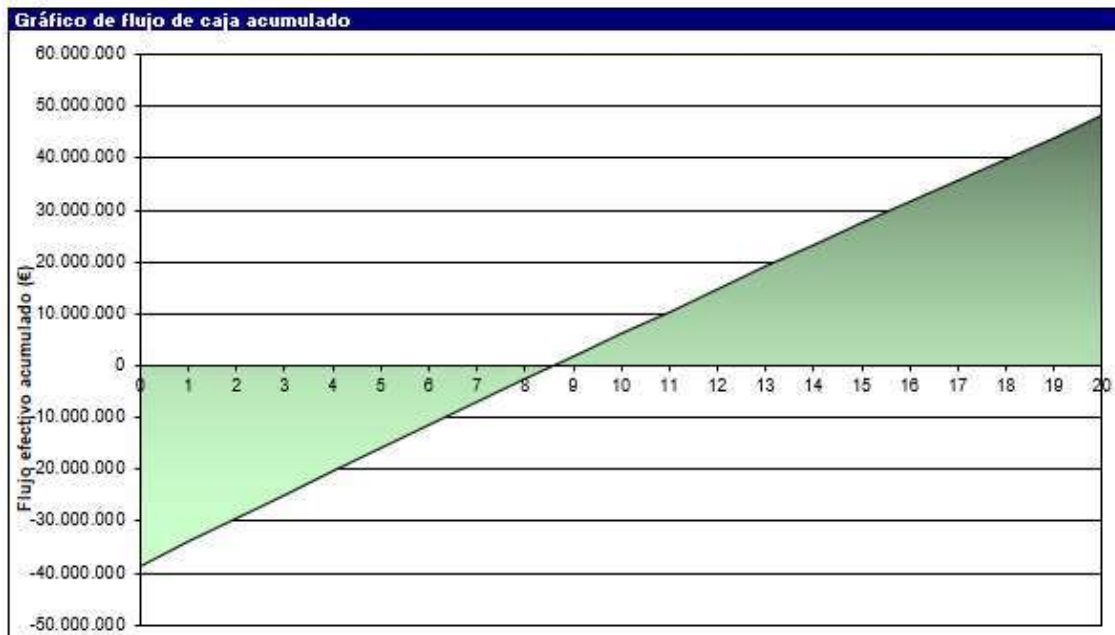


Figura 34. Gráfico flujo de caja. Fuente: RetScreen.

### 8.3.2. Conclusiones.

Observando los resultados obtenidos para el análisis financiero, se concluye que el parque eólico es rentable a nivel económico. Por un lado, debido al valor positivo del VAN, y un valor mayor al 7% en la Tasa de Interna de Retorno (9,6%). El tiempo que se tardará en recuperar la inversión será de 8,6 años, y posteriormente, el parque obtendrá unos beneficios de 1.281.375€ anuales.



## **CAPÍTULO 10. CONCLUSIONES DEL PROYECTO**

El presente proyecto ha realizado el estudio del recurso eólico aprovechable en la Comunidad Autónoma de Aragón para el emplazamiento de un parque eólico terrestre. En concreto, se ha realizado, mediante una metodología de imposición de criterios restrictivos sobre el mapa de la Comunidad de Aragón, la selección de una zona que resultase viable a nivel energético, técnico y medioambiental para llevar a cabo el proyecto. Una vez impuestos todos los criterios, se ha seleccionado una zona de 3125 metros en línea recta ubicada en una colina de la provincia de Zaragoza a una altitud media aproximada de 1250 metros sobre el nivel del mar.

Para ese emplazamiento, por otro lado, se ha llevado a cabo un estudio energético para seleccionar, entre varias alternativas de aerogeneradores, la opción de diseño del parque que mejor uso hacía del recurso energético de la zona. Tras un cálculo energético con cada modelo de aerogenerador, se ha concluido en la selección de la alternativa constituida por un total de siete aerogeneradores del modelo Vestas V136-3450, de 3,45 MW por aerogenerador. Estos aerogeneradores tienen una altura de 132 metros y con ellos se obtiene, para la aplicación del proyecto, de un factor de carga de 0,33 y una potencia total instalada de 24,15MW.

Una vez establecida la zona y seleccionada la opción de diseño que mejor aprovechaba el recurso eólico, únicamente restaba conocer si la propuesta era viable a nivel económico. Por ese motivo, el presente proyecto realiza también un estudio de costes y beneficios para poder, mediante la herramienta RetrsCreen, realizar un análisis financiero que determinase la viabilidad económica del mismo. En concreto, se analizan los índices VAN (Valor Actual Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno), tras lo que se concluye en el resultado positivo del análisis, con un TIR de 9,6% y un periodo de retorno del capital de 8,4 años, tras lo que se obtiene un beneficio de 1.281.375€ anuales.

## CAPÍTULO 11. REFERENCIAS.

- IDEARAGON,2020:Visor 2D. Instituto Geográfico de Aragón.  
<https://idearagon.aragon.es/visor/>
- AEE, 2017: Asociación Empresarial Eólica. 2017. [www.aeeolica.org](http://www.aeeolica.org)
- Global Wind Atlas, 2019: Atlas Eólico Mundial. DTU Wind Energy.  
<https://globalwindatlas.info/>
- IDAE, 2006: Manual de Energías Renovables: Energía eólica. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). 2006. [www.idae.es](http://www.idae.es)
- IDAE, 2011: Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). 2011. [www.idae.es](http://www.idae.es)
- ABB,2012: Cuaderno de aplicaciones técnicas n.o 12 Plantas eólicas. Asea Brown Boveri, S.A.
- Climate data, 2018: Climate data. 2018. [www.climate-data.org](http://www.climate-data.org)
- IDEARAGON,2019: Infraestructura de datos especiales de Aragón. Instituto Geográfico de Aragón (IGEAR) <https://www.aragon.es/-/infraestructura-de-datos-especiales-de-aragon-idearagon>
- The Wind Power, 2017: The Wind Power. 2017. [www.thewindpower.net](http://www.thewindpower.net)
- Vestas, 2017: Catalogo 2 MW platform. Vestas. 2017. [www.vestas.com](http://www.vestas.com).
- Enercon, 2007: Catalogo aerogeneradores Enercon. Enercon. 2007. [www.enercon.de](http://www.enercon.de)
- Cucó, 2017: Manual de Energía Eólica: Desarrollo de proyectos e instalaciones. Salvador Cucó Pardillos, Ed. UPV. 2017.
- Ekidom,: *Historia de la energía eólica*. Ekidom Energías Renovables.  
<http://www.ekidom.com/historia-de-la-energia-eolica>







# PRESUPUESTO

## 1. UNIDADES FUNCIONALES

Para la realización del presupuesto del presente proyecto se emplean las siguientes unidades funcionales:

**Tabla 22. Unidades funcionales del presupuesto.**

CUADRO DE UNIDADES FUNCIONALES	
1	Estudio del recurso eólico de la Comunidad Autónoma de Aragón
2	Selección del emplazamiento del parque eólico
3	Estudio del estado del arte y selección de alternativas
4	Cálculo energético
5	Estudio de viabilidad económica
6	Presentación del proyecto

## 2. ESTADO DE MEDICIONES.

En la siguiente tabla se describe el conjunto de operaciones que comprenden cada unidad funcional y se desglosan las mediciones en las que se ha dividido el proyecto para el cálculo de su presupuesto:

**Tabla 23. Cuadro de descripción de la partida 1.**

Estado de mediciones unidad funcional 1		
Concepto	Unidad	Medición
Estudio del recurso del viento en la Comunidad de Aragón.	Horas	40
Establecimiento de zonas con recurso eólico suficiente.	Horas	10
<b>Total unidad funcional 1</b>	<b>Horas</b>	<b>70</b>

**Tabla 24. Cuadro de descripción de la partida 2.**

Estado de mediciones unidad funcional 2		
Concepto	Unidad	Medición
Estudio de los criterios medioambientales a tener en cuenta y cribado de zonas por dichos criterios.	Horas	30
Estudio del estado del arte de los parques eólicos ya existentes para el cribado de zonas en base a este criterio.	Horas	10
Selección de la colina y estudio de viabilidad técnica en base a criterios de orientación al viento, altura y extensión del terreno disponible.	Horas	25
<b>Total unidad funcional 2</b>	<b>Horas</b>	<b>65</b>

**Tabla 25. Cuadro de descripción de la partida 3.**

Estado de mediciones unidad funcional 3		
Concepto	Unidad	Medición
Estudio del estado del arte de los tipos de aerogeneradores existentes.	Horas	20
Análisis de los tipos de aerogeneradores empleados en parques similares.	Horas	20
Investigación sobre los distintos fabricantes y modelos existentes en el estado del arte	Horas	15
Reuniones con proveedores y selección de alternativas	Horas	20
<b>Total unidad funcional 3</b>	<b>Horas</b>	<b>75</b>

**Tabla 26. Cuadro de descripción de la partida 4.**

Estado de mediciones unidad funcional 4		
Concepto	Unidad	Medición
Cálculo del nº de aerogeneradores a emplear para cada modelo	Horas	20
Cálculo de la energía producida por aerogenerador	Horas	20
Investigación sobre los distintos fabricantes y modelos existentes en el estado del arte	Horas	15
Reuniones con proveedores y selección de alternativas	Horas	20
<b>Total unidad funcional 4</b>	<b>Horas</b>	<b>75</b>

**Tabla 27. Cuadro de descripción de la partida 5.**

Estado de mediciones unidad funcional 5		
Concepto	Unidad	Medición
Análisis de costes del parque eólico.	Horas	15
Análisis de beneficios estimados	Horas	15
Volcado de datos en la herramienta RetsCreen y cálculo de los parámetros financieros deseados.	Horas	10
Estudio de los resultados y extracción de conclusiones.	Horas	15
<b>Total unidad funcional 5</b>	<b>Horas</b>	<b>55</b>

**Tabla 28. Cuadro de descripción de la partida 6.**

Estado de mediciones unidad funcional 6		
Concepto	Unidad	Medición
Generación de gráficos, tablas y figuras complementarias.	Horas	20
Redacción del proyecto.	Horas	60
Preparación y presentación	Horas	15
<b>Total unidad funcional 6</b>	<b>Horas</b>	<b>95</b>



### 3. CUADRO DE PRECIOS

#### 3.1. Cuadro de precios Nº1. Mano de obra.

El proyecto se realiza por un Ingeniero, por lo que hay que realizar el cálculo de su coste hora teniendo en cuenta lo siguiente:

- El ingeniero trabaja en una empresa.
- El nº de horas para el cálculo del coste hora se extrae del Convenio Colectivo de la empresa. En el caso del proyecto se tiene en cuenta un total de 1.752 horas.
- El sueldo neto percibido es de 35.000 €/año.

**Tabla 29. Datos coste de la mano de obra.**

Datos para el cálculo del coste/hora		
	Ud	Medición
Sueldo bruto anual	€	35.000
Retenciones por IRPF	€	6.342,00
Cuotas a la Seguridad Social	€	2.222,50
Sueldo neto anual	€	26.435,50
Tipo de retención sobre la nómina	%	18,12
Sueldo neto mensual (12 pagas)	€	2.203,00

**Tabla 30. Precio mano de obra.**

Concepto	Unidad	Medición
Coste total	€	35.000
Horas laborables anuales	horas	1752
Coste/hora	€/hora	19,98

#### 3.2. Cuadro de precios Nº2. Activos materiales.

Para la realización del presente proyecto se requiere el empleo de un Software de Análisis de Proyectos de Ingeniería.

Adicionalmente, se requiere de material fungible del tipo material de oficina: folios, útiles de escritura, material de oficina, impresión..

**Tabla 31. Precio activos materiales.**

Concepto	Unidad	Medición
Software RetScreen	€/unidad	774,24
Material fungible	€/unidad	20

#### 3.3. Cuadro de precios Nº3. Precios unitarios.

Este cuadro de precios tiene en cuenta la información generada en los cuadros de los apartados 2 de estado de mediciones por partida y 3.1. de precio de mano de obra.

**Tabla 32. Cuadro de precios unitarios.**

Nº	Partida	Unidad	Medición
1	Estudio del recurso eólico de la Comunidad Autónoma de Aragón	€/unidad	1398,6
2	Selección del emplazamiento del parque eólico	€/unidad	1298,7
3	Estudio del estado del arte y selección de alternativas	€/unidad	1498,5
4	Cálculo energético	€/unidad	1498,5
5	Estudio de viabilidad económica	€/unidad	1098,9
6	Presentación del proyecto	€/unidad	1898,1

#### 3.4. Cuadro de precios Nº4. Precios descompuestos.

Los precios descompuestos para cada partida se presentan a continuación:

**Tabla 33. Precios descompuestos de la partida 1.**

Concepto	Unidad	Medición	Importe (€/Ud)	Precio (€)
Material fungible	Unidad	1	20	20
Mano de obra	Unidad	Medición	Importe (€/horas)	Precio (€)
Ingeniero Industrial	Horas	70	19,98	1398,6
<b>TOTAL PARTIDA Nº1</b>				<b>1418,6</b>

**Tabla 34. Precios descompuestos de la partida 2.**

Concepto	Unidad	Medición	Importe (€/Ud)	Precio (€)
Material fungible	Unidad	1	20	20
Mano de obra	Unidad	Medición	Importe (€/horas)	Precio (€)
Ingeniero Industrial	Horas	65	19,98	1298,7
<b>TOTAL PARTIDA Nº2</b>				<b>1318,7</b>

**Tabla 35. Precios descompuestos de la partida 3.**

Concepto	Unidad	Medición	Importe (€/Ud)	Precio (€)
Material fungible	Unidad	1	20	20
Mano de obra	Unidad	Medición	Importe (€/horas)	Precio (€)
Ingeniero Industrial	Horas	75	19,98	1498,5
<b>TOTAL PARTIDA Nº3</b>				<b>1518,5</b>

**Tabla 36. Precios descompuestos de la partida 4.**

Concepto	Unidad	Medición	Importe (€/Ud)	Precio (€)
Material fungible	Unidad	1	20	20
Mano de obra	Unidad	Medición	Importe (€/horas)	Precio (€)
Ingeniero Industrial	Horas	75	19,98	1498,5
<b>TOTAL PARTIDA Nº4</b>				<b>1518,5</b>

**Tabla 37. Precios descompuestos de la partida 5.**

Concepto	Unidad	Medición	Importe (€/Ud)	Precio (€)
Material fungible	Unidad	1	20	20
Software RetScreen	Unidad	1	774,24	774,24
Mano de obra	Unidad	Medición	Importe (€/horas)	Precio (€)
Ingeniero Industrial	Horas	55	19,98	1098,9
<b>TOTAL PARTIDA Nº5</b>				<b>1893,14</b>

**Tabla 38. Precios descompuestos de la partida 6.**

Concepto	Unidad	Medición	Importe (€/Ud)	Precio (€)
Material fungible	Unidad	1	20	20
Mano de obra	Unidad	Medición	Importe (€/horas)	Precio (€)
Ingeniero Industrial	Horas	95	19,98	1898,1
<b>TOTAL PARTIDA Nº6</b>				<b>1918,1</b>

#### 4. PRESUPUESTO TOTAL DE EJECUCIÓN MATERIAL

La suma de presupuestos parciales se presenta en la siguiente Tabla 39:

**Tabla 39. Presupuesto total de ejecución material.**

Presupuesto de ejecución del material	Precio Unitario (€/unidad)	Cantidad	Precio (€)
Partida 1	1418,6	1	1418,6
Partida 2	1318,7	1	1318,7
Partida 3	1518,5	1	1518,5
Partida 4	1518,5	1	1518,5
Partida 5	1893,14	1	1893,14
Partida 6	1918,1	1	1918,1
<b>Presupuesto total de ejecución material</b>			<b>9585,54</b>

## 5. PRESUPUESTO TOTAL DE EJECUCIÓN POR CONTRATA

El precio de ejecución por contrata o precio de inversión tiene en cuenta el presupuesto total de ejecución material, los gastos generales y el beneficio industrial.

Los valores habituales de los gastos generales son entre un 12-20%, y en la ejecución del presente presupuesto se tiene en cuenta un valor del 12% del Presupuesto de Ejecución Material.

En el caso del beneficio industrial, se considera un valor del 6% también sobre Presupuesto de Ejecución Material.

**Tabla 40. Presupuesto total de Ejecución por Contrata.**

Concepto	Unidad	Precio
Presupuesto total de ejecución material	€	9585,54
Gastos generales (12%)	€	1150,26
Beneficio industrial (6%)	€	575,13
<b>Presupuesto Total de Ejecución por Contrata</b>	<b>€</b>	<b>11310,94</b>

## 6. PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN.

El Presupuesto Base de Licitación añade al Presupuesto de Total de Ejecución por Contrata el Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA), cuyo valor actual es del 21%.

**Tabla 41. Presupuesto Base de Licitación.**

Concepto	Unidad	Precio
Presupuesto Total de Ejecución por Contrata	€	11310,94
IVA (21%)	€	2375,29
<b>Presupuesto Base de Licitación</b>	<b>€</b>	<b>13686,23</b>

Para este proyecto se tiene en cuenta además un importe de un 7% sobre el Presupuesto Base de Licitación de gastos facultativos en concepto de Honorarios de proyecto y dirección de obras.

**Tabla 42. Presupuesto Total para la Administración.**

Concepto	Unidad	Precio
Preupuesto Base de Licitación	€	13686,23
Horario facultativo (7%)	€	958,04
<b>Presupuesto Total para la Administración</b>	<b>€</b>	<b>14644,27</b>

Por tanto, el Presupuesto Total para la Administración del presente proyecto asciende a  
CATORCE MIL SEISCIENTOS CUARENTA Y CUATRO EUROS CON 27.