



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE CAMINOS,
CANALES Y PUERTOS



Estudio de soluciones para la construcción de un parque eólico en el polígono 503 del término municipal de Almonacid del Marquesado (provincia de Cuenca). Desarrollo de solución mediante aerogeneradores de 800kW

Memoria

Trabajo final de grado

Titulación: Grado en Ingeniería de Obras Públicas

Curso: 2015/16

Autor: Paula Montero Marqués

Sandra Llopis Arias

Teresa Rodríguez Hernández

Tutor: Abel Solera Solera

Valencia, junio de 2016

RESUMEN

El Trabajo Final de Grado consiste en la elaboración de un estudio de soluciones para la construcción de un parque eólico de 40 Ha en España solicitado por un promotor privado.

Se ha decido realizar el estudio en Castilla La Mancha, debido a las buenas condiciones de disponibilidad de recurso eólico que la caracterizan, concretamente en la provincia de Cuenca. Para la elección del emplazamiento se deben conocer datos de velocidad y dirección del viento, y así evaluar el potencial eólico.

Estos datos se han obtenido del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), estudiando el recurso eólico mediante la elaboración de rosas de viento y la distribución de probabilidad de Weibull. Como resultado, se ha decidido ubicar el parque al oeste de La Cordillera en Almonacid del Marquesado.

Se van a realizar 3 alternativas en las que se estudia la instalación de aerogeneradores, fabricados por ENERCON, concretamente E-53, E-92, E-141, de distinta potencia que presentan un diseño correspondiente a la clase viento del emplazamiento.

De cada alternativa se ha realizado un diseño de la disposición del parque, en el que se estudia el trazado de las conexiones con sus zanjas y la ubicación de la subestación; un estudio económico y se han tenido en cuenta aspectos de la obra civil del mismo.

Por último, se ha valorado cada alternativa en función de la producción y el presupuesto, llegando a la conclusión de que la alternativa más rentable es la correspondiente al aerogenerador E-141.

Palabras clave: Parque eólico, Potencial eólico, Aerogenerador, cimentación y media tensión.

RESUM

El Treball Final de Grau consisteix en l'elaboració d'un estudi de solucions per a la construcció d'un parc eòlic de 40 Ha a Espanya, sol·licitat per un promotor privat.

S'ha decidit realitzar l'estudi a Castella La Manxa, a causa de les bones condicions de disponibilitat de recurs eòlic que la caracteritzen, concretament a la província de Conca. Per a l'elecció de l'emplaçament s'han de conèixer dades de velocitat i direcció de vent, i així avaluar el potencial eòlic.

Estes dades s'han obtingut de l'Institut per la Diversificació i Estalvi de l'Energia (IDAE), estudiant el recurs eòlic per mitjà de l'elaboració de roses de vent i la distribució de probabilitat de Weibull. Com a resultat, s'ha decidit ubicar el parc a l'oest de La Cordillera a Almonacid del Marquesado.

Es van a realitzar 3 alternatives en què s'estudia la instal·lació d'aerogeneradors, fabricats per ENERCON, concretament E-53, E-92 i E-141, de distinta potència que presenten un disseny corresponent a la classe de vent de l'emplaçament.

De cada alternativa s'ha realitzat un disseny de la disposició del parc, en el que s'estudia el traçat de les connexions amb les seues rases i la ubicació de la subestació; un estudi econòmic i s'han tingut en compte aspectes de l'obra civil del mateix.

Finalment, s'ha valorat cada alternativa en funció de la producció i el pressupost, arribant a la conclusió que l'alternativa més rendible és la corresponent a l'aerogenerador E-141.

Paraules clau: Parc eòlic, potencial eòlic, aerogenerador, fonamentació i mitja tensió.

ABSTRACT

The subject of this dissertation is a study of solutions to build a 40 hectare wind farm in Spain which is demanded by a private developer.

Castilla La Mancha has been chosen as the location for the study due to the good wind resources that characterize this region, specifically in Cuenca. To select the best place it is necessary to know speed data and wind direction, and then to evaluate the wind potential.

The data has been obtained from the “Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía” (IDAE). Analyzing wind resources through the elaboration of wind roses and the distribution of Weibull probability, it has been decided to place the park in the west of La Cordillera in Almonacid Del Marquesado.

We will also study three alternative wind turbines, specifically the E-53, E-92, E-141 models, which are made by ENERCON. They have different potential and their pattern is suitable for the type of wind in the location.

Each alternative has a design of the distribution of the park, and a study of the connections and placement of the substation have been analysed. A feasibility study and some aspects of civil construction have also been considered.

To conclude, each alternative has been evaluated using production and budget criteria, and the most profitable alternative is E-141 wind turbine.

Keywords: Wind farm, wind energy potential, Wind Turbine , foundation and medium voltage.

ÍNDICE

| | |
|--|-----------|
| RESUMEN | 2 |
| INTRODUCCIÓN | 9 |
| 1 OBJETIVO | 10 |
| 2 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA | 10 |
| 2.1 VENTAJAS | 10 |
| 2.2 ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA | 11 |
| 2.3 PRECIO DE LA LUZ. | 14 |
| 3 SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO | 15 |
| 3.1 SITUACIÓN | 15 |
| 3.2 RECURSO EÓLICO | 16 |
| 3.2.1 <i>Obtención de datos</i> | 16 |
| 3.2.2 <i>Rosas de vientos</i> | 19 |
| 3.2.2.1 Frecuencia. | 20 |
| 3.2.2.2 Velocidad | 20 |
| 3.2.2.3 Potencia disponible. | 21 |
| 3.2.3 <i>Curva de distribución de frecuencias de velocidades</i> | 23 |
| 3.3 EMPLAZAMIENTO | 24 |
| 3.3.1 <i>Obtención de datos</i> | 24 |
| 4 CLASIFICACIÓN DEL VIENTO | 26 |
| 5 ELECCIÓN DEL TIPO DE MÁQUINA | 28 |
| 5.1 DESCRIPCIÓN DEL AEROGENERADOR E-53. | 29 |
| 5.2 ELEMENTOS PRINCIPALES | 30 |
| 5.2.1 <i>Góndola</i> | 30 |
| 5.2.1.1 Pala | 30 |
| 5.2.1.2 Buje | 31 |
| 5.2.1.3 Generador en anillo | 31 |
| 5.2.1.4 Motores de orientación | 31 |
| 5.2.2 <i>Torre</i> | 31 |
| 5.3 SISTEMA DE SEGURIDAD | 32 |
| 5.3.1 <i>Dispositivos de seguridad</i> | 32 |
| 5.3.1.1 Seta de parada de emergencia | 32 |
| 5.3.1.2 Interruptor principal | 32 |
| 5.3.2 <i>Sistema de sensores</i> | 33 |
| 5.4 SISTEMA DE CONTROL DEL AEROGENERADOR | 33 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 5.4.1 | Control de orientación de la góndola..... | 33 |
| 5.4.2 | Ajuste del ángulo de paso de las palas | 34 |
| 5.4.3 | Arranque del aerogenerador | 34 |
| 5.4.4 | Parada segura del aerogenerador | 35 |
| 6 | CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DEL E-53 | 35 |
| 7 | DISEÑO DE LA DISPOSICIÓN EN PLANTA DEL PARQUE..... | 37 |
| 7.1 | DISPOSICIÓN DE LOS AEROGENERADORES..... | 37 |
| 7.2 | CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO | 39 |
| 7.2.1 | CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DEL AEROGENERADOR | 40 |
| 7.2.2 | SUBESTACIÓN..... | 41 |
| 7.2.3 | TRAZADO DE LAS CONEXIONES..... | 42 |
| 8 | OBRA CIVIL | 44 |
| 8.1 | ZANAJAS..... | 44 |
| 8.2 | CIMENTACIÓN | 44 |
| 8.3 | COMPROBACIONES | 44 |
| 9 | MANTENIMIENTO | 45 |
| 9.1 | PERIODICIDAD..... | 45 |
| 9.2 | MANTENIMIENTO VISUAL | 46 |
| 9.3 | MANTENIMIENTO DE ENGRASE..... | 46 |
| 9.4 | MANTENIMIENTO MECÁNICO..... | 46 |
| 9.5 | MANTENIMIENTO ELÉCTRICO | 46 |
| 10 | ESTUDIO ECONÓMICO | 47 |
| 10.1 | INGRESOS..... | 47 |
| 10.1.1 | Previsión de producción | 47 |
| 10.1.1.1 | Coeficiente de pérdidas del parque..... | 47 |
| 10.1.1.2 | Incertidumbre..... | 48 |
| 10.1.2 | Ingresos de producción | 48 |
| 10.2 | COSTE DEL PROYECTO..... | 49 |
| 10.3 | ESTUDIO DE RENTABILIDAD | 50 |
| 11 | VALORACIÓN CONJUNTA. | 53 |
| 12 | CONCLUSIÓN..... | 53 |
| 13 | BIBLIOGRAFIA | 55 |

DOCUMENTOS ADICIONALES

ANEJO PLANOS

ANEJO CÁLCULOS

ANEJO PRECIOS UNITARIOS

MEMORIA CONJUNTA

Autores: Paula Montero Marqués

Sandra Llopis Arias

Teresa Rodríguez Hernández

INTRODUCCIÓN

Todo ser vivo contribuye a la degradación del entorno, y la continua aparición de vida parece ser inevitable.

Esta afirmación se explica mediante la 2ª Ley de la Termodinámica, la cual enuncia que todo aquel sistema con diferencias de energía, tiende a desorganizarse con la consecuente pérdida de estructura, hasta homogeneizarse.

Los seres vivos crean y mantienen una estructura que con el paso del tiempo resulta más compleja. El proceso que los seres vivos siguen para generar y mantener estructura y desarrollarse a sí mismos es el siguiente: captan energía de alta calidad del entorno, la degradan y devuelven energía de menor calidad, de tal forma que dejan el entorno desorganizado. Es decir, los seres vivos contrarrestan los efectos de la 2ª Ley de la Termodinámica sobre sí mismos, pero a costa de desorganizar el entorno.

Con el paso del tiempo aumenta la eficiencia en la captación y utilización de la energía de tal forma que disminuye la degradación del entorno..

Un ejemplo de esta Ley es la generación de energía eléctrica. En un primer momento, se generaba únicamente a través de centrales nucleares. Estas centrales se alimentan de combustibles nucleares (mercurio, uranio, etc) que son fisionados o fusionados para generar energía eléctrica. Sin embargo, este proceso conlleva la producción de residuos radiactivos peligrosos y difíciles de eliminar

Por otro lado, la investigación y el desarrollo tecnológico, está haciendo posible la generación de energía eléctrica a través de fuentes limpias y renovables como puede ser la energía solar, eólica, undimotriz, maremotriz, geotérmica, etc. De esta forma, aumenta la eficiencia en la captación de energía del entorno disminuyendo considerablemente su degradación.

1 OBJETIVO

En el presente trabajo, se realizará un estudio de soluciones para la construcción de un parque eólico de 40 Ha en España solicitado por un promotor privado.

En primer lugar, se elaborará una parte conjunta desde el apartado uno al cinco, realizada por Paula María Montero Marqués, Sandra Llopis Arias y Teresa Rodríguez Hernández. Esta parte constará de una breve introducción a la energía eólica, la elección del emplazamiento de manera justificada según las características del viento, así como la clasificación del viento para realizar la elección del aerogenerador acorde a ella.

A continuación, se realizará la parte individual que consta de tres alternativas con distintas potencias de aerogenerador, para las cuales se estudiarán las posibles distribuciones de máquinas en el parque, la obra civil, el coste aproximado del proyecto y su rentabilidad. Las alternativas son las siguientes:

- Alternativa 1: Aerogenerador E-53 con una potencia de 800KW desarrollado por Paula María Montero Marqués.
- Alternativa 2: Aerogenerador E-92 con una potencia de 2.350KW desarrollado por Sandra Llopis Arias.
- Alternativa 3: Aerogenerador E-141 con una potencia de 4.200KW desarrollado por Teresa Rodríguez Hernández.

Por último, se realizará la valoración conjunta del resultado para comparar las tres alternativas y saber cuál es la más rentable.

2 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es aquella que aprovecha la fuerza del viento para producir energía eléctrica. Generalmente se produce mediante la instalación de parques eólicos formados por torres tubulares, dotadas de unas aspas que giran impulsadas por el viento.

2.1 Ventajas

Cuando se habla de ventajas se refiere a las mejoras que supone la implantación de este tipo de energía frente a otras como puede ser la energía nuclear.

- Se trata de una fuente de energía verde ya que no producen emisiones a la atmósfera en el proceso de obtención de energía.
- Enorme potencial. Se puede obtener una gran cantidad de energía con la acción del viento. Además el viento sopla tanto de día como de noche.

- **Renovable.** El viento es un fenómeno natural que nunca se agota.
- **Eficientes en cuanto a superficie.** Las turbinas se sitúan a grandes distancias unas de otras, por lo que el espacio entre ellas puede destinarse a otros usos.
- **Rápido crecimiento.** En los últimos años se ha apostado por la energía eólica. Según la Asociación Empresarial Eólica (AEE) la energía eólica cubre alrededor de un 20% la demanda de energía eléctrica.
- **Una vez instaladas y puestas en funcionamiento,** las turbinas requieren un bajo mantenimiento, aunque este puede variar en función del tipo de turbina.
- **Crea riqueza y empleo.** Según la AEE, el sector eólico da empleo a más de 20.000 personas en España y aporta cada vez más al Producto Interior Bruto.

2.2 Energía eólica en España

La energía eólica en España se implantó debido a las ventajas descritas anteriormente, además su uso eficiente contribuye al desarrollo sostenible.

España ha sido uno de los países pioneros y líderes en la generación de energía eólica. Treinta años después de que se instalara el primer aerogenerador, en el año 2013, se consiguió ser el primer país en el mundo que durante un año entero, la primera fuente de generación de energía fuese la eólica, con un 20,9% de la producción total.

Aunque la implantación de la eólica se ha ralentizado en los últimos años, llegando a ser nulo el aumento en el año 2015. España es el quinto país del mundo por potencia instalada por detrás de China, Estados Unidos, Alemania e India, y el segundo país Europeo después de Alemania.

A continuación se muestra un gráfico en el que se puede observar la evolución de la potencia eólica instalada (MW) a lo largo de los años en España.

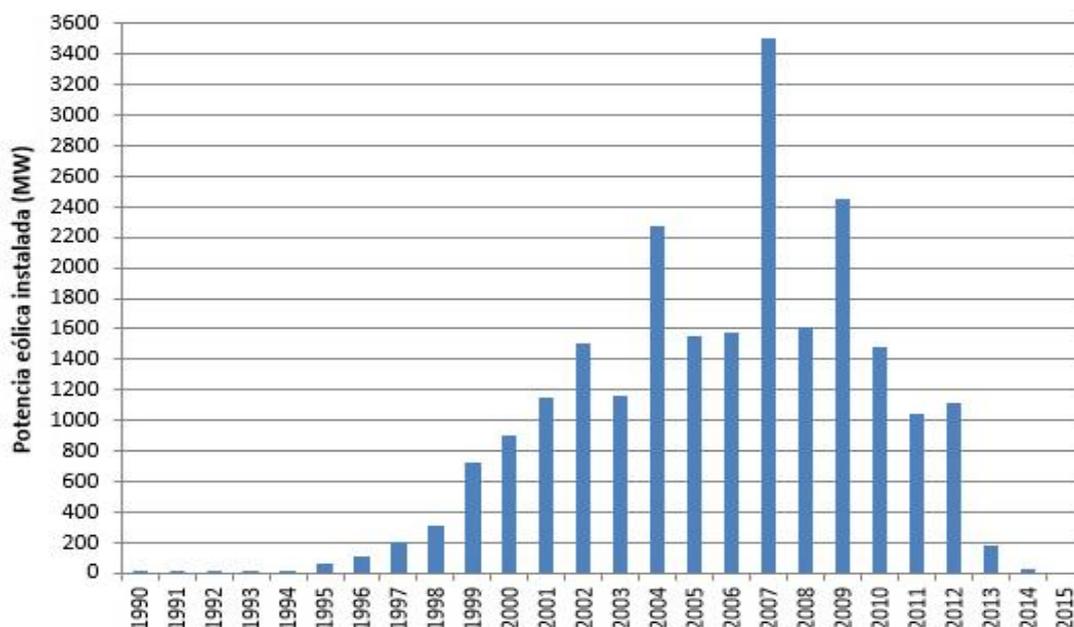


Figura 1: Evolución de la potencia eólica instalada desde 1990 hasta 2015. Fuente: AEE

El año con mayor potencia instalada corresponde al 2007, con aproximadamente 3.500 MW. Podemos observar que la potencia instalada va aumentando desde la década de 2000 lo que puede ser debido a la legislación que estimulaba fuertemente las investigaciones y las inversiones en este sector (Real Decreto 661/2007) mediante primas. Por otro lado, se produce una disminución desde el año 2007 a la actualidad que puede deberse a distintos motivos, entre ellos el cambio de la legislación y la crisis económica que sufre el país desde 2008.

Entre los factores que explican la evolución de la producción de la energía eólica, predominan:

- El régimen retributivo, que favorece la producción eléctrica generada en Régimen Especial (energía eléctrica procedente de instalaciones con potencia instalada no superior a 50 MW que utilizan fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.)
- La disponibilidad y la gestión de la evacuación de la energía producida en los parques a la red.
- La situación geográfica y la disponibilidad del recurso eólico, junto al mayor conocimiento del mismo.
- Las mejoras tecnológicas de los aerogeneradores, que han dado lugar a un crecimiento de la potencia media instalada por aerogenerador y de la productividad de los mismos.
- El apoyo de las Comunidades Autónomas para la construcción de los emplazamientos eólicos

- El esfuerzo realizado por los inversores. A continuación se adjunta un gráfico en el que se muestra el reparto de la potencia instalada por los promotores a cierre de 2015.

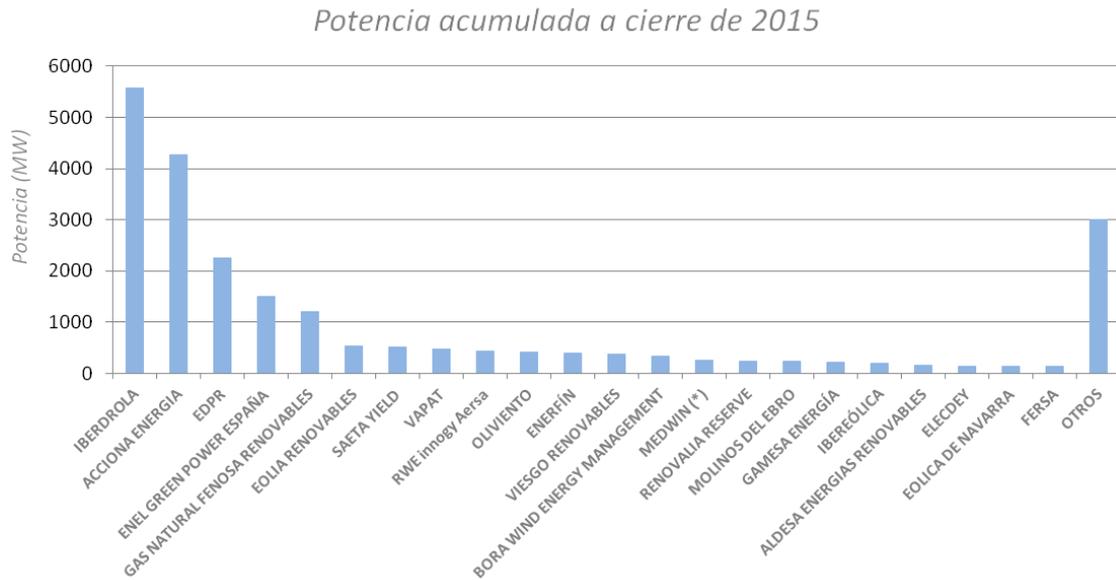


Figura 2: Potencia acumulada. Fuente: AEE

Por último, es importante destacar que, aunque en 2015 no aumentó la potencia instalada en España de energía eólica, ésta supuso una cobertura de la demanda eléctrica de un 19%, en tercer puesto por detrás del carbón y la nuclear, debido a las anómalas condiciones meteorológicas sucedidas sobre todo en la segunda mitad del año 2015, siendo el año más caluroso en España desde que se tienen medidas, según la Agencia Estatal de Meteorología(AEMET), como se muestra en el siguiente gráfico:

Cobertura de la demanda eléctrica en 2015 (%)

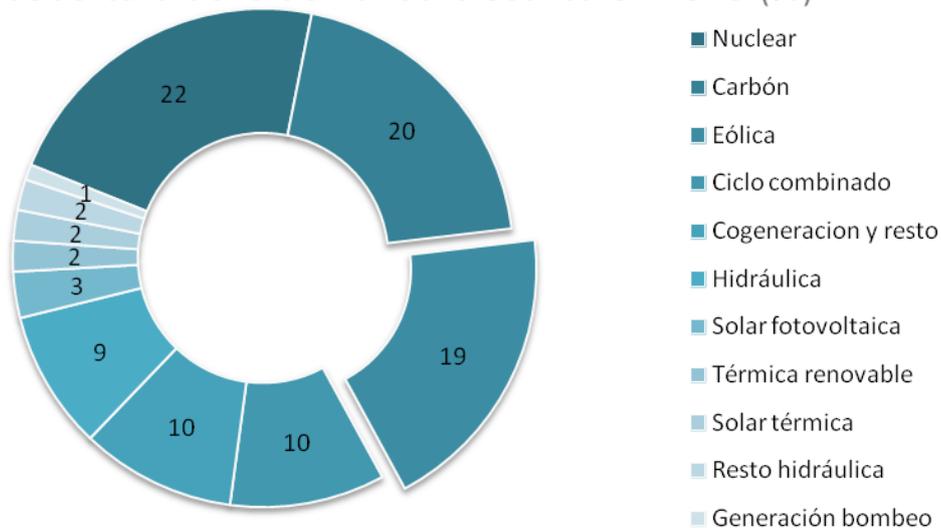


Figura 3: Cobertura de la demanda eléctrica en 2015. Fuente AEE.

2.3 Precio de la luz.

El coste final de la factura de la luz depende de tres componentes:

- Los costes regulados del sistema que son: el transporte, la distribución, el pago de la deuda y los intereses del déficit de tarifa.
- El coste de la generación eléctrica.
- Los impuestos: impuesto municipal, eléctrico e IVA.

Los productores de energía, ofertan la electricidad para satisfacer la demanda con un día de antelación en un mercado competitivo denominado Pool. Debido a que el coste del viento es cero, los productores de energía eólica pueden ofertar la electricidad a un precio más bajo. Esto causa que el precio del mercado eléctrico baje los días de más viento, desplazando a las tecnologías de combustibles más caros. A final de mes se hace una media con los precios de todos los días y se comprueba que cuanto mayor es la proporción de energía eólica consumida, menos pagan los españoles en el recibo de la luz.

La influencia de la eólica en los precios de la luz es más evidente en los meses de más viento, que coinciden con el invierno y el principio de la primavera. Es por esto por lo que en los meses de verano-otoño, el precio de la luz aumenta debido a que la frecuencia y velocidad del viento es menor.

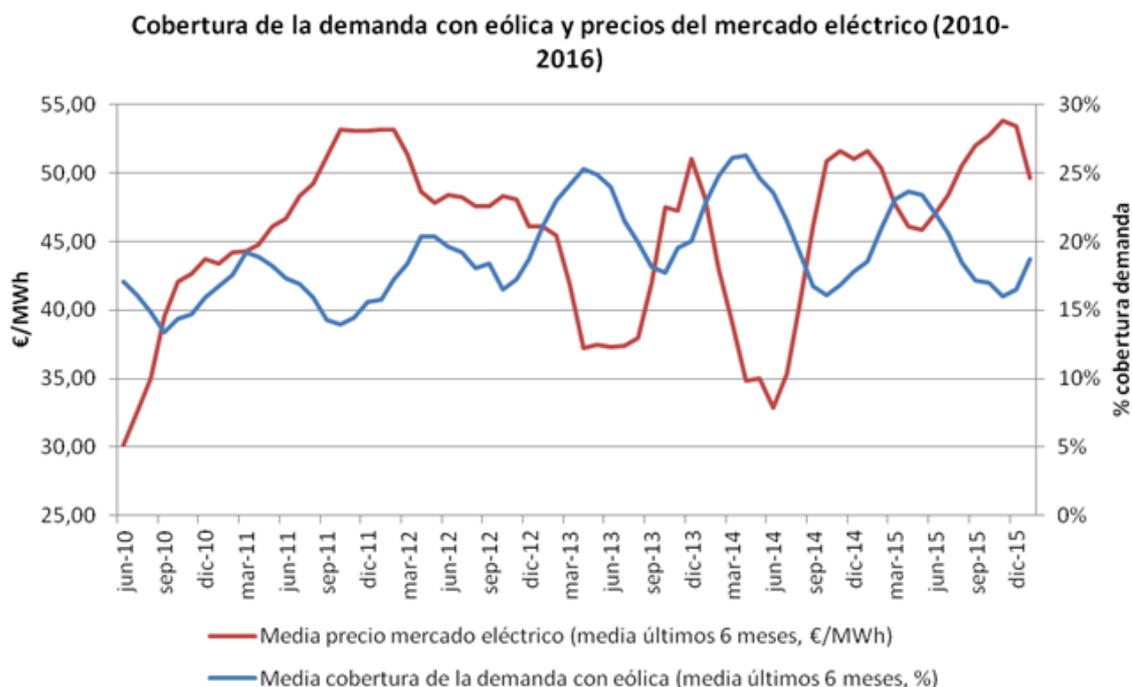


Figura 4: cobertura de la demanda con eólica y precios del mercado eléctrico. Fuente: REE, OMIE y AAE

3 SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO

En este apartado se va a definir la situación del parque eólico analizando, mediante el estudio del recurso eólico, cuál será el emplazamiento óptimo para su construcción.

3.1 Situación

Según la AEE, Castilla La Mancha es la segunda comunidad autónoma después de Castilla y León, que más energía eólica produce, con un total de 3.806,54 MW. Cuenta con 2.984 aerogeneradores repartidos por distintas localidades.

Los aspectos que influyen en la elección de Castilla La Mancha como emplazamiento para la instalación de parques eólicos, son los siguientes:

- Las buenas condiciones de disponibilidad del recurso eólico.
- El impulso especialmente dado por el Gobierno Autónomo.
- La propia legislación aplicable al marco normativo. El referente legal más inmediato en la regulación del aprovechamiento de la energía eólica con el fin de producir electricidad a través de la instalación de aerogeneradores, en la Comunidad Autónoma de Castilla La Mancha, es el Real Decreto 20/2010, de 20 de abril, por el que se regula el aprovechamiento de la energía eólica en la Comunidad Autónoma de Castilla-La Mancha, el cual viene a sustituir al Decreto 58/1999, de 18 de mayo, primera norma autonómica específica reguladora del aprovechamiento eólica en nuestra región.
- Consolidación y garantía de la efectiva ejecución de los proyectos, mediante compromisos económicos y la interacción con los promotores.

Es por esto por lo que se quiere realizar el estudio en la Comunidad Autónoma de Castilla La Mancha, en particular en la provincia de Cuenca.



Figura 5: Mapa de las provincias de Castilla La Mancha

3.2 Recurso eólico

3.2.1 Obtención de datos

El viento es un recurso con gran variabilidad tanto temporal como espacial. Para conocer el viento de la zona es necesario tomar datos de su frecuencia, dirección y velocidad durante largos períodos de tiempo. Por otro lado, en el sector eólico, se deben conocer estas variables a una altura de, como mínimo, 50 m ya que a medida que disminuye la altura, aparece una fuerza de rozamiento que actúa disminuyendo su velocidad. Por lo general, para que las palas de un aerogenerador giren se necesitan vientos moderados por encima de los 4 m/s y por debajo de los 25m/s. No obstante, cada máquina está diseñada para una determinada velocidad de viento, a partir de la cual generalmente se conseguirá la máxima potencia.

Para el análisis del recurso eólico, España cuenta con un organismo adscrito al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, denominado Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Éste instituto ha elaborado un Estudio del Recurso Eólico de España, y pone a disposición del ciudadano el Atlas Eólico del país, del cual se pueden obtener datos suficientemente fiables para evaluar el potencial eólico disponible en cualquier área del territorio nacional.

En esta aplicación encontramos, entre otras, una capa con resolución de 2.5 Km que toma, a una altura de 80m, medición de los siguientes datos:

- Frecuencia anual.
- Velocidad media.
- Potencia media
- Parámetros C y K de Weibull.

Los datos se han obtenido de un punto cuyas coordenadas UTM son X = 523446, Y = 4405764, situado sobre un montículo denominado La Cordillera, la cual separa los términos municipales de Almonacid del Marquesado y Villarejo de Fuentes. A continuación se representa dicha ubicación en el aplicativo del atlas eólico del IDAE y en el visor SigPac (Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas).

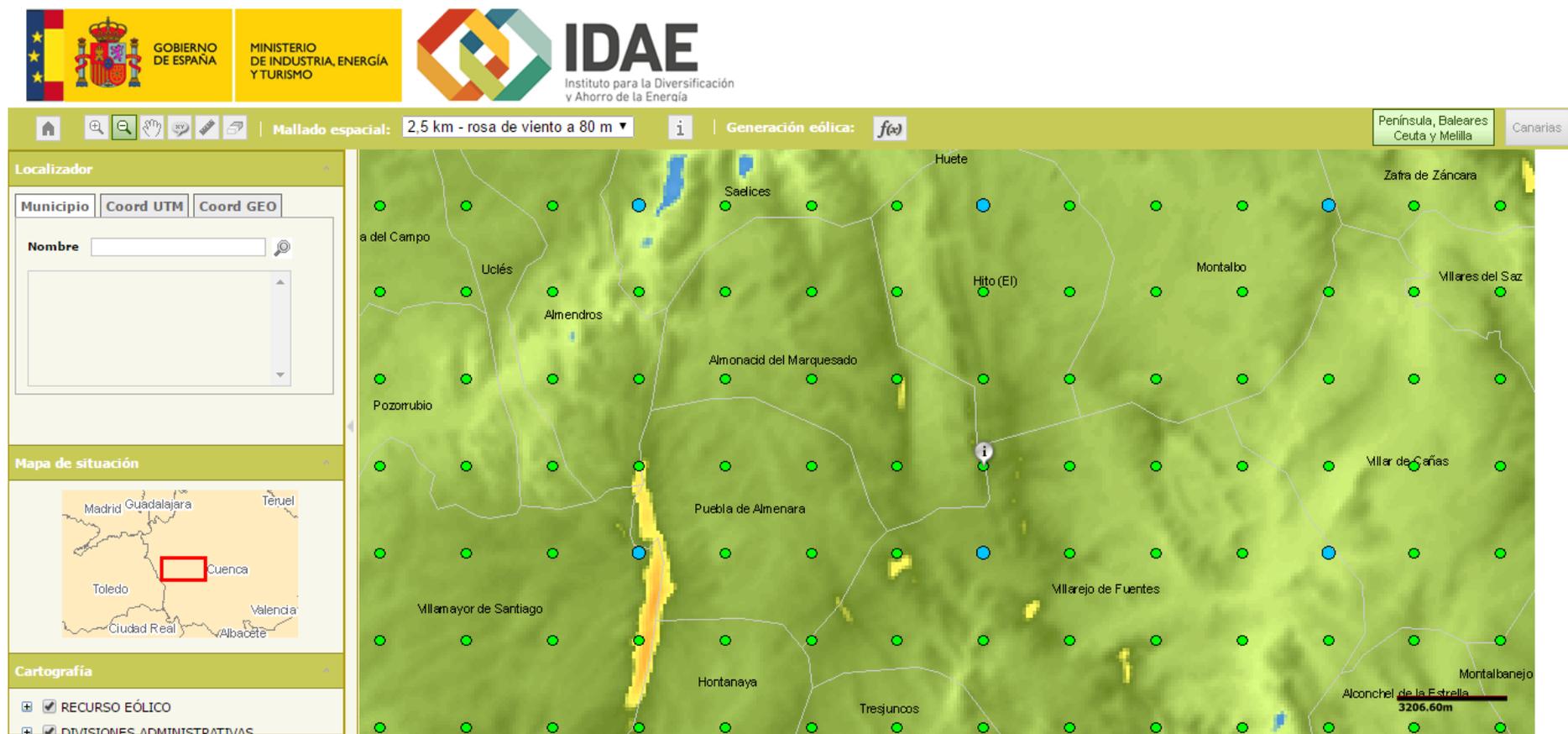


Figura 6: Imagen perteneciente a la aplicación del atlas eólico del IDAE. Recurso eólico

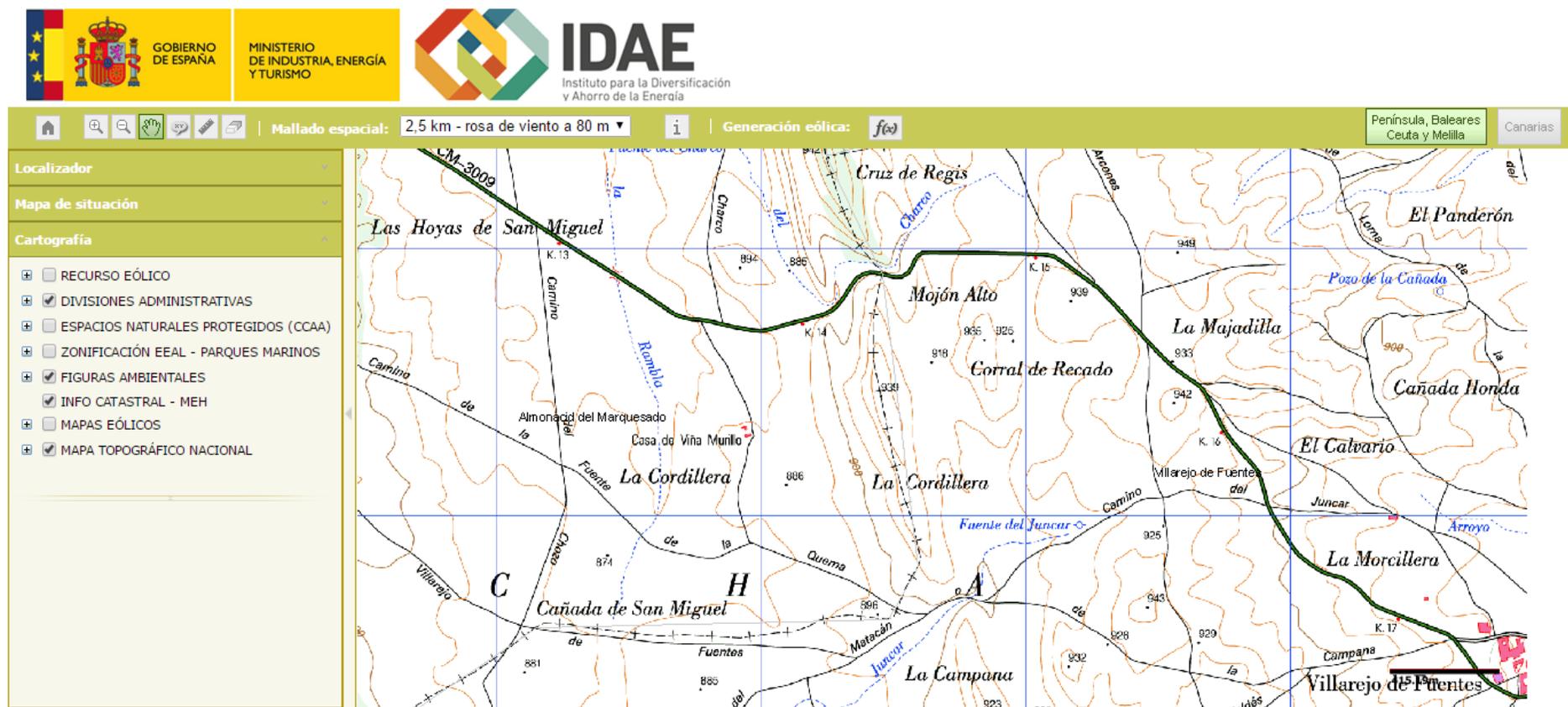


Figura 7: Imagen perteneciente a la aplicación del atlas eólico del IDAE. Mapa cartográfocp

Los datos obtenidos son los siguientes:

| Dirección | Coordenadas UTM | | 523446,4405764 | | |
|------------|-----------------|-----------------|----------------|-----------------|-----------|
| | Frecuencia (%) | Velocidad (m/s) | Potencia (%) | Weibull C (m/s) | Weibull K |
| N | 6,26 | 6,337 | 5,5 | 6,853 | 2,335 |
| NNE | 4,52 | 6,594 | 4,91 | 7,177 | 2,136 |
| NE | 3,33 | 5,79 | 2,52 | 6,303 | 2,071 |
| ENE | 2,56 | 5,294 | 1,48 | 5,781 | 2,094 |
| E | 4,86 | 6,261 | 5,09 | 6,923 | 1,985 |
| ESE | 14,18 | 7,63 | 22,54 | 8,509 | 2,525 |
| SE | 10,48 | 6,6 | 10,55 | 7,283 | 2,49 |
| SSE | 4,26 | 5,062 | 2,07 | 5,718 | 2,51 |
| S | 2,79 | 4,182 | 0,91 | 4,886 | 2,243 |
| SSW | 3,65 | 5,909 | 3,14 | 6,613 | 2,107 |
| SW | 5,83 | 6,694 | 7,37 | 7,572 | 2,158 |
| WSW | 6,25 | 5,847 | 5,56 | 6,831 | 2,266 |
| W | 8,55 | 6,494 | 9,88 | 7,48 | 2,297 |
| WNW | 8,55 | 6,104 | 8,36 | 7,099 | 2,327 |
| NW | 7,69 | 5,508 | 4,94 | 6,26 | 2,472 |
| NNW | 6,24 | 6,004 | 5,19 | 6,648 | 2,232 |

Tabla 1: Datos IDAE.

Debido a que los datos corresponde a una altura de 80m y que las velocidades están comprendidas dentro del rango mencionado anteriormente, podemos concluir en que es posible construir el parque eólico en esta zona.

3.2.2 Rosas de vientos

En este estudio se han realizado tres rosas de vientos gracias al registro de la velocidad, frecuencia y dirección del viento, que permite conocer las características del emplazamiento. Las dos primeras son una representación de los datos obtenidos del IDAE, mientras que para la tercera se han realizado los cálculos pertinentes.

Esta representación gráfica consiste en un diagrama polar dividido en dieciséis sectores, cada uno indicando una dirección del viento. Para cada uno de estos sectores se definen los valores de frecuencia, velocidad y potencia disponible. Esto nos permite determinar la dirección principal del viento, siendo un aspecto importante para una adecuada colocación y orientación de los aerogeneradores.

3.2.2.1 Frecuencia.

La rosa de viento de frecuencias representa el porcentaje en el que sopla el viento para cada una de las direcciones.

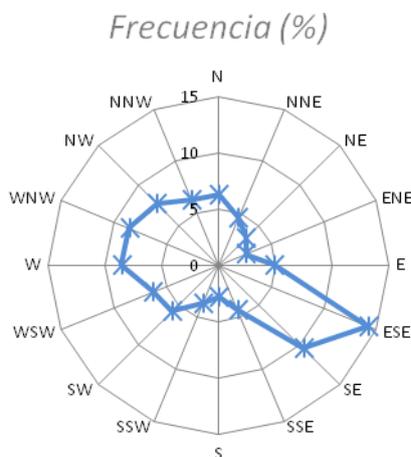


Figura 8: Rosa de vientos de frecuencias. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar la dirección principal del viento es el Este Sudeste ya que la mayor parte del tiempo (15%) el viento proviene de la dirección contraria.

3.2.2.2 Velocidad.

La rosa de vientos de velocidades representa las velocidades medias para cada dirección.

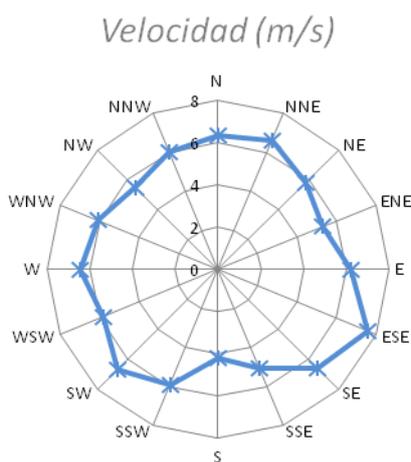


Figura 9: Rosa de vientos de velocidades. Fuente: Elaboración propia

En este gráfico se observa que en la dirección principal del viento (ESE), la velocidad media es de 7,63 m/s.

3.2.2.3 Potencia disponible.

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par (fuerza de giro) actuando sobre las palas del rotor. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento.

La energía obtenida a partir del viento es energía cinética, causada por la masa de aire en movimiento. Se obtiene a partir de la siguiente fórmula:

$$E_c = \frac{1}{2} \times mv^2$$

Donde m es la masa de aire y v es la velocidad del viento.

La masa se puede expresar en función del volumen y la densidad del aire, como se muestra a continuación:

$$m = \rho \times v$$

Suponiendo que el volumen barrido es cilíndrico, la fórmula correspondiente será:

$$V = A \times L$$

Donde A es la superficie barrida y L la longitud del cilindro que se puede expresar en función de la velocidad del aire (v) y el tiempo que tarda la corriente de este en atravesar el volumen cilíndrico (t):

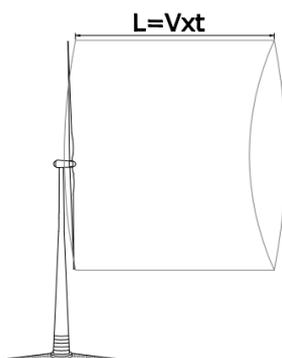


Figura 10: Representación superficie barrida y volumen cilíndrico.

Sustituyendo todo lo anteriormente mencionado en la fórmula de la Energía cinética, se obtiene:

$$E_c = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times v^3 t$$

Por último, dividiendo por el tiempo obtenemos la fórmula de la potencia disponible en el viento que atraviesa el volumen cilíndrico:

$$P = \frac{1}{2} \times A \times \rho \times v^3$$

De esta forma se puede calcular la potencia disponible del viento para cada dirección.

La densidad del aire depende de las condiciones climatológicas, Sin embargo se puede obtener a partir de la ecuación de los gases perfectos:

$$\rho = \frac{P}{RT}$$

Sabiendo que:

P = Presión = 1,013 x 10⁵ Nw/m²

R = Constante universal de los gases ideales = 287 Nm/°Kkg

T = Temperatura absoluta = 286,15 °K

La temperatura absoluta, es la temperatura media anual de Cuenca obtenida a partir de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET)

Se sustituye en la ecuación los datos anteriores y se obtiene que la densidad del aire es de 1,23 Kg/m³.

Una vez obtenido este valor sustituimos en la formula de la potencia disponible, con la velocidad correspondiente a cada dirección.

La rosa de vientos de potencia se realiza con la potencia disponible calculada en el apartado anterior. Se utilizan valores de densidad de potencia W/m², ya que se pretende cuantificar el recurso eólico en el emplazamiento.

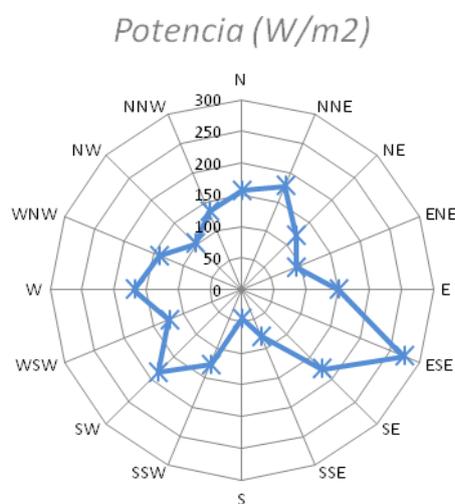


Figura 11: Rosa de vientos de Potencias. Fuente: Elaboración propia

La potencia disponible máxima se da en la dirección principal del viento con un valor de 274W/m^2 , ya que depende de la velocidad y la máxima se da en esa dirección como se ha mencionado anteriormente.

3.2.3 Curva de distribución de frecuencias de velocidades

La curva de distribución de frecuencias de velocidades representa el valor de la velocidad independientemente de su orientación. Aporta valores de velocidad del viento que se emplearan para obtener la potencia producida por los aerogeneradores

Debido a la variabilidad temporal del viento, es necesario describirlo de forma estadística para representar su comportamiento. Para ello, se debe establecer un modelo de frecuencias de velocidades del viento que venga descrito por una función matemática continua en vez de por una tabla de valores discretos.

Hay varias funciones que se pueden utilizar para describir la frecuencia de la distribución de velocidades del viento. Las más utilizadas son las funciones de Weibull y Rayleigh. En este caso se ha utilizado la distribución Weibull ya que se tienen los datos necesarios (constantes C y K) proporcionados por el IDAE. Esta función de distribución es una curva matemática que presenta una forma similar a la curva de distribución de velocidades y se puede emplear con un error mínimo. Se expresa de la siguiente manera:

$$f(v) = \frac{K}{C} \times \left(\frac{v}{C}\right)^{K-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{C}\right)^K\right]$$

Donde C es el factor de escala con dimensiones de velocidad (m/s), K es el factor de forma adimensional y v es la velocidad en m/s cogiendo valores de 0 hasta 25 ya que como se ha mencionado, generalmente esta es la velocidad máxima a la que pueden funcionar los aerogeneradores.

A continuación se representa la distribución de Weibull obtenida. En ella se muestra que la velocidad con mayor frecuencia (13.2%), independientemente de la dirección, es entre 5 – 6 m/s.

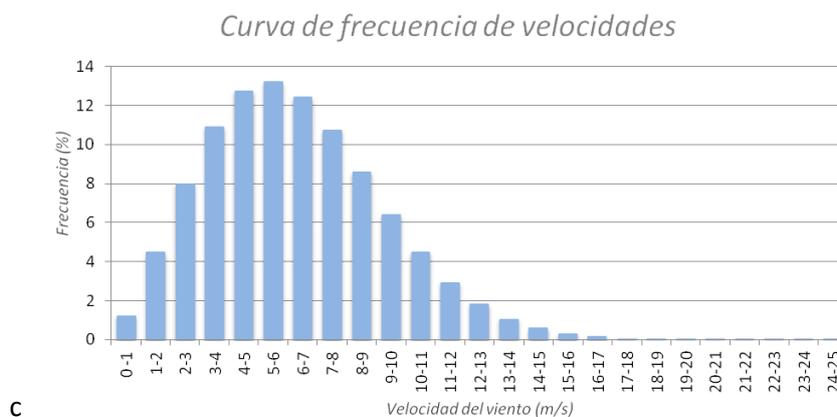


Figura 12: Curva de frecuencia de velocidades. Fuente: Elaboración propia.

3.3 Emplazamiento

Una vez analizado el recurso eólico se llega a la conclusión de que el emplazamiento óptimo para la construcción del parque eólico sea al oeste de la cordillera, correspondiente al término municipal de Almonacid del Marquesado, ya que si se colocara al Este, la propia cordillera podría producir sombras que afectarían al rendimiento de los aerogeneradores.

3.3.1 Obtención de datos.

El Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente dispone de una base de datos gráfica de todas las parcelas de cultivo digitalizadas. Estas pueden ser visualizadas a través de la aplicación SigPac que además, proporciona información como el número de parcela, polígono al que pertenecen y superficie.

El parque estará situado en el Polígono 503. A continuación se adjunta una tabla con la información de las parcelas afectadas pertenecientes al polígono y su representación en el mapa.

La dimensiones del área a ocupar se corresponden con una longitud en dirección N-S de 757m y en dirección W-E de 528,4m

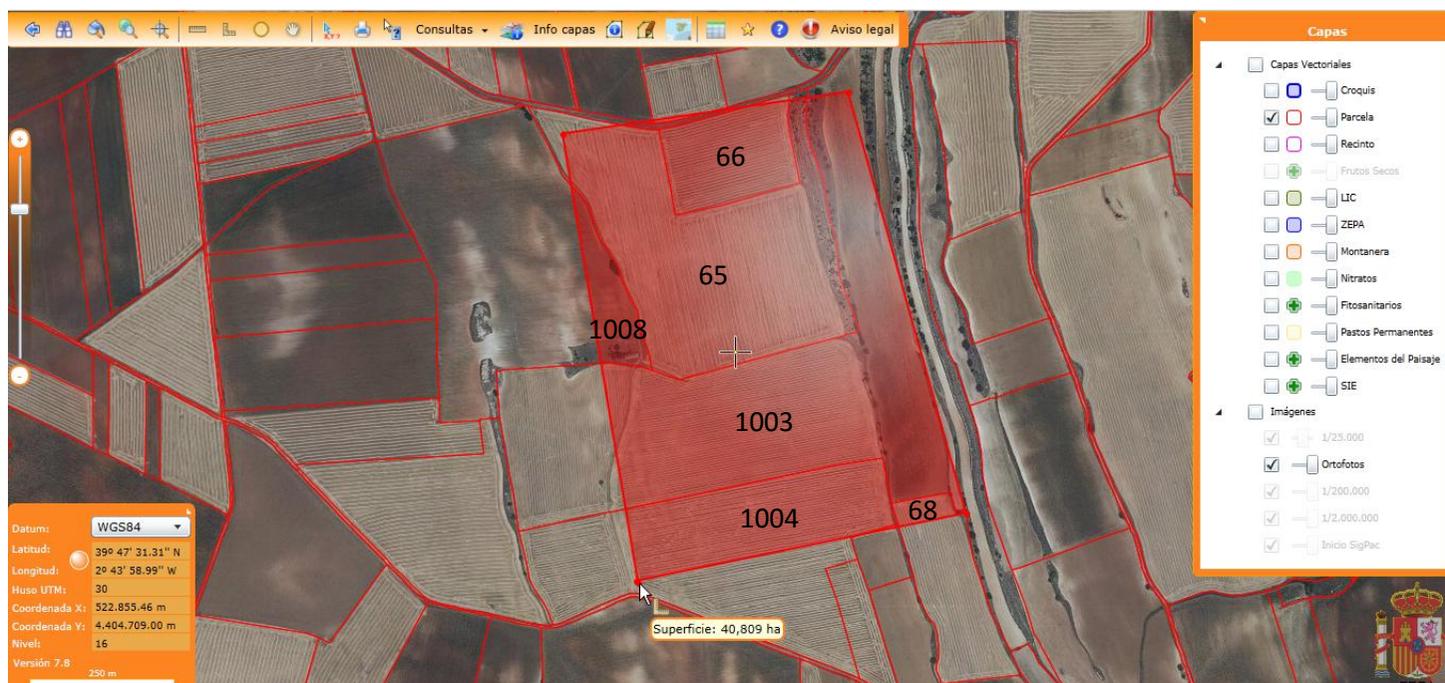


Figura 13: Representación de parcelas afectadas en el visor SigPac y su número correspondiente.

| Polígono 503 | | |
|-------------------|----------------------------|------------------------------|
| Nº Parcela | Área _{total} (Ha) | Área _{ocupada} (Ha) |
| 66 | 3,35 | 3,35 |
| 65 | 13,6 | 13 |
| 68 | 1,8 | 0,4 |
| 1003 | 29 | 17,52 |
| 1004 | 12,81 | 4,82 |
| 1008 | 14,42 | 1,72 |
| Sup. Total | | 40,81 Ha |

Tabla 2: Datos de la superficie afectada.

4 CLASIFICACIÓN DEL VIENTO

Para la elección de los aerogeneradores, estos deben estar diseñados para una clase de viento, establecidas en la IEC-61400-1 y que se define en función de la velocidad media anual del viento en el emplazamiento, como se muestra en la siguiente tabla.

| | Clase I | Clase II | Clase III | Clase IV | Clase S |
|---------------------------------------|----------------|-----------------|------------------|-----------------|-------------------------|
| Velocidad anual promedio (m/s) | 10 | 8.5 | 7.5 | 6 | Valores según diseñador |

Tabla 3: Clasificación del viento. IEC 61400-1.

La velocidad anual promedio del emplazamiento es de 6.02 m/s, por lo que según los datos mostrados en la tabla podría contemplarse tanto los aerogeneradores diseñados para clase III como para Clase IV, sin embargo, cuanto mayor es el número de clase menores son los requerimientos técnicos, por lo que para quedarnos del lado de la seguridad elegimos los aerogeneradores pertenecientes a las Clase III.

MEMORIA INDIVIDUAL

5 ELECCIÓN DEL TIPO DE MÁQUINA

Los aerogeneradores que se han estudiado son los pertenecientes a ENERCON, una empresa Alemana fundada en 1984 que hoy en día es uno de los fabricantes líderes de aerogeneradores.

Poseen una gran variedad de aerogeneradores con potencias desde los 800 kW hasta los 7850 KW.

En esta memoria se va a realizar el estudio de la construcción del parque eólico mediante la instalación de aerogeneradores de pequeña potencia.

A priori resulta difícil conocer qué tipo de maquina resultará más rentable en cuanto a potencia producida y coste del proyecto, sin embargo, se ha optado por estudiar el rendimiento, disposición y presupuesto de aerogeneradores de baja potencia por aspectos como los siguientes:

- Cuanto mayor sean los componentes de la turbina, mayor será la envergadura de infraestructuras de acceso y de maquinaria a utilizar para la instalación del parque. Este hecho puede suponer un incremento del presupuesto y un mayor grado de alteración del entorno, no obstante, este último aspecto no forma parte del alcance del estudio pero es importante mencionarlo.
- Por otro lado, la elección de turbinas de baja potencia supone un incremento en el número de aerogeneradores y por consiguiente, en el caso de producirse fallos temporales de la maquinaria, el riesgo se reduce.
- Por último, también se puede considerar el componente estético. Los parques eólicos suelen llamar más la atención cuanto mayor es el número de aerogeneradores y menor es su potencia ya que, al ser más ligeros las aspas giran a gran velocidad.

En el catálogo de ENERCON podemos encontrar el E-48 y el E-53, ambos de potencia nominal igual a 800 kW. A falta de datos de turbulencia y siendo la media de viento tan baja es preferible elegir el diámetro mayor disponible para obtener la mayor potencia posible. El E-48 está diseñado para vientos de clase II mientras que el E-53 para clase S pero, según los fabricantes de ENERCON, este último está basado en parámetros de clase II por lo que en un principio no debería tener problemas para cumplir las demandas de esfuerzos en un emplazamiento de clase III, por lo que el aerogenerador elegido es el E-53.

5.1 DESCRIPCIÓN DEL AEROGENERADOR E-53.

El aerogenerador E-53 tiene un diámetro de rotor de 53m y se presenta en alturas de buje de 60m o 73m, sin embargo el estudio se realizará con la altura de 73m ya que es la más próxima a la altura de dónde se han obtenido los datos (IDAE a 80m). La potencia nominal de este aerogenerador es de 800 kW y se caracteriza por los siguientes aspectos:

- Accionamiento directo con rotor de tres palas. Este tipo de aerogeneradores no necesita la instalación de multiplicadora (también llamada caja de engranajes), en este caso el buje y el rotor del generador se acoplan directamente, por lo que se reducen las cargas mecánicas, aumenta la vida útil y los costes de mantenimiento disminuyen al no existir multiplicadora. Además se reducen las emisiones de ruido y las pérdidas de energía entre el rotor y el generador.
- Funcionamiento a velocidad variable. La velocidad de giro del rotor aumenta al aumentar la velocidad del viento y disminuye si la velocidad del viento también lo hace. Esta forma de funcionamiento es posible gracias al acondicionamiento directo permitiendo una mayor extracción de potencia que lo de funcionamiento a velocidad constante
- Sistema activo de control de ángulo de paso. Este sistema permite girar las palas sobre sí mismas, alrededor de su eje longitudinal. Cada pala está equipada con una unidad de control de ángulo de paso (pitch). Estas unidades se componen de un motor eléctrico, un sistema de control y un suministro de energía de emergencia adecuado a dicha unidad.

5.2 ELEMENTOS PRINCIPALES

5.2.1 Góndola

Ha sido diseñada con una geometría aerodinámica que influye en la optimización del aprovechamiento del viento. Constituye la carcasa de todos los elementos descritos a continuación y que son los encargados de generar la energía eléctrica y optimizar el recurso eólico.

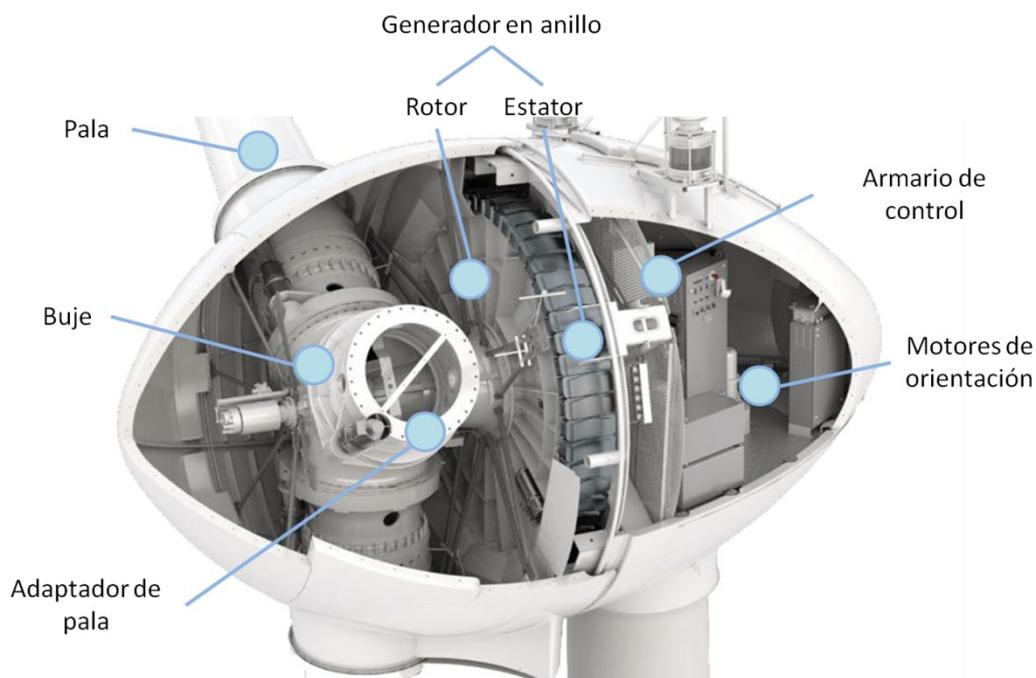


Figura 14: Góndola de ENERCON E-53

5.2.1.1 Pala

Están dotados de tres palas de 25,25m de longitud cada una. Estas determinan en gran medida el rendimiento del aerogenerador y la emisión de ruido. Están fabricadas en fibra de vidrio reforzada (fibra + resina epoxi) mientras que el acabado se realiza a base poliuretano, que protege las palas de las inclemencias del tiempo.



Imagen 1: Pala.

5.2.1.2 Buje

Es el vínculo entra la pala del rotor y el acondicionamiento. Forma una unidad directa con el rotor del generador en anillo. Es un elemento rotatorio en el que se conectan las palas de forma que se transmite la fuerza del viento al interior de la góndola.



Imagen 2: Buje.

5.2.1.3 Generador en anillo

Es el encargado de transformar la energía mecánica en energía eléctrica y está formado por un elemento fijo (estator) y un elemento rotativo (rotor).

El generador eléctrico instalado es un generador en anillo síncrono multipolo con excitación externa. Genera electricidad en corriente alterna ya que el elemento inductor (genera flujo magnético) es el rotor y el inducido (transforma el campo magnético en electricidad) es el estator.

Este tipo de generador es el que permite que el funcionamiento del aerogenerador sea a velocidad variable ya que la velocidad del rotor y del estator del generador se sincroniza, de esta forma no es necesaria la instalación de multiplicadora. La tensión, frecuencia y amplitud producida son oscilantes.

5.2.1.4 Motores de orientación

Son los encargados de garantizar el seguimiento óptimo del viento por la góndola.



Imagen 3: Control de azimut

5.2.2 Torre.

La torre es la estructura que soporta el mecanismo productor de electricidad. Está construida con acero y ofrece diferentes alturas. El tratamiento de protección frente a las inclemencias del tiempo y la corrosión se realiza en fábrica.

La torre de acero es de sección circular, la cual disminuye a medida que aumenta la altura. Se fabrica en pocos tramos grandes y en los extremos de estos se encuentran bridas soldadas con orificios preparados para el montaje.

5.3 SISTEMA DE SEGURIDAD

El aerogenerador E-53 dispone de un sistema de seguridad formado por una serie de dispositivos que garantizan el funcionamiento continuo del aerogenerador en condiciones seguras y por un sistema de sensores que mide de forma sistemática las variables fundamentales para controlar el funcionamiento seguro del aerogenerador, facilitando la información correspondiente a través del ENERCON SCADA, un sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos.

Los parámetros de funcionamiento importantes para la seguridad deben encontrarse dentro de un rango admisible, en el momento en el que los parámetros se encuentren fuera de este rango, se modificará el funcionamiento del aerogenerador de forma que se reduzca su potencia o incluso se detenga.

5.3.1 Dispositivos de seguridad

Los dispositivos de seguridad se encuentran ubicados tanto en el armario de control de la torre como en el de la góndola.

5.3.1.1 Seta de parada de emergencia

La finalidad de las setas de parada de emergencia es activar el freno del rotor. Además, las palas modifican su ángulo de paso.

Los sistemas a los que se suministra energía son:

- Freno del rotor
- Sistema de luces de navegación
- Sistema de iluminación
- Tomas de corriente

5.3.1.2 Interruptor principal

La puesta en marcha de este dispositivo deja sin tensión a casi todo el aerogenerador. Se sigue suministrando energía a los siguientes elementos:

- Sistema de luces de navegación
- Elevador
- Tomas de corriente
- Sistema de iluminación
- Zona de media tensión

5.3.2 Sistema de sensores

Son los encargados de medir las variables fundamentales y enviar los datos al centro de control para el funcionamiento óptimo y seguro del parque.

Algunas de las variables que se controlan son las siguientes:

- Velocidad del rotor, mediante el control del entrehierro (espacio comprendido entre el rotor y el estator del generador)
- Temperatura, mediante sensores de temperatura
- Velocidad del viento
- Carga de las palas, mediante el sensor de vibraciones

Algunos de los sensores deben tener redundancia de tal forma que en caso de fallo, se mantenga continuidad en el envío de datos al centro de control.

5.4 SISTEMA DE CONTROL DEL AEROGENERADOR

El sistema de control del E-53 está formado por un sistema de microprocesador desarrollado por ENERCON que adapta el modo de funcionamiento del aerogenerador en función de la dirección y velocidad del viento medidas por sensores. La adaptación se lleva a cabo mediante el control de orientación de la góndola, el ajuste del ángulo de paso de las palas, el arranque y parada del aerogenerador.

5.4.1 Control de orientación de la góndola

En el extremo superior de la torre se encuentra el rodamiento del sistema de control de orientación que permite el giro y orientación de la góndola.

El sistema de control de orientación se activa en el momento en que la diferencia entra la dirección del viento y la del eje del rotor supere un valor límite. En el caso de detectar irregularidades, se desactiva este control y se para el aerogenerador.



Imagen 4: Unión torre-góndola.

5.4.2 Ajuste del ángulo de paso de las palas

Es uno de los aspectos más importantes que caracteriza a este aerogenerador.

Cuando la velocidad del viento es inferior a la velocidad nominal del aerogenerador, el ángulo de paso se ajusta para aprovechar la potencia del viento de manera óptima, mientras que si la velocidad es superior a la nominal, el ajuste se realiza girando las palas de forma que se encuentren fuera de la influencia del viento para no superar la potencia nominal.

Ángulo de pala:

- A) Ángulo = 1.5° . Posición normal en modo de funcionamiento a carga parcial: aprovechando al máximo el viento de viento.
- B) Ángulo = 60° . Funcionamiento en vacío: en condiciones bajas de viento, el rotor gira a baja velocidad o, en caso de falta completa de viento, se para
- C) Ángulo = 92° . Posición de bandera: en este caso el rotor ha sido detenido de manera manual o automática, el rotor permanece quieto incluso con viento.

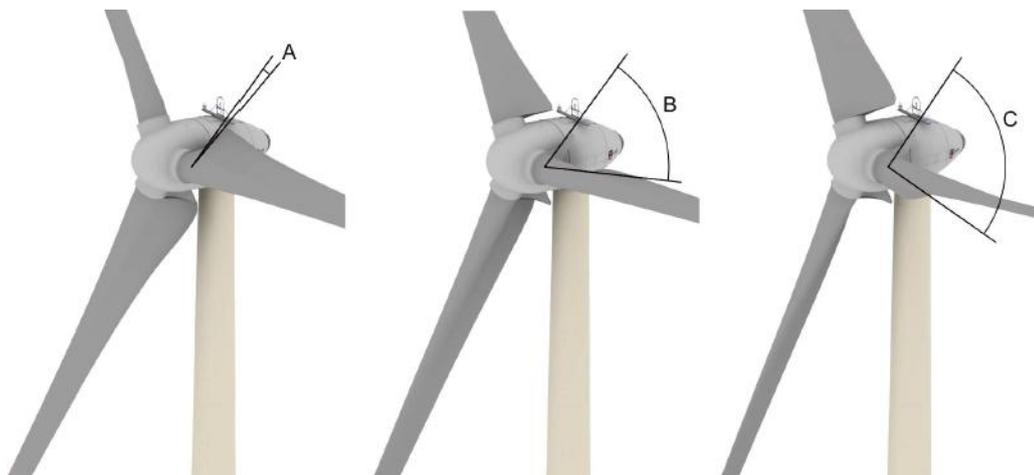


Figura 15: Ajuste del ángulo de pala.

5.4.3 Arranque del aerogenerador

Mientras se prepara el arranque empieza una fase de medición de viento y orientación del aerogenerador que dura 150 segundos. A continuación el aerogenerador pasa a funcionar en vacío durante 60 segundos, si la velocidad del viento aumenta, empieza el proceso de puesta en marcha, de lo contrario el aerogenerador seguirá funcionando en vacío por falta de viento.

En el momento del arranque el aerogenerador no produce energía, por lo que este toma energía eléctrica de la red para consumo propio. En el momento en el que el generador alcance una velocidad de giro suficiente para autoabastecerse, la energía tomada de la red se reduce a cero.

5.4.4 Parada segura del aerogenerador

Como se ha visto en los apartados anteriores, el aerogenerador puede pararse de dos formas, manual y automática.

- Manual

Mediante el accionamiento de los dispositivos de seguridad: setas de parada de emergencia e interruptor principal o mediante el ajuste de la pala en posición de bandera.

- Automática

Mediante la desactivación del control de orientación de la góndola o en su caso, ajustando la pala en posición de bandera.

6 CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DEL E-53

Para el estudio de la producción energética del parque se ha comparado la distribución de velocidades de Weibull, comentada anteriormente, y la curva de potencia del E-53, obtenida del catálogo de aerogeneradores ENERCON.

En la siguiente figura quedan representadas gráficamente ambas curvas.

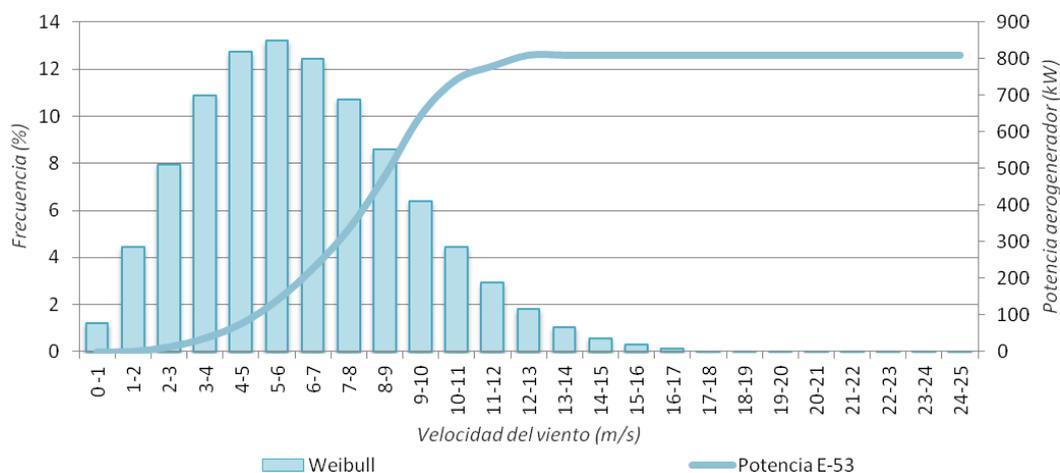


Figura 16: Representación de la distribución de velocidades y la curva de potencia del aerogenerador

La velocidad a la que se alcanza la potencia nominal del aerogenerador (810 kW) es de 12-13 m/s, es decir, a partir de esta velocidad, la potencia producida por el aerogenerador se mantiene constante. Lo ideal es que la mayor densidad de frecuencias de velocidades se encuentre en la pendiente de la curva de potencia del aerogenerador, ya que a medida que aumenta el viento también lo hace la producción. De lo contrario, una vez alcanzada la

velocidad nominal el incremento de potencia sería nulo, y el recurso eólico se estaría desaprovechando.

Para calcular la energía anual producida por un aerogenerador, se debe expresar la distribución de frecuencias de Weibull, correspondiente a cada intervalo de velocidad, en función de las horas de un año (8760h) y multiplicar por la potencia que produce el aerogenerador en dichos intervalos

$$\text{Energía} = \text{Frecuencia} * \text{producción} * 8760h$$

A continuación se ha realizado un gráfico en el que se representa la producción para cada intervalo de tiempo. La máxima energía se produce para velocidades de 8-9 m/s y que corresponde a un 8% de las horas anuales, con un valor de 361 MWh.

Además se observa que la producción mayor coincide con la pendiente de la curva de potencia del aerogenerador como se ha mencionado anteriormente.

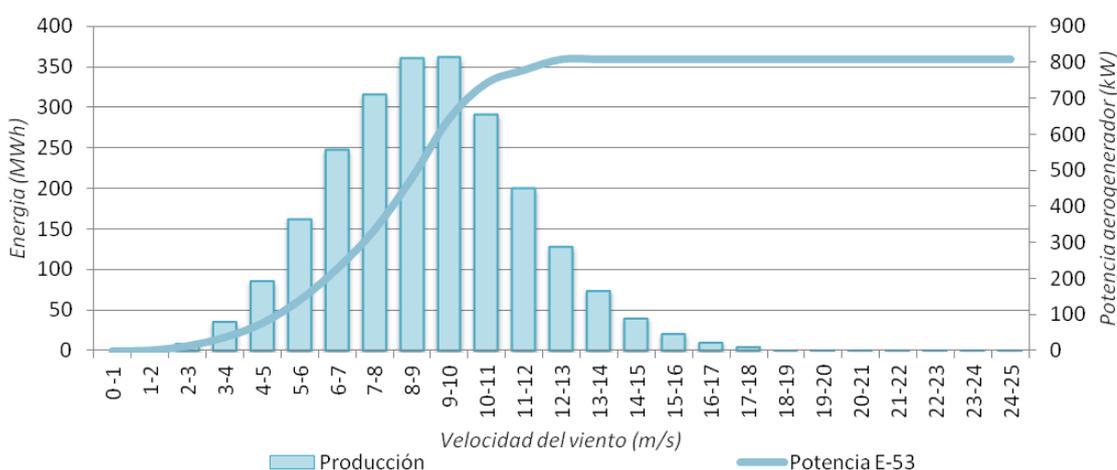


Figura 17: Representación de producción obtenida por cada aerogenerador.

La producción anual de un aerogenerador es la suma de cada intervalo de producción, obteniéndose un valor de 2.355,7 MWh.

En el caso de que el aerogenerador trabajara durante las 8760h a su potencia nominal, la producción sería de 7.095,6 MWh. Si relacionamos la producción anual real con la producida a potencia nominal, obtenemos un factor de carga del 33,2%, lo que equivale a 2.908,3h trabajando a potencia nominal.

La empresa de aerogeneradores ENERCON, considera viable una instalación cuando se obtiene un factor de potencia superior al 20%.

Para conocer la potencia nominal y la producción anual del parque, se debe realizar el diseño de la disposición del parque para conocer el número de aerogeneradores a instalar.

7 DISEÑO DE LA DISPOSICIÓN EN PLANTA DEL PARQUE

En este apartado se desarrollará el estudio de la disposición de los aerogeneradores, el trazado de las conexiones y la descripción del centro de transformación del aerogenerador.

7.1 DISPOSICIÓN DE LOS AEROGENERADORES

El máximo rendimiento del recurso eólico se obtiene orientando los aerogeneradores de forma perpendicular a la dirección principal del viento. Esto es posible gracias al control de orientación de la góndola, pero además los aerogeneradores de ENERCON funcionan a barlovento, es decir, el viento incide con toda su energía sobre las palas del rotor antes de la torre que lo sustenta, por lo que la extracción de energía se incrementa.

Por otra parte, se debe establecer la separación entre aerogeneradores en la dirección principal y perpendicular del viento. La separación varía en función del diámetro del rotor, de las características del emplazamiento y de la dirección principal del viento. Según el IDAE, generalmente los valores suelen ser de 2,5 veces el diámetro del rotor para la separación en la dirección perpendicular, y de 7,5 veces el diámetro para la dirección principal del viento.

Debido a que la altura del montículo existente en el emplazamiento es de 40m aproximadamente y a que la velocidad del viento aumenta con la altura, se ha decidido colocar una línea de aerogeneradores a la cota superior del montículo, lo que corresponde a una alineación N-S. Por este motivo se ha optado por aplicar la separación de 2,5 veces el diámetro del rotor en la dirección N-S y 7,5 veces el diámetro en dirección W-E.

Según estas direcciones, la distancia real entre aerogeneradores sería de unas 7 y 2 veces el diámetro del rotor en la dirección principal y perpendicular del viento.

En la dirección N-S, la distancia entre aerogeneradores es la siguiente:

$$2,5 \times 53 = 132,5 \text{ m}$$

De este modo se podrían instalar 6 aerogeneradores a falta de 38m para instalar 7, por lo que se ha decidido reducir la distancia a **126m** ya que la variación no es significativa y se puede aumentar la producción energética del parque.

A continuación, se ha planteado la instalación de una segunda línea de aerogeneradores paralela en dirección oeste a la anterior, la cual se encontrará ubicada a cota 0. Al no tratarse de un sistema montañoso, no encontrarse obstáculos alrededor que puedan producir sombras de viento y existir una diferencia de altura de buje entre líneas de 40m, se ha optado por colocar una segunda línea de aerogeneradores.

La separación entre aerogeneradores en la dirección W-E es la siguiente:

$$7,5 \times 53 = 397,5 \text{ m}$$

Al ser la longitud W-E del emplazamiento de 528m, no se podría colocar una tercera línea de aerogeneradores-

Al instalar dos alineaciones se utilizará la distribución “tresbolillo” con el objetivo de minimizar las posibles sombras que se puedan producir entre ellos. Esta distribución nos lleva a instalar 6 aerogeneradores en la segunda línea, en lugar de 7 como en la línea anterior.

El número de aerogeneradores a instalar es de 13.

El estudio de sombras no forma parte del alcance del proyecto, sin embargo es un aspecto a tener en cuenta a la hora de realizar el diseño del parque.

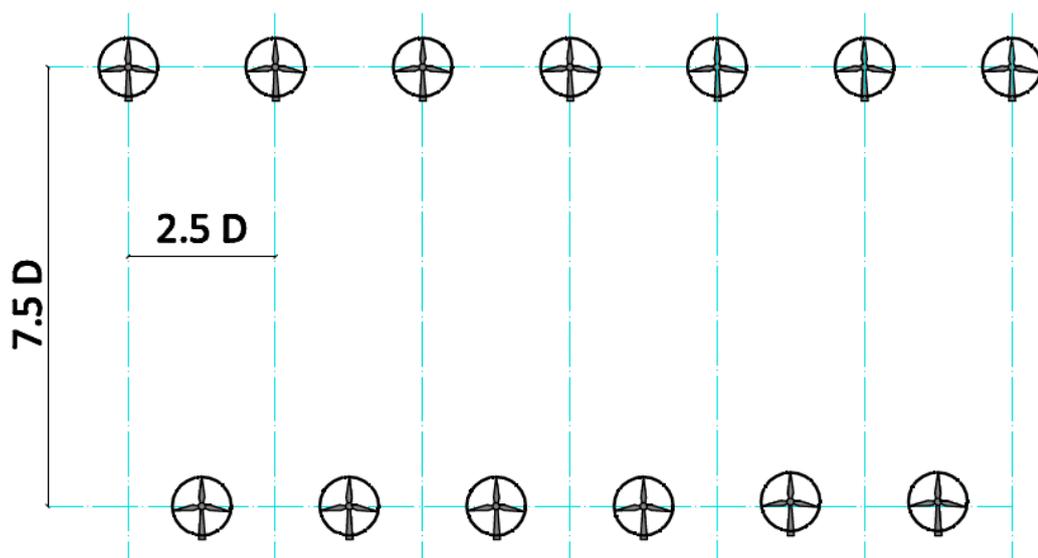


Figura 18: Representación disposición de aerogeneradores.

7.2 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

En este apartado se va a describir de forma general la configuración del sistema eléctrico

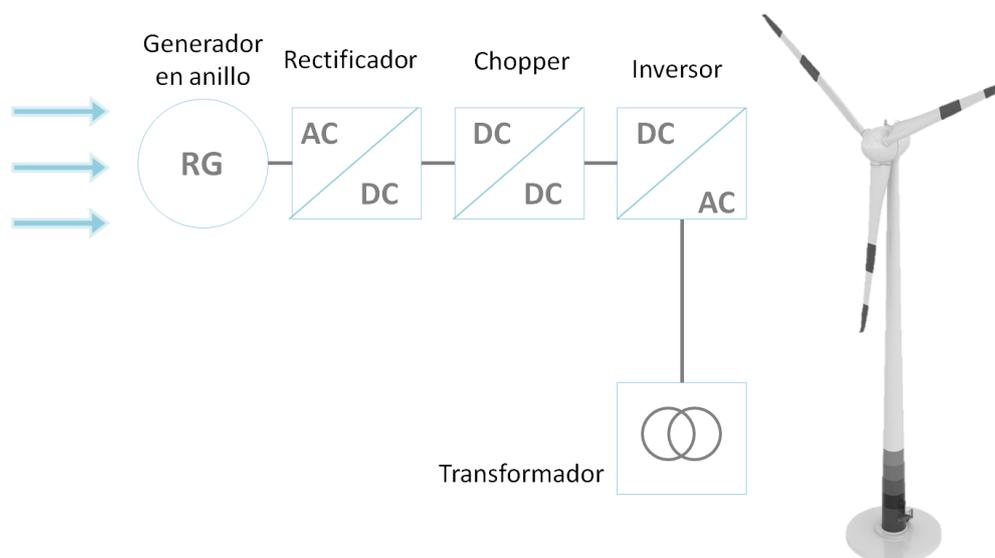


Figura 19: Representación del sistema eléctrico

La corriente eléctrica producida por el aerogenerador es corriente alterna trifásica de frecuencia variable, por lo que es necesario realizar su conversión para sincronizarla con la frecuencia de la red.

Los elementos de conversión son el rectificador, el chopper y el inversor.

Para realizar la conversión de la frecuencia, debe transformarse la corriente alterna en corriente continua (DC), sin embargo la tensión de salida es variable y no puede conectarse directamente al inversor. La función del chopper es la de transferir, a tensión constante, la corriente continua al inversor. A continuación, el inversor transforma la corriente continua en corriente alterna con una tensión de salida de 690 V y por último, el transformador eleva la tensión a 20 kV.

Este proceso se conoce como CA-CC-CA.

Una vez transformada la energía se conduce, a través de las líneas de media tensión, a la subestación, en la que la tensión se transforma de media a alta.

7.2.1 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN DEL AEROGENERADOR

Los aerogeneradores producen energía a baja tensión, por lo que se hace necesaria la instalación de un centro de transformación cuyo objetivo es pasar la tensión de BT a MT.

En esta caso, el aerogenerador E-53, lleva incorporado el centro de transformación y las celdas de media tensión, ubicado en el pie de torre. De esta forma, la energía que llega al transformador es corriente alterna trifásica con una potencia constante de 690 V y, una vez en éste se eleva a MT, 20.000V evitando la construcción de una caseta exterior.

El transformador está compuesto por diversos elementos entre los que destacan los siguientes:

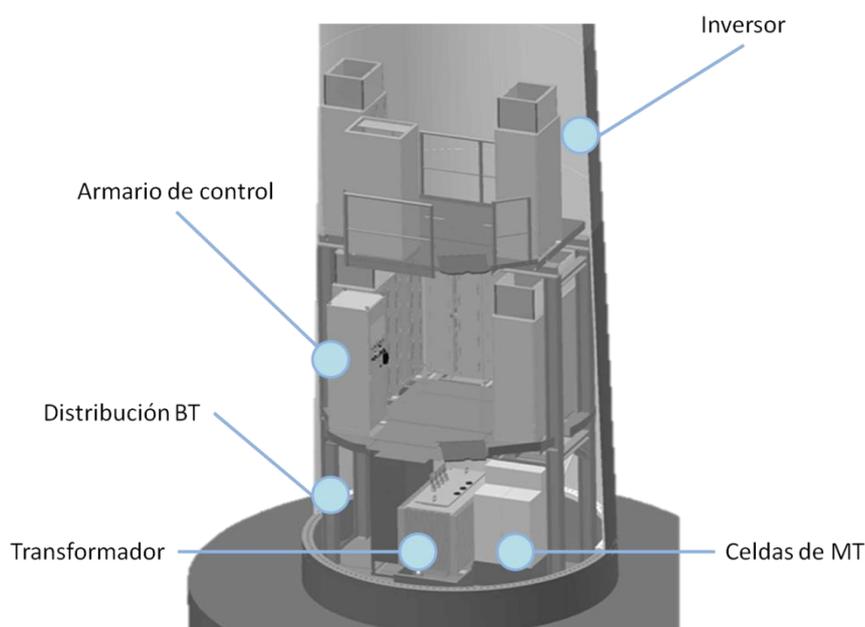


Figura 20: Centro de transformación ENERCON E-53

- Inversor.

Como se ha comentado anteriormente, su objetivo principal es transformar la corriente continua a corriente alterna

Cuadro de distribución BT

Es el punto de conexión entre el armario de control y el transformador de potencia.

- Celdas de MT

Están constituidas por un equipo compacto de celdas, en las que se encuentran los elementos de corte y maniobra, con aislamiento Hexafluoruro de azufre (SF6), un compuesto

con una elevada constante dieléctrica. Este tipo de aislamiento proporciona un nivel de seguridad en operaciones del sistema.

Las conexiones de MT se unen a las celdas de MYT del centro de transformación

- Armario de control

Del mismo modo que en la góndola, es el armario donde se encuentran todos los dispositivos de seguridad tales como la seta de parada de emergencia o el interruptor.

- Transformador

Es el corazón del centro de transformación del aerogenerador, en él se produce la elevación de la tensión a 20.000V.

- Cableado

Se colocan cables de BT que conectan el armario de control con el cuadro de distribución y cables de MT entre el transformador y las celdas de media tensión

- Los **cables de media tensión** son parte del cableado interno del parque eólico, pasan a través de los tubos de la cimentación hasta alcanzar la **celda de media tensión**.

7.2.2 SUBESTACIÓN

La red eléctrica más próxima al emplazamiento es una red de transporte de 110 kV. Para poder verter la energía a la red sería necesaria la construcción de una subestación.

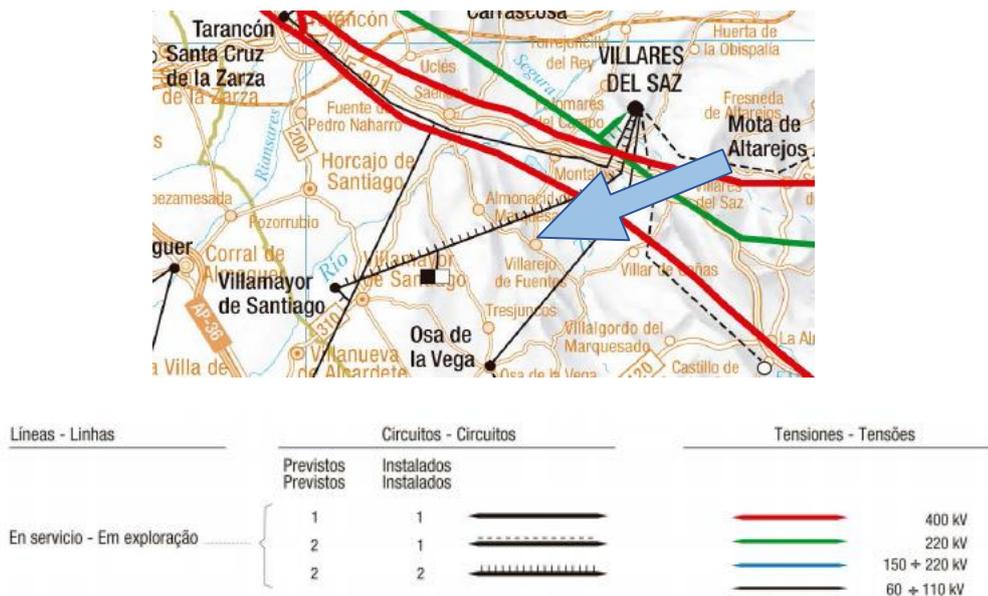


Figura 21: Mapa y leyenda de la red eléctrica perteneciente a Red Eléctrica de España (REE).

Las líneas de media tensión transportan la corriente a la subestación y en esta se eleva nuevamente la tensión a la tensión de la red.

Debido a que las dos líneas de aerogeneradores ocupan el parque en la dirección N-S y la distancia sin ocupar en dirección W-E es de 130,5m, se tomará como referencia la ubicación de la subestación a 130m de la segunda línea de aerogeneradores. Con este dato se realizarán los cálculos pertinentes para el trazado de las conexiones.

La subestación se debe diseñar con una potencia igual a la potencia nominal del parque. Al instalarse 13 aerogeneradores de 800kW, la potencia será de 10.400 kW.

7.2.3 TRAZADO DE LAS CONEXIONES

El circuito de conexiones entre los aerogeneradores y la subestación, es un circuito en paralelo, es decir, la tensión en la línea se mantiene constante e igual a 20kV mientras que la intensidad aumenta en función del nº de aerogeneradores conectados a la línea.

En el trazado de las conexiones se dibuja una única línea, sin embargo a la hora de construir las líneas se realiza un circuito redundante en la misma zanja para no interrumpir el suministro en caso de producirse un fallo en alguna de las líneas.

El trazado de las conexiones se compone de 3 longitudes de tramos de línea de MT. Un tramo correspondiente a la conexión de los aerogeneradores a la línea principal (197,5m) y la línea principal que se divide en dos tramos, uno de 475m al que se conectan 6 aerogeneradores y otro de 538m al que se conectan el resto, en ambos está incluida la distancia de 130m a la subestación

Una vez realizado el trazado de las conexiones, se debe dimensionar la sección de los cables de las líneas de MT, en función de los requerimientos de la compañía a la que pertenece la red a la que se conectaría el parque. En este caso la compañía es IBERDROLA, por lo que se ha aplicado la normativa MT2.31.01.

Los cálculos de las secciones se desarrollan en el Anejo cálculos. Como resultado se ha obtenido una sección de 150 mm² para todos los tramos.

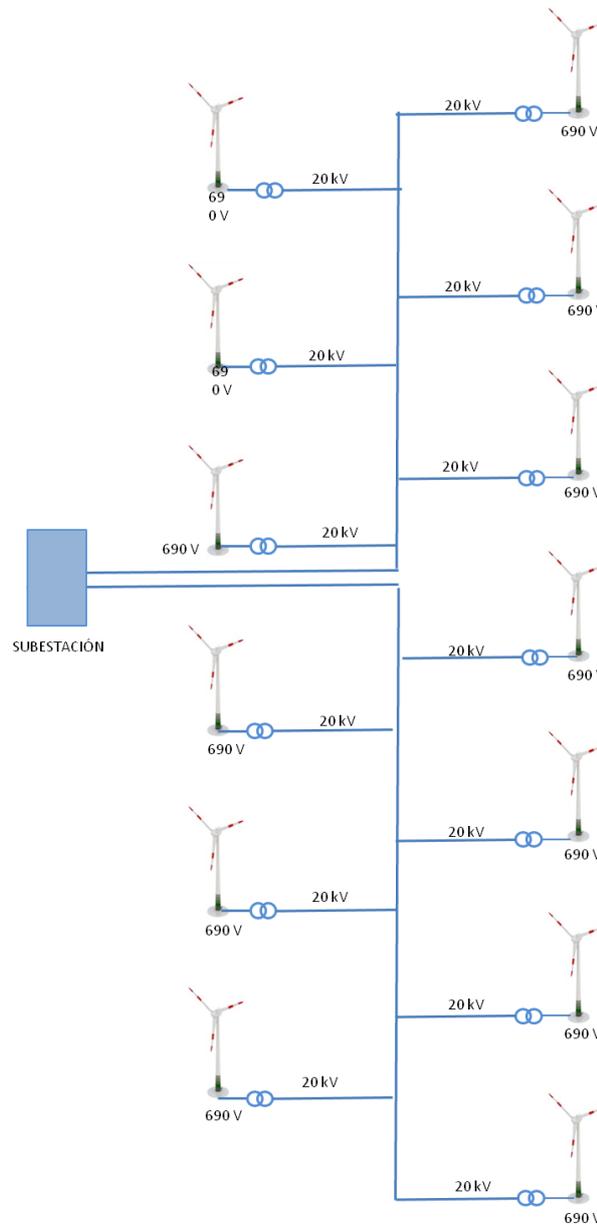


Figura 22: Representación del trazado de las conexiones.

8 OBRA CIVIL

8.1 ZANAJAS

Se deben excavar zanjas que alojen el cableado de las líneas de MT. El diseño de estas ha de ser adecuado a los requerimientos de la empresa IBERDROLA ya que es la distribuidora de la zona.

El cableado se aloja en el interior de tubos cuyo diámetro debe cumplir lo requerido en la normativa de IBERDROLA, es decir la relación entre el diámetro del tubo y el cable debe ser inferior a 1,5, por lo que en nuestro caso, el diámetro del tubo en el que se alojan los cables es de 160mm en todos los tramos

En este caso se disponen dos secciones tipo de zanja. La sección tipo 1 corresponde al tramo de conexión de los aerogeneradores a la línea principal y al tramo de orientación N-S de la línea principal, mientras que la sección tipo 2 corresponde al tramo que transporta la potencia a la subestación, ya que aloja las líneas de los dos circuitos.

Las secciones de las zanjas se encuentran en el Anejo Planos.

8.2 CIMENTACIÓN

Las cimentaciones cumplen la función de transmitir las cargas de la estructura que soporta al sustrato. La transmisión de cargas al terreno debe ser lo más homogénea posible, es por esto por lo que se utilizan cimentaciones superficiales circulares de gran diámetro.

En este caso la zapata empleada es de hormigón armado C30/37 con acero BS500S de 12m de diámetro de base. El plano de la cimentación se encuentra en el Anejo Planos.

Las comprobaciones a realizar en cimentaciones superficiales según la guía de cimentaciones de carretera son las siguientes:

8.3 Comprobaciones

- Hundimiento.

Se produce cuando la capacidad de soporte del terreno es inferior a la carga que transmite la cimentación al terreno. En este caso, el elemento de cimentación y el terreno situado inmediatamente debajo sufren movimientos que arruinan la construcción que están soportando

- Deslizamiento

El deslizamiento se produce cuando las tensiones de corte en el plano de contacto terreno-cimentación son iguales o superiores a la resistencia de dicho contacto, de forma que se produce entonces un desplazamiento inadmisibles de la cimentación respecto al terreno de apoyo.

- Vuelco

Las cimentaciones superficiales sometidas a cargas excéntricas respecto al centro de gravedad de su área de apoyo pueden alcanzar un estado límite último cuando el punto de paso de la resultante de las acciones se aproxima al borde de la cimentación. Este modo de fallo consiste en el giro excesivo del elemento de la cimentación y, por ende, de la estructura a la que sustenta.

Para realizar dichas comprobaciones, se necesita conocer el tipo de terreno. Según el Mapa Geológico Nacional (MAGNA), el terreno en el que nos encontramos es un afloramiento de estratos alternados de calizas y arcillas, por lo que se deben realizar las comprobaciones en ambos casos.

Estos cálculos se encuentran en el Anejo cálculos.

Los resultados que se obtienen para las calizas son favorables a falta del cálculo del coeficiente de hundimiento, que no es posible calcularlo por falta de datos. Sin embargo, para suelos arcillosos se cumple el coeficiente de vuelco y deslizamiento pero no el de hundimiento, por lo que sería necesario realizar pilotes, de esta forma la cimentación sería profunda por lo que la capacidad del terreno aumentaría y sería capaz de soportar la carga transmitida por el aerogenerador y los esfuerzos producidos por el viento a la cimentación.

9 MANTENIMIENTO

Los aerogeneradores deben pasar por una serie de mantenimientos para garantizar un funcionamiento óptimo y seguro.

9.1 Periodicidad

Anualmente se debe realizar un mantenimiento mecánico, visual, de engrase y eléctrico. Estos se reparten durante el año de forma que el aerogenerador se controla trimestralmente. El primer mantenimiento se realiza una vez se alcanzan las 300 horas de funcionamiento desde su puesta en marcha.

9.2 Mantenimiento visual

Se inspecciona el aerogenerador y se presta especial atención a ruidos extraños o inusuales.

9.3 Mantenimiento de engrase

En este, se rellenan o reemplazan depósitos de los componentes de engrase y se lubrican las juntas.

9.4 Mantenimiento mecánico

Adicionalmente al mantenimiento de engrase se revisan y comprueban los siguientes puntos:

- Uniones atornilladas (en especial las de las palas) y cordones de soldadura
- Pares de apriete (mantenimiento 300 horas)
- Motores de orientación y de pitch
- Escaleras de seguridad
- Sistema de refrigeración de la torre
- Piezas portantes
- Freno del rotor
- Palas (inspección visual realizada desde la cubierta superior de la góndola)

9.5 Mantenimiento eléctrico

Dentro del mantenimiento eléctrico se vigilan y comprueban entre otros:

- Sensores, detectores, dispositivos de medición, teclas, interruptores y fusibles
- Desconexión por sombras y optimización del ruido (según equipamiento)
- Interruptor de sobrevelocidad y ajuste de emergencia de las palas
- Transmisión (según equipamiento)
- Exactitud de los ángulos de orientación y de la pala
- Proceso de arranque y estado del software
- Circuitos de liberación y seguridad
- Cables y conexiones
- Protección contra rayos y puesta a tierra

10 ESTUDIO ECONÓMICO

10.1 INGRESOS

10.1.1 Previsión de producción

Una vez realizado el diseño de la disposición en planta del parque eólico, el número de aerogeneradores a instalar es de 13, siendo la potencia nominal del parque de 10,4MW

Como se ha estudiado en el apartado 6. Cálculo de la producción energética del E-53, la producción bruta anual de un aerogenerador es de 2.355,7MW, por lo que la producción anual bruta del parque es de:

$$\text{Producción anual bruta} = 2.355 \times 13 = 30.623,94MWh$$

Sin embargo, esta producción no será la que se vierta directamente a la red, si no que se debe aplicar un coeficiente de pérdidas de energía y un coeficiente de incertidumbre.

10.1.1.1 Coeficiente de pérdidas del parque

Se deben aplicar una serie de coeficientes que disminuyen la producción energética final.

- Pérdidas por sombras entre alineaciones

Al establecer dos alineaciones de aerogeneradores es posible que la primera alineación, sea capaz de producir más energía que la alineación posterior. Por otro lado, se ha reducido la distancia correspondiente a la dirección principal del viento. Ambos aspectos pueden influir en la producción final.

- Pérdidas por sombras entre turbinas en una misma alineación

El giro de las palas del rotor provoca una perturbación en los flujos de viento que puede afectar a los aerogeneradores situados en una misma alineación. Del mismo modo que en el caso anterior, la distancia entre alineaciones también se ha visto reducida, por lo que es un aspecto a tener en cuenta

- Pérdidas por disponibilidad

Son las correspondientes a paradas inesperadas del aerogenerador o averías

- Pérdidas por transformación y transporte

En el trayecto que recorre la energía desde que se produce hasta que se transporta a la red se producen pérdidas de energía que deben ser consideradas.

- Pérdidas por mantenimiento de la subestación

Son las debidas a faltas de vertido a la red, aunque su repercusión no es elevada.

- Pérdidas por corte de suministro

Como se ha comentado antes, los aerogeneradores necesitan alimentarse de energía eléctrica de la red en el período de arranque, sin embargo, es posible que en ese instante no haya servicio eléctrico. Sin embargo, actualmente es muy difícil que se produzca.

- Pérdidas por ajuste de la curva de potencia

Los cálculos de producción bruta realizado se han calculado en base a la curva de potencia proporcionada por los fabricantes de ENERCON, no obstante, debe aplicarse un coeficiente reductor dado que la producción real suele ser inferior.

A continuación se muestra una tabla con los coeficientes aplicados a las consideraciones anteriores

| Pérdidas | Coficiente |
|--|-------------|
| Sombras entre alineaciones | 0,95 |
| Sombras entre turbinas en una misma alineación | 0,99 |
| Disponibilidad | 0,98 |
| Transformación y transporte | 0,98 |
| Mantenimiento de la subestación | 0,99 |
| Corte de suministros | 1 |
| Ajuste curva de potencia | 0,9 |
| | 0,80 |

Tabla 4: Coeficiente de pérdidas

10.1.1.2 Incertidumbre

Los inversores, a la hora de estimar su previsión de producción, aplican una incertidumbre de forma que se considere la sensibilidad de la producción a variables como el error de medición del anemómetro, la veleta, el contador, etc.

Suele aplicarse un valor de incertidumbre del **90%** sobre la producción anual bruta.

10.1.2 Ingresos de producción

La producción anual neta del parque aplicando los coeficientes anteriores será:

$$\text{Producción anual neta} = 30.623,94 \text{ MWh} \times 0.8 \times 0.9 = \mathbf{22.049,24 \text{ MWh}}$$

Según la Orden IET/2212/2015, el coste del MWh producido a partir del 2017, se puede estimar en 52€.

$$\text{Ingreso anual de producción} = 22.049,24 \text{ MWh} \times \frac{52\text{€}}{\text{MWh}} = \mathbf{1.146.560,48\text{€}}$$

10.2 COSTE DEL PROYECTO

En el Anejo Precios unitarios se desarrolla el precio unitario de los gastos a considerar, en la

Los costes del proyecto se dividen en dos apartados principales:

- Inversión

La inversión es la suma del Precio de Ejecución Material (PEM), los Gastos Generales de la obra (GG), el Beneficio Industrial (BI) que es el porcentaje respecto al PEM que el proyectista desea ganar y los Gastos de Recuperación.

| UD. | DESCRIPCIÓN | CANTIDAD | COSTE UNITARIO (€) | IMPORTE (€) |
|-----|-------------|----------|--------------------|-------------|
|-----|-------------|----------|--------------------|-------------|

INVERSIÓN

| Presupuesto de Ejecución Material (PEM) | | | | |
|---|---|------------|------------------------|------------------------|
| OBRA CIVIL | | | | |
| MW | Instalación completa del aerogenerador | 10,40 | 1.000.000,00 | 10.400.000,00 € |
| m2 | Despeje y desbroce del terreno | 300.000,00 | 0,23 | 69.000,00 € |
| m3 | Excavación todo tipo de terrenos | 1.227,75 | 4,91 | 6.028,23 € |
| m3 | Relleno con material excavación | 485,25 | 1,20 | 582,30 € |
| m3 | Relleno arena | 373,04 | 2,30 | 857,99 € |
| m3 | Viales interiores | 75.000,00 | 1,20 | 90.000,00 € |
| nº aero | Señalización | 13 | 1.100,00 | 14.300,00 € |
| nº aero | Confección botella terminal | 13 | 80,50 | 1.046,50 € |
| nº aero | Botella terminal | 13 | 21,00 | 273,00 € |
| m | Tendido de haz de cable hasta 240mm ² Al | 6.932,20 | 7,70 | 53.377,94 € |
| m | Cable 12/20 kV tipo HEPRZ1 240 mm ² Al | 6.932,20 | 6,10 | 14.136,75 € |
| MW | subestación | 10,40 | 120.000,00 | 1.248.000,00 € |
| | | | OBRA CIVIL | 11.897.602,72 € |
| GASTOS DE RECUPERACIÓN | | | | |
| nº parque | Seguridad y Salud | 1 | 8.000,00 | 8.000,00 |
| Ha | Aporte de tierra vegetal | 30,00 | 3.600,00 | 108.000,00 |
| Ha | Hidrosiembra | 30,00 | 810,00 | 24.300,00 |
| | | | G.RECUPERACIÓN | 140.300,00 € |
| | | | PEM | 12.037.902,72 € |
| %PEM | BENEFICIO INDUSTRIAL | 6% | | 722.274,16 € |
| %PEM | GASTOS GENERALES OBRA | 5% | | 601.895,14 € |
| | | | INVERSIÓN TOTAL | 13.362.072,02 € |

Tabla 5: Presupuesto de la inversión.

- Gastos de establecimiento

Incluye diversos impuestos a pagar por la ejecución de las obras, además del estudio geotécnico y el estudio de impacto ambiental.

| UD. | DESCRIPCIÓN | CANTIDAD | COSTE UNITARIO (€) | IMPORTE (€) |
|-----|-------------|----------|--------------------|-------------|
|-----|-------------|----------|--------------------|-------------|

| GASTOS DE GESTIÓN DE ESTABLECIMIENTO | | | | |
|--------------------------------------|---|----|----------|-----------------------|
| %PEM | Impuestos sobre construcciones, instalaciones y obras | 4% | | 751.876,16 € |
| %PEM | Tasa licencia de obras | 6% | | 1.127.814,24 € |
| %PEM | Cuota de ocupación del suelo | 2% | | 375.938,08 € |
| Ud. | Estudio geotécnico | 1 | 2.000,00 | 2.000,00 € |
| Ud. | Estudio de Impacto Ambiental | 1 | 2.300,00 | 2.300,00 € |
| G. GESTIÓN | | | | 2.259.928,48 € |

Tabla 6: Presupuesto gastos de gestión de establecimiento.

De esta forma el coste total del proyecto será:

$$\text{Coste total del proyecto} = 13.362.072,02\text{€} + 1.448.843,33 = \mathbf{14.810.915,35\text{€}}$$

10.3 ESTUDIO DE RENTABILIDAD

Los fabricantes de ENERCON consideran una vida útil de 25 años para sus aerogeneradores, por lo que el estudio de rentabilidad se ha realizado para este período.

Tabla 7: Presupuesto gastos de gestión de establecimiento.

El beneficio anual bruto corresponde al balance entre los ingresos obtenidos debido a la producción y los gastos anuales. Estos gastos anuales corresponden al personal y mantenimiento que se ha estimado en torno a un 6% de los ingresos. Sin embargo, para el primer año, según la Orden IET/2212/2015, se aplica una retribución a la inversión de 63.384€/MW instalado, que se especifica en la tabla 1 del Anejo Precios unitarios.

De esta forma se obtiene un beneficio anual bruto (B_B):

$$B_{B2017} = \text{Ingresos. prod} - \text{Gastos} + \text{Retribución}$$

$$B_{B2017} = 1.146.560,33\text{€} - 6\% * 1.146.560,33\text{€} + \frac{63.384\text{€}}{\text{MW}} * 10,4\text{MW} = 1736960,31\text{€}$$

$$B_{B2018-2041} = \text{Ingresos. prod} - \text{Gastos}$$

$$B_{B2018-2041} = 1.146.560,48\text{€} - 6\% * 1.146.560,33\text{€} = 91283,84\text{€}$$

Una vez obtenido el beneficio anual bruto, se deben aplicar los siguientes impuestos:

| TIPO DE IMPUESTO | COSTE |
|------------------|-------------------------|
| Peajes de acceso | 0,5 MWh |
| IVPEE | 7 % ingresos producción |

Tabla 8: Impuestos anuales.

De esta forma, todos los años se tendrá un coste de impuesto igual a:

$$\text{Cobro de impuestos} = 0.5 \times 22.049,24 + 7\%1.146.560,58 = \mathbf{91.283,84\text{€}}$$

El beneficio resultante recibe el nombre de flujo de caja, en el cual se representa el beneficio neto anual obtenido según los ingresos y los costes que se aplican.

Del cálculo del flujo de caja se ha calculado la viabilidad del proyecto a través del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). El VAN obtenido aplicando una tasa de interés del 4% respecto al beneficio neto es positivo, por lo que indica que el proyecto es rentable. Respecto al TIR indica la tasa de descuento que podríamos aplicar al proyecto para que saliera rentable, obteniendo un el valor del 5%.

| Año | Inversión | Producción Mw/h año | Precio prima €/MWh | Ingresos | Personal y Mantenimiento | Beneficio antes de impuestos | Impuestos anuales | Flujo de caja | FNC actualizado (VAN) |
|------------------|---------------|---------------------|--------------------|--------------|--------------------------|------------------------------|-------------------|---------------|-----------------------|
| 2016 | 14.810.920,35 | | | | | | | | -14.810.920,35 |
| 2017 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.805.753,93 | 68.793,62 | 1.736.960,31 | 91.283,84 | 1.645.676,47 | 1.582.381,22 |
| 2018 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 912.058,87 |
| 2019 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 876.979,68 |
| 2020 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 843.249,69 |
| 2021 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 810.817,01 |
| 2022 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 779.631,74 |
| 2023 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 749.645,91 |
| 2024 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 720.813,37 |
| 2025 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 693.089,78 |
| 2026 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 666.432,48 |
| 2027 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 640.800,46 |
| 2028 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 616.154,29 |
| 2029 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 592.456,05 |
| 2030 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 569.669,28 |
| 2031 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 547.758,92 |
| 2032 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 526.691,27 |
| 2033 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 506.433,91 |
| 2034 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 486.955,69 |
| 2035 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 468.226,62 |
| 2036 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 450.217,91 |
| 2037 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 432.901,83 |
| 2038 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 416.251,76 |
| 2039 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 400.242,08 |
| 2040 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 384.848,15 |
| 2041 | | 22.049,24 | 52,00 | 1.146.560,33 | 68.793,62 | 1.077.766,71 | 91.283,84 | 986.482,87 | 370.046,30 |
| TOTAL VAN | | | | | | | | | 1.233.833,96 |
| TIR | | | | | | | | | 5% |

Tabla 9: Previsión flujo de caja del 2016-2041. Cálculo de VAN y TIR

11 VALORACIÓN CONJUNTA.

La valoración del resultado se ha elaborado de manera conjunta, puesto que, se ha realizado una comparación de las tres alternativas de aerogeneradores, para así elegir la más rentable.

| | Produccion MWh | Coste del proyecto (€) | €/MWh | Amotizacion | TIR | VAN |
|-------|----------------|------------------------|-------|-------------|-----|-----|
| E-53 | 22049,24 | 14810920,35 | 55,98 | 15 | 5% | >0 |
| E-92 | 34507,84 | 23124491,94 | 55,84 | 15 | 5% | >0 |
| E-141 | 33008,88 | 17752901,55 | 44,82 | 12 | 7% | >0 |

Tabla 10: Resumen estudio de producción y económico de las alternativas

En primer lugar, la adopción de cualquiera de las tres alternativas resultaría rentable ya que su VAN es positivo.

Para la elección de la alternativa nos hemos guiado por el precio de MWh, obtenido de la relación entre el coste del proyecto y la producción neta anual, por el período de amortización y la rentabilidad (TIR).

De la observación de los resultados se escoge la instalación de los aerogeneradores del E-141, ya que el precio por MWh es 10€ inferior a las otras dos alternativas, además el período de amortización es 3 años inferior obteniendo una rentabilidad mayor (7%).

12 CONCLUSIÓN

El recurso eólico en Castilla La Mancha es muy elevado, de ahí que se hayan instalado numerosos parques eólicos.

Del estudio del potencial eólico se comprueba la buena disponibilidad de vientos. Mediante la instalación del aerogenerador E-53 se obtiene un factor de carga del **33,2%**. Se deben tener en cuenta varios parámetros para realizar un diseño adecuado del parque con el objetivo de alcanzar la producción óptima del viento. En este caso se han instalado 13 aerogeneradores cuya producción anual neta del es de **22.049 MWh**.

Por otro lado, se ha realizado un estudio económico para comprobar la rentabilidad del proyecto, cuyos resultados han sido favorables.

La construcción de instalaciones de energías renovables ha evolucionado mucho en muy poco tiempo, se debe ser consciente de los cambios climáticos que se están produciendo en la

actualidad tales como el efecto invernadero, el deshielo de los casquetes polares, la desertización, la emisión de una gran concentración de contaminantes a la atmosfera que aceleran los procesos y que además se retroalimentan. Sin embargo, lo verdaderamente importante es poner solución a este tipo de problemas mediante la utilización de nuevas tecnologías, y como se ha estudiado en esta memoria, mediante la instalación de parques eólicos, los cuales producen electricidad de forma limpia y sostenible.

La experiencia obtenida en la elaboración del Trabajo de Final de Grado ha sido satisfactoria ya que permite poner en práctica diversos conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera. Además, permite conocer de primera mano la envergadura que supone la realización de un proyecto de estas características.

13 BIBLIOGRAFIA

- A, Canterbury, E., Duraiappah, A. K., Naeem, S., Agardy, T., Ash, N. J., ... MEA. (2013). No Title No Title. *Ecosystems and Human Well-being: A Framework for Assessment*, 12(16), 81-87. <http://doi.org/10.1007/s13398-014-0173-7.2>
- Álvarez, C. (2006). Manual de Energías Renovables - Energía Eólica. *Idae*, 1-180.
- Bayón Gómez, R., Cebadera Miranda, L., & Del Castillo Gómez, R. (s. f.). Diseño de un parque eólico de 6 MW, 71.
- Directive, G. E. (2009). Technical Description, 1-8.
- Electrotecnia, A. (2011). Tema 6. instalaciones de distribución 1, 1-25.
- Espanya. (2014). Boletín Oficial del Estado (BOE), 39355-39357.
- Fabricante, G., Gmbh, E., E-, A. A., Sa, C., Potencia, M., & Sentido, T. (s. f.). Datos técnicos E-53, 1-2.
- González-longatt, R. P. F. M. (2008). Normativa IEC 64100-1 : Modelado del Viento en condiciones Normales Parte I Índice General.
- Government of Spain. (2012). Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. *Boletín Oficial de Estado*, 312, 88081-88096. <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Hacienda, M. De. (2015). Lrhl 2/2004, 1-101.
- Ingenieria, I. D. E. E. E. (2007). Septiembre de 2007, 1-43.
- Lareo, A. P., & Filgueiras, C. S. A. A. (2013). Grado en Ingeniería Eléctrica.
- Management, P. (s. f.). Camino de acceso y plataforma de la grúa Torre hormigón prefabricada, 1-15.
- Management, P. (s. f.). Camino de acceso y plataforma de la grúa Torre hormigón prefabricada, 1-15.
- Ministerio de Educación, C. y D. (2015). Boletín oficial del estado. *Resolución del 24 de Julio de 2015, de la Secretaría de Estado de Educación, Formación Profesional y Universidades, por la que se convocan ayudas para alumnado con necesidad específica de apoyo educativo, para el curso académico 2015-2016.*, (183), 60502-60511.
- Ministerio de Industria Turismo y Comercio. (2011). Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica. *Boletín Oficial de Estado*, 276, 118002-118009.

Molinero Benítez, A. (2009). Proyecto de un parque eólico, 296.

Mw, S. (2014). Gama de aerogeneradores.

EL RÉGIMEN DE APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA EÓLICA EN CASTILLA-LA MANCHA. (s. f.). Recuperado 31 de mayo de 2016, a partir de http://huespedes.cica.es/gimadus/21/02_el_regimen_de_aprovechamiento.html

Mapas de la red | Red Eléctrica de España. (s. f.). Recuperado 1 de junio de 2016, a partir de <http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/mapas-de-la-red>

Endesa distribución - endesadistribucion.es. (s. f.). Recuperado 31 de mayo de 2016, a partir de <http://www.endesadistribucion.es/es/Paginas/Home.html>

Las ventajas | Asociación Empresarial Eólica. (s. f.). Recuperado 31 de mayo de 2016, a partir de <http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/las-ventajas/>

Energías renovables, una apuesta decidida de Castilla-La Mancha - Noticias de Entrevistas y Reportajes - La Cerca. (s. f.). Recuperado 31 de mayo de 2016, a partir de http://www.lacerca.com/noticias/reportajes/energias_renovables_castilla_la-23295-1.html

La eólica y el precio de la luz | Asociación Empresarial Eólica. (s. f.). Recuperado 31 de mayo de 2016, a partir de <http://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-y-el-precio-de-la-luz/>