

Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Estudio de Viabilidad para la Repotenciación de un
Parque Eólico

Autor: Miguel Ángel Calderón Bautista

Tutor: José Luis Martínez Ramos

Juan Manuel Roldán Fernández

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018



Trabajo Fin de Máster
Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Estudio de Viabilidad para la Repotenciación de un Parque Eólico

Autor:

Miguel Ángel Calderón Bautista

Tutor:

José Luis Martínez Ramos

Catedrático de Universidad

Cotutor:

Juan Manuel Roldán Fernández

Profesor sustituto interino

Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2018

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

Trabajo Fin de Máster: Estudio de Viabilidad para la Repotenciación de un Parque Eólico

Autor: Miguel Ángel Calderón Bautista

Tutor: José Luis Martínez Ramos

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El Secretario del Tribunal

Resumen

El presente Trabajo Fin de Máster se basa fundamentalmente en la repotenciación de un parque eólico ficticio situado en la Sierra del Quebrajo (Badajoz) haciendo hincapié en la viabilidad económica buscando siempre un mayor aprovechamiento del viento de la zona con la instalación de aerogeneradores de tecnología actual.

Para ello, se lleva a cabo un análisis del potencial eólico del área con la ayuda del Atlas Eólico del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA). Conociendo los parámetros del viento en cada punto seleccionado se procede a elegir el modelo de aerogenerador más indicado haciendo un análisis entre varios fabricantes siendo seleccionado el que más energía produce en dichos puntos a lo largo del año. Además, se lleva a cabo una comparativa dentro del modelo seleccionado de la influencia de la altura del buje del molino en la producción de energía eléctrica.

La red de media tensión ha sido recalculada, así como toda la obra civil necesaria del parque.

Se ha llevado a cabo un riguroso estudio de viabilidad financiera para conocer si la repotenciación es viable económicamente frente a mantener las máquinas de tecnología más antigua.

Por último, se ha realizado un estudio de impacto ambiental para interferir lo menos posible en el medio ambiente, respetar las zonas protegidas de la región y utilizar algunas medidas correctoras durante la fase de desmantelamiento, instalación y explotación de las infraestructuras.

Palabras clave: Parque eólico, infraestructura eléctrica, aerogenerador, impacto ambiental y estudio de viabilidad.

Abstract

The present Final Master's Project is fundamentally based on the repowering of a fictitious wind farm located in the Sierra del Quebrajo (Badajoz), emphasizing economic viability always seeking greater use of the wind in the area with the installation of current technology wind turbines .

For this, an analysis of the wind potential of the area is carried out with the help of the Wind Atlas of the Institute for Energy Diversification and Saving (IDEA). Knowing the wind parameters at each selected point, we proceed to choose the most suitable wind turbine model, making an analysis between several manufacturers, selecting the one that produces the most energy at said points throughout the year. In addition, a comparison is made within the selected model of the influence of the height of the mill bushing in the production of electrical energy.

The medium voltage network has been recalculated, as well as all the necessary civil works of the park.

A rigorous financial feasibility study has been carried out to find out whether the repowering is economically viable in the face of maintaining the machines with the oldest technology.

Finally, an environmental impact study has been carried out to interfere as little as possible in the environment, to respect the protected areas of the region and to use some corrective measures during the dismantling, installation and operation phase of the infrastructures.

Key words: Aeolian Park, electrical infrastructure, wind turbine, environmental impact and feasibility study.

Índice General

Resumen	viii
Abstract	viii
Índice General	ix
1 Descripción del Proyecto	¡Error! Marcador no definido.
1.1 Objeto del trabajo fin de máster	1
2.1 Alcance del trabajo fin de máster	1
2.1 Justificación del trabajo	2
2 Legislación y Normativa Aplicable	¡Error! Marcador no definido.
2.1 Análisis de la legislación actual	¡Error! Marcador no definido.
2.2. Comparativa de trámite nuevo respecto a repotenciación	5
2.3. Conclusiones sobre la legislación en el repowering	6
2.3.1 Propuestas de mejora para la legislación	6
2.3.2 Ventajas de repotenciar y posibilidades de simplificar los trámites legales	6
3 Introducción a la Energía Eólica	9
3.1. El sector energético actual en España	9
3.1.1. Sector energético y panorama eólico actual en Extremadura	12
3.1.1.1 Demanda de energía eléctrica en Extremadura	13
3.1.1.2 Producción de energía eléctrica en Extremadura	13
3.1.1.3 Extremadura en el sistema eléctrico nacional	16
3.1.1.4 Energía eólica en Extremadura	19
3.2. En que consiste la repotenciación	21
3.3. Ejemplos concretos de parques repotenciados	23
3.3.1 Parque eólico "Los Valles"	23
3.3.2 Parque eólico "Cabo Vilano"	24
3.3.3 Repowering en Dinamarca	25
4 Caracterización del Recurso Eólico	27
4.1. Atlas eólico de España	27
4.1.1 Matriz de velocidades	28
4.1.2 Matriz de rugosidad	29
4.2. Rosa de los vientos	30
4.3. Potencia eólica	31
4.3.1 Densidad de potencia	31
4.3.2 Límite de Betz	32
4.3.3 Aplicación al proyecto	33

5	Descripción del Parque Existente	34
5.1.	Localización	34
5.2	Elevación	35
5.3	Descripción de los aerogeneradores	36
5.3.1	Rotor, torre y góndola	37
5.4	Cálculo de energía producida	38
5.4.1	Distribución de Weibull	38
5.4.2	Curva de potencia	40
5.5	Infraestructura eléctrica actual	42
5.5.1	Subestación transformadora	43
5.5.2	Conductores	43
5.6	Obra civil actual	45
5.6.1	Acceso y viales interiores	45
5.5.2	Plataformas de los aerogeneradores	45
5.6.3	Cimentación de los aerogeneradores	46
6	Selección del Aerogenerador	47
6.1.	Perfil de velocidades	48
6.2	Clase del aerogenerador	50
6.3	Potencia del aerogenerador	52
6.4	Altura de la torre	55
6.5	Comparación de resultados	56
7	Infraestructura Eléctrica	59
7.1.	Intensidades nominales	59
7.2	Cálculo de conductores	61
7.2.1	Factor de corrección de la temperatura del terreno	62
7.2.2	Factor de corrección de la resistividad del terreno	62
7.2.3	Comprobación a caída de tensión	69
7.2.4	Comprobación según las pérdidas de potencia	70
7.2.5	Comprobación según intensidad de cortocircuito	71
7.2.6	Celdas de conexión	75
8	Obra Civil	79
8.1	Caminos	79
8.2	Plataformas de montaje	81
8.3	Cimentaciones	81
8.3.1	Cargas transmitidas a la cimentación	82
8.3.2	Parámetros del terreno	85
8.3.3	Cálculo y comprobación de la zapata	86
8.3.4	Resultados obtenidos	87
9	Análisis de Viabilidad	89
9.1	Estudio de la producción del parque	89
9.1.1	Producción del parque existente de 30 MW	89
9.1.2	Producción del parque repotenciado de 39,6 MW	90
9.2	Estudio de la inversión necesaria para la repotenciación	92
9.3	Estimación de los costes fijos	93
9.4	Renta anual	93
9.5	Análisis financiero	93
9.5.1	Producción restante del parque actual	93

9.5.2	Rentabilidad de la repotenciación	94
10	Estudio de Impacto Ambiental	103
10.1	Descripción del proyecto	103
10.2	Inventario ambiental	104
10.2.1	Climatología	104
10.2.2	Geología	105
10.2.3	Hidrología	107
10.2.4	Áreas protegidas	108
10.2.5	Fauna	111
10.2.6	Vegetación	113
10.3	Factores afectados	114
10.4	Medidas correctoras	117
11	Conclusiones	120
12	Bibliografía y Referencias	122
	Índice de Figuras	xiii
	Índice de Gráficas	xvii
	Índice de Tablas	ix

Índice de Figuras

Figura 3-1. Parque de “Los Valles” antes de la repotenciación

Figura 3-2. Parque de “Los Valles” después de la repotenciación

Figura 3-3. Evolución del tamaño y potencia de los aerogeneradores

Figura 3-4. Secuencia de instalación de nuevas máquinas en Cabo Vilano

Figura 3-5. Montaje de aerogenerador en Cabo Vilano

Figura 3-6. Proyecto de repotenciación en Dinamarca

Figura 4-1. Matriz de velocidades del parque eólico de Sierra del Quebrajo

Figura 4-2. Matriz de rugosidades del parque eólico Sierra del Quebrajo

Figura 4-3. Rosa de los vientos

Figura 4-4. Rosa de los vientos de frecuencias

Figura 4-4. Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica del rotor y tipo de aerogenerador

Figura 5-1. Ubicación del parque eólico de Sierra del Quebrajo

Figura 5-2. Situación del parque eólico de Sierra del Quebrajo

Figura 5-3. Sección del modelo E-115 instalado actualmente

Figura 5-4. Situación del parque eólico de Sierra del Quebrajo

Figura 5-5. Conductor tipo empleado en las líneas del parque eólico

Figura 5-6. Detalle de canalización del cableado

Figura 5-7. Ejecución de la cimentación de uno de los aerogeneradores

Figura 5-8. Alzado y planta de la zapata ejecutada para cada aerogenerador

Figura 6-1. Puntos elegidos para la comparación de aerogeneradores

Figura 6-2. Perfil de velocidades según el exponente de Hellamn

Figura 7-1. Numeración de nodos de la red y representación de subestación y líneas

Figura 7-2. Características técnicas conductor Al EproWIND

Figura 7-3. Circuito monofásico equivalente

Figura 7-4. Tipos de celdas de conexión según fabricante MESA

Figura 8-1. Grúa telecópica sin cadenas para desmantelamiento y montaje de aerogeneradores

Figura 8-2. Modificación de la anchura del camino de accesos

Figura 8-3. Alzado y planta de las zapatas instaladas actualmente

Figura 8-4. Problema modelo de la cimentación a resolver

Figura 8-5. Zapata cuadrada: a) vista en planta, b) vista en alzado

Figura 9-1. Amortización según modelo francés de la torre de 94 metros

Figura 10-1. Climatología en la región del parque eólico

Figura 10-2: Diagrama de temperatura en la región del parque eólico

Figura 10-3. Mapa geológico de Extremadura

Figura 10-4. Mapa geológico de la región del parque eólico

Figura 10-5. Mapa hidrológico de Extremadura

Figura 10-6. ZEPA Extremadura

Figura 10-7. Espacios protegidos en Extremadura

Figura 10-8. Zonas IBA en Monterrubio de la Serena

Figura 10-9. Zonas IBA en Peraleda del Zaucejo

Figura 10-10. Matriz de interacción entre actividades y factores ambientales

Figura 10-11. Nivel sonoro provocado por los nuevos aerogeneradores

Índice de Gráficas

Gráfica 3-1. Potencia eléctrica instalada peninsular

Gráfica 3-2. Cobertura de la demanda peninsular

Gráfica 3-3. Evolución de la generación eléctrica peninsular

Gráfica 3-4. Evolución de las emisiones de CO₂ asociadas a la generación eléctrica peninsular

Gráfica 3-5. Evolución de la producción eléctrica renovable peninsular

Gráfica 3-6. Evolución de la potencia eólica instalada en España

Gráfica 3-7. Evolución anual de la demanda (b.c.) 2005-2016 en Extremadura

Gráfica 3-8. Evolución anual de la demanda (b.c.) per cápita 2005-2016 en Extremadura

Gráfica 3-9. Distribución de la producción de energía eléctrica neta en Extremadura

Gráfica 3-10. Distribución de la demanda (b.c.) 2016 en España por Comunidad Autónoma

Gráfica 3-11. Generación neta de energía eléctrica nacional 2016 por Comunidad Autónoma

Gráfica 3-12. Generación neta 2016 de energía no renovable en España por Comunidad Autónoma

Gráfica 3-13. Generación neta 2016 de energía renovable en España por Comunidad Autónoma

Gráfica 3-14. Cobertura de la demanda (b.c.) con tecnología solar termoelectrica en España por Comunidad Autónoma

Gráfica 3-15. Cobertura de la demanda (b.c.) con tecnología solar fotovoltaica en España por Comunidad Autónoma

Gráfica 3-16. Cobertura de la demanda (b.c) con renovables en España por Comunidad Autónoma

Gráfica 5-1. Ejemplo de distribución de Weibull

Gráfica 5-12. Distribución de Weibull de un aerogenerador del parque

Gráfica 5-3. Curva de potencia de E-115 de ENERCON

Gráfica 6-1. Perfil de velocidades en tres puntos de estudio del parque eólico

Gráfica 6-2. Porcentaje de tiempo para cada velocidad en el punto AERO1 a una altura de 80 metros

Gráfica 6-3. Curva de potencia del modelo V-136/3.450 de VESTAS

Gráfica 6-4. Curva de potencia del modelo G-132/3.300 de GAMESA

Gráfica 6-5. Curva de potencia del modelo G-132/5.000 de GAMESA

Gráfica 10-1. Curva de nivel de potencia acústico del G-132/3.3 MW de GAMESA

Índice de Tablas

Tabla 3-1. Evolución de la demanda peninsular

Tabla 3-2. Aportación en % a la producción renovable neta y total en Extremadura en 2016

Tabla 3-3. Cuadro resumen balance de energía eléctrica en Extremadura 2015-2016

Tabla 3-4. Cumplimiento de la Directiva de Energías Renovables en Extremadura

Tabla 5-1. Coordenadas UTM de los aerogeneradores del parque eólico

Tabla 5-2. Altura sobre el nivel del mar de cada aerogenerador del parque eólico

Tabla 5-3. Características principales del E-115 de ENERCON

Tabla 5-4. Características del rotor E-115

Tabla 5-5. Características de la torre E-115

Tabla 5-6. Energía anual bruta producida por un aerogenerador del parque

Tabla 5-7. Resumen de parque actual en producción de energía

Tabla 5-8. Sección de conductor para cada tramo de cada una de las líneas del parque

Tabla 6-1. Coordenadas (UTM) de los puntos seleccionados para la comparación de los aerogeneradores

Tabla 6-2. Velocidad media en cada punto de análisis

Tabla 6-3. Parámetros de la velocidad del viento para clases de turbinas de viento

Tabla 6-4. Clase de los aerogeneradores candidatos a ser seleccionados para la repotenciación

Tabla 6-5. Potencia en kilovatios de cada uno de los modelos a bajas velocidades

Tabla 6-6. Altura de la torre disponible para cada modelo según fabricante

Tabla 6-7. Energía producida (MWh) por el G-132/3300 de GAMESA

Tabla 6-8. Energía producida (MWh) por el G-132/5000 de GAMESA

Tabla 6-9. Energía producida (MWh) por el V-136/6450 de VESTAS

Tabla 6-10. Comparativa energética-económica de las torres disponibles para el G-132/3300

Tabla 7-1. Tramos de cada línea e intensidades nominales para aerogeneradores de 3,3 MW

Tabla 7-2. Temperaturas máximas asignadas al conductor (ITC-LAT-06)

Tabla 7-3. Factor de corrección para temperaturas del terreno distintas a 25°C (ITC-LAT-06)

Tabla 7-4. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y de la humedad

Tabla 7-5. Factor de corrección para la resistividad térmica del terreno (ITC-LAT-06)

Tabla 7-6. Intensidades máximas admisibles (amperios) en servicio permanente (ITC-LAT-06)

Tabla 7-7. Cálculo de la sección necesaria para $I_n=467,95$ A con conductor de cobre

Tabla 7-8. Cálculo de la sección necesaria para $I_n=467,95$ A con conductor de aluminio

Tabla 7-9. Sección de conductor para cada intensidad nominal según material y aislamiento

Tabla 7-10. Análisis de sección de conductores en instalación existente

Tabla 7-11. Características eléctricas Al EproWind

Tabla 7-12. Caída de tensión en las líneas del parque eólico

Tabla 7-13. Pérdidas por efecto Joule en cada tramo y línea del parque eólico repotenciado

Tabla 7–14. Características de las celdas en la base del aerogenerador

Tabla 7–15. Tipo de celda para cada aerogenerador

Tabla 7–16. Características del interruptor automático del transformador de la subestación

Tabla 7–17. Características de la nueva celda de protección del transformador de la subestación

Tabla 8–1. Acciones que intervienen en la estructura

Tabla 8–2. Esfuerzos transmitidos por la torre a la cimentación

Tabla 8–3. Parámetros del terreno

Tabla 8–4. Definición geométrica de la zapata instalada actualmente

Tabla 8–5. Esfuerzos en la base de la cimentación

Tabla 8–6. Comprobación de los parámetros de seguridad para la zapata actual

Tabla 8–7. Comprobación de los parámetros de seguridad según nuevas zapatas propuestas

Tabla 9–1. Energía neta (MWh) producida por el parque actual y factor de carga asociado

Tabla 9–2. Energía bruta (MWh) producida por el parque repotenciado para cada altura de buje disponible

Tabla 9–3. Energía neta (MWh) producida por el parque repotenciado para cada altura de buje disponible y factor de carga asociado

Tabla 9–4. Estimación (€) de la inversión inicial para cada alternativa de altura de buje

Tabla 9–5. Producción y beneficio restante de la configuración actual

Tabla 9–6. Parámetros de la inversión según la financiación

Tabla 9–7. Análisis de rentabilidad para la alternativa con una altura de torre de 84 metros de altura

Tabla 9–8. Análisis de rentabilidad para la alternativa con una altura de torre de 97 metros de altura

Tabla 9–9. Análisis de rentabilidad para la alternativa con una altura de torre de 114 metros de altura

Tabla 9–10. Análisis de rentabilidad para la alternativa con una altura de torre de 134 metros de altura

Tabla 9–11. Análisis de rentabilidad para la alternativa con una altura de torre de 150 metros de altura

Tabla 9–12. Indicadores de rentabilidad del proyecto y beneficio neto

Tabla 10-1. Ponderación de los atributos

Tabla 10-2. Ruido generado en el desarme de los equipos

Tabla 10-3. Leyenda de colores de la matriz de interacción

1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

1.1 Objeto del trabajo fin de máster

La finalidad del presente documento es estudiar la repotenciación o repowering del parque eólico ficticio situado en las medianías de Monterrubio de la Serena y Peralada del Zaucejo, al sur de la provincia de Badajoz. Se trata de un parque con 12 aerogeneradores de 2,5 MW y una potencia total instalada de 30 MW.

La repotenciación se basa en el estudio del recurso eólico de la zona y sus principales características como velocidad, parámetros de Weibull, rugosidad del terreno etc. De esta manera, teniendo en cuenta estos resultados, puede calcularse la energía bruta y neta anual que se produce en el parque y realizar un estudio sobre qué modelo de aerogenerador es el más adecuado para sustituir a los antiguos.

Por otra parte, el impacto ambiental es otro de los objetos del trabajo, y por ello se van a evaluar las consecuencias que se producirían en el caso de llevar a cabo las tareas constructivas necesarias para la repotenciación sobre el medio ambiente con el fin de minimizar sus efectos.

Además, el estudio de viabilidad económica es fundamental y muy importante para determinar el grado de interés de la repotenciación del parque. Para ello, se tendrán en cuenta muchos aspectos del tipo económico, entre los que destacan todos los costes de desmantelamiento de los aerogeneradores actuales, la compra e instalación de los nuevos, suministros de instrumentación y cableado eléctrico, excavaciones, movimientos de tierra, cimentaciones, costes de mantenimiento, años de vida del parque actual y energía producida por el parque actual.

1.2 Alcance del trabajo final de máster

El alcance del proyecto incluye los siguientes aspectos:

- Caracterización del recurso eólico
- Selección del modelo de aerogenerador maximizando la producción energética
- Estudio de las diferentes alternativas para un mismo modelo en función de la producción energética y sus costes
- Diseño de la infraestructura eléctrica
- Diseño de la obra civil haciendo hincapié en el cálculo de la cimentación de los aerogeneradores
- Evaluación de impacto ambiental
- Viabilidad económica

1.3 Justificación del trabajo

El Plan de Energías Renovables 2011-2020 establece las bases para fomentar el uso de energía renovables. El presente trabajo final de máster comparte dichas bases y comparte la consecución de sus objetivos, entre los que se encuentra que las energías renovables supongan al menos un 20% del total de la energía total consumida en España. Por tanto, se trata a parte de un trabajo académico, un ejercicio de responsabilidad ética, social y medioambiental.

2 LEGISLACIÓN Y NORMATIVA APLICABLE

En este capítulo se pretende describir de una forma resumida toda la normativa existente en materia de repotenciación eólica en España. Es importante recalcar que en este proyecto, al ser su objetivo fundamentalmente académico, no se ha profundizado en llevar a cabo el proceso de permitting. De lo que se trata es de hacer percibir al lector la situación actual legislativa en el emergente y novedoso campo de la repotenciación, incluyendo un punto de vista crítico y proponiendo posibilidades de mejora con la mayor objetividad posible.

2.1 Análisis de la legislación actual

En los últimos años se ha vivido un enorme crecimiento de las energías renovables en España. Este logro, viene motivado principalmente por una serie de medidas legales muy exitosas, que logran crear el marco legal adecuado para impulsar este tipo de tecnologías.

Un punto de inflexión vino con el RD 661/2007, el cual, es el principal documento legal existente en materia de energías renovables, donde se estableció un sistema de compensación económica a través de primas, y unos cupos de potencia. Si bien el documento es muy claro en muchos aspectos, podría tener algunos flecos sueltos, sobre todo en el tema de repotenciación de parques eólicos. Además, la compleja organización del aparato estatal español ha propiciado el surgimiento de legislación en paralelo de carácter autonómico.

En resumen, en materia de repotenciación se manejan los siguientes documentos:

A nivel estatal se pueden describir los siguientes:

- RD 661/2007
- Decreto ley 6-2009 (registro de preasignación de retribución)
- Ley de impacto ambiental
- P.O. SEIE (Procedimientos de Operación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares).

A todo esto, habría que sumar las diversas normativas autonómicas que están surgiendo, además de las municipales que sean de obligado cumplimiento.

La única referencia clara y directa en toda la normativa española a nivel estatal se encuentra en la Disposición Transitoria Séptima del RD 661/2007, la cual se transcribe en la página siguiente.

“Disposición transitoria séptima. Repotenciación de instalaciones eólicas con fecha de inscripción definitiva anterior al 31 de diciembre de 2001.

1- Aquellas instalaciones eólicas con fecha de inscripción definitiva en el Registro de instalaciones de producción de energía eléctrica anterior al 31 de diciembre de 2001, podrán realizar una modificación sustancial cuyo objeto sea la sustitución de sus aerogeneradores por otros de mayor potencia, en unas condiciones determinadas, y que será denominada en lo sucesivo repotenciación.

2- Se establece un objetivo límite de potencia, a los efectos del régimen económico establecido en el presente real decreto de 2.000 MW adicionales a la potencia instalada de las instalaciones susceptibles de ser repotenciadas, y que no se considerará a los efectos del límite establecido en el artículo 38.2.

3- (Suprimido)

4- Estas instalaciones deberán estar adscritas a un centro de control de generación y deberán disponer de los equipos técnicos necesarios para contribuir a la continuidad de suministro frente a huecos de tensión, de acuerdo con los procedimientos de operación correspondientes, exigibles a las nuevas instalaciones.

5- Siempre que la potencia instalada no se incremente en más de un 40 por ciento y que la instalación disponga de los equipos necesarios para garantizar que la potencia evacuable no vaya a superar en ningún momento la potencia eléctrica autorizada para su evacuación antes de la repotenciación, no será exigible una nueva solicitud de acceso al operador del sistema o gestor de la red de distribución que corresponda. En caso contrario, el titular de la instalación deberá realizar una nueva solicitud de acceso, en los términos previstos en el título IV del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica”.

En el apartado 1 quedan determinadas las instalaciones que podrán realizar repotenciación, entendiéndose como ello percibir prima y mantenerse en el régimen especial, y son aquellas con fecha de inscripción definitiva anterior al 31 de diciembre de 2001.

Se entiende por repotenciación “una modificación sustancial cuyo objeto sea la sustitución de sus aerogeneradores por otros de mayor potencia, en unas condiciones determinadas”. Este apartado se considera demasiado abierto en cuanto a que no se hace referencia clara de esas “condiciones determinadas”, con lo que se entiende que se refiere a modificaciones que no afecten gravemente el entorno ni aumenten la superficie del parque.

Por tanto, será importante considerar la fecha de puesta en marcha, de igual manera que se hará con otros factores como la tecnología. La repotenciación sin ajustarse a estas características, es decir, con fecha de inscripción posterior a dicha fecha, no percibirá prima alguna.

Según se determina en el apartado 2, “se establece como objetivo límite de potencia, a los efectos de régimen económico establecido en el presente Real Decreto, de 2000 MW adicionales a la potencia instalada de las instalaciones susceptibles de ser repotenciadas, y que no se considerará a los efectos del límite establecido en el artículo 38.2”. de esta manera, se establece un objetivo de potencia de 2.000 MW adicionales a los 20.155 MW que es el objetivo citado RD para el 2010. Entendiéndose que, si una instalación con la fecha de inscripción anterior al 31 de diciembre de 2001 se amplía de 10 MW a 20 MW, el adicional es de 10 MW.

Las instalaciones deberán de cumplir ciertos requisitos, recogidos en el apartado 4, “Estas instalaciones deberán estar adscritas a un centro de control de generación y deberán disponer de los equipos técnicos necesarios para contribuir a la continuidad de suministro frente a huecos de tensión, de acuerdo con los procedimientos de operación correspondientes, exigibles a las nuevas instalaciones”.

A la hora de incrementar la potencia de cada instalación al repotenciar, se debe de tener en cuenta el apartado 5, “Siempre que la potencia instalada no se incremente en más de un 40 por ciento y que la instalación disponga de los equipos necesarios para garantizar que la potencia evacuable no vaya a superar en ningún momento la potencia eléctrica autorizada para su evacuación antes de la repotenciación, no será exigible una nueva solicitud de acceso al operador del sistema o gestor de la red de distribución que corresponda. En caso contrario, el titular de la instalación deberá realizar una nueva solicitud de acceso, en los términos previstos en el título IV del real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica”. Es decir, en el caso de que la nueva potencia instalada no supere en más de un 40% la potencia instalada, no será exigible una nueva solicitud de acceso al operador del sistema.

Por lo tanto, y a modo de resumen, se puede concluir que hay dos maneras de realizar una repotenciación, una un poco más agresiva, consistente en dismantelar el parque, construyéndolo de nuevo con todos los trámites que eso conlleva. La segunda manera consiste en aquellos parques que cumplen las características (puesta en marcha anterior al 31 de diciembre de 2001) para sustituir las máquinas por unas de una tecnología más actual, incluyendo un aumento máximo de la potencia del 40%.

2.2 Comparación de trámite nuevo respecto a repotenciación

A continuación, se enumeran las principales barreras de la tramitación de proyectos de repotenciación:

- Existe una excesiva regulación (estatal, autonómica, insular y local), en ocasiones “arbitraria” y en otras “obsoleta”.

- Conflictos de competencia entre administraciones y a legislación redundante o contradictoria.

- La aplicación estricta de la normativa por parte de las administraciones públicas es en ocasiones no favorable al desarrollo.

- Dificultades para la aplicación del silencio administrativo

- Problemas regulatorios relativos al acceso a red

- Plazos de las autorizaciones concedidas por cada uno de los organismos que entran en contradicción.

- Necesidad de presentar avales en distintas administraciones para perseguir el mismo fin.

- Falta de seguridad jurídica en cuanto al marco retributivo aplicable.

Todo esto se puede resumir en que hay plazos de autorización excesivamente largos, con trámites complicados y que pueden resultar dificultosos. Esto, combinado con la volatilidad del marco jurídico en España en el tema de las primas deriva en dificultad para consecución de financiación, e incluso incremento en los costes financieros.

2.3 Conclusiones sobre la legislación en el repowering

A continuación, se describen algunas propuestas de mejoras y comentarios personales sobre la legislación actual que regula la repotenciación en España con el fin de justificar que se ha realizado una búsqueda intensiva y lógica de documentos que aborden esta materia en España, así como la comprensión de todo lo que en ellos aparece.

2.3.1 Propuestas de mejora para la legislación

- Aclarar los trámites a presentar
- Hacer una legislación nacional y suprimir la legislación autonómica.
- Eliminar la necesidad de obtención de preasignación a los proyectos de repotenciación.
- Las administraciones públicas deben estar implicadas en la dinamización de los proyectos de repotenciación de parques eólicos existentes.
- El silencio administrativo debe aplicar en todos los procedimientos de autorización aplicables a estos proyectos.
- Eliminar trabas “administrativas” relativas al acceso a la red.
- Se debe eliminar la necesidad de presentar avales en distintas administraciones con el mismo objeto.
- Se deben simplificar los procedimientos administrativos para la obtención de autorizaciones de las distintas administraciones.
- Necesidad de dotar de seguridad jurídica al marco retributivo aplicable. Éste, además, debe favorecer la eficiencia.

2.2.2 Ventajas de repotenciar y la posibilidad de simplificar los trámites legales

En este apartado se van a exponer las conclusiones aprendidas sobre legislación. Saber si merece la pena repotenciar o no. La importancia de factores económicos, es decir, nada tiene sentido si no es rentable, pero en el supuesto de que fuera suficientemente rentable, la idea de repotenciar es intuitivamente buena. Se mejora la tecnología, con las ventajas que ello cuenta, que son principalmente la colocación de aerogeneradores más grandes (menor ocupación del terreno), de tecnología más avanzada (con las consiguientes ventajas sobre el sistema eléctrico) y las ventajas medioambientales (que son las inherentes a una energía renovable, y el uso de emplazamientos ya utilizados (no invasión de nuevos terrenos) y de tecnología más respetuosa con las aves.

La repotenciación es recomendable y también necesaria para el desarrollo ulterior de la eólica, y puede ser un dinamizador de la economía generada en torno a este sector.

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

Las ventajas de la repotenciación se resumen en:

-Integración en red

-Una mejor y más avanzada tecnología, incluyendo todas las novedades surgidas en los últimos años, y que han hecho de los actuales aerogeneradores máquinas más eficientes y más amigables de cara al sistema eléctrico.

-Comportamiento de aerogeneradores nuevos frente a incidencias en la red (cortocircuito, micro cortes, problemas de frecuencia), conforme a los requerimientos de los sistemas eléctricos.

-Se incrementa la posibilidad de incorporación de potencia eólica adicional frente al caso 0 (no repotenciación de parques existentes). En caso de hueco de tensión, no se produciría la pérdida de potencia instantánea de este parque obsoleto que va en contra de la estabilidad del sistema.

-Posibilidad de participación en la regulación eléctrica para contribuir a la estabilidad del sistema.

-Mejor adaptabilidad de los sistemas de control de parque en los sistemas de control del Operador del Sistema.

-Mejora de la eficiencia energética

-Tecnología más avanzada y con mayor rendimiento (mejoras aerodinámicas en el diseño de palas, mejoras en los sistemas de control, velocidad y paso variables).

-Mayor altura de buje (incremento de la velocidad del viento a la altura de buje).

-Incremento de la densidad energética de los emplazamientos. Reducción del territorio ocupado por unidad de energía producida.

Otras ventajas:

-Mejora de la integración paisajística y medioambiental en general.

-Incremento de la actividad económica local y nacional/ europea (realización de inversiones). Para el mismo incremento de actividad, el coste en primas para el sistema será del orden del 50% al que correspondería a un parque nuevo.

-Reducción de los costes de generación eléctrica en los sistemas insulares.

Por lo tanto, a los dos niveles principales (es decir, a nivel de inversor y propietario de un parque, y a nivel del Estado y REE), parece que es beneficioso.

A nivel de propietario:

-Una mayor producción (mayor eficiencia).

-Una mayor potencia instalada (hasta un 40% más).

-Una mayor vida del parque.

-Una prima extra que compensa los sobrecostes (teóricamente hasta 0,7 c€/kWh).

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

Los trámites burocráticos se acortan, debido a que ya se posee la autorización de industria, se está inscrito en el registro de régimen especial y a nivel medioambiental ya hay una evaluación de impacto ambiental previa. En este aspecto la legislación tampoco es muy clara, pero, en cualquier caso, sería más rápido que instalar uno nuevo, porque además durante la espera para los permisos de obra, el parque podría estar produciendo con las máquinas antiguas.

A nivel del Estado:

- Se mejora el sistema eléctrico nacional.
- Se fomenta la inversión y el desarrollo de un tejido industrial.
- El coste de primas del sistema se reduce comparativamente con un parque nuevo.
- Se mejora el impacto ambiental.

No obstante, se reincide en la idea de que hace falta una legislación más firme y concreta en materia de repotenciación, en cuanto a los trámites exactos que conllevaría, a si hace falta o no un nuevo estudio de impacto ambiental, a cuáles son los requisitos para poder cobrar la prima extra del cupo de RD 661/2007 para 2.000 MW, y en general, en cuanto a lo que sería la revisión de los contratos y las licencias y autorizaciones.

3 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA EÓLICA

3.1 El sector energético actual en España

Según el “Avance del informe del Sistema Eléctrico Español en 2017” publicado por Red Eléctrica de España y en el que presenta datos estadísticos provisionales del comportamiento eléctrico en España a finales de 2017, la demanda eléctrica peninsular mantiene la evolución positiva de los dos últimos años, mientras que la generación renovable desciende notablemente debido a la escasa aportación de la energía hidráulica.

Tabla 3–1. Evolución de la demanda peninsular (Fuente: Avance del informe del Sistema Eléctrico Español en 2017)

Año	GWh	Δ Anual (%)	Δ Anual (1) corregido (%)
2013	246.368	-2,2	-2,2
2014	243.544	-1,1	-0,1
2015	248.398	2,0	1,7
2016	250.099	0,7	0,0
2017	253.082	1,2	1,7

La demanda de energía eléctrica peninsular según los datos estimados a cierre de año finalizó el 2017 en 253.082 MWh, un 1,2% superior a la del año anterior. Corregidos los efectos de la laboralidad y la temperatura, la tasa de variación anual de la demanda se estima en un 1,7%. En general, las temperaturas suaves tuvieron escasa contribución a la variación de la demanda.

El máximo de potencia instantánea a fecha de elaboración de este informe se registró el 18 de enero a las 19:50 horas con 41.381 MW, un 2,2% superior al máximo del año anterior registrado en septiembre, pero aún lejos del récord histórico de 45.450 MW que se obtuvo en diciembre de 2007. La demanda máxima horaria se registró también el 18 de enero, entre las 20 y 21 horas con 41.015 MWh, valor superior en un 2,2% a la máxima horaria de 2016.

En la cobertura de la demanda, lo más destacado ha sido la escasa aportación de la hidráulica (un 7,0% frente al 14,2% del año anterior), que se ha visto sustituida por una mayor aportación del carbón (un 17,0% frente al 13,9% de 2016) y de los ciclos combinados (un 13,9% frente al 10,2% 2016). En cuanto a las tecnologías que más han contribuido a cubrir la demanda, la nuclear se sitúa nuevamente en primer lugar con una aportación del 21,5% seguida de la eólica con el 18,2%. Así mismo cabe destacar que cerca del 4% de la demanda se ha cubierto con energía importada de otros países.

Gráfica 3-1. Potencia eléctrica instalada peninsular (Fuente: Avance del informe del Sistema Eléctrico Español en 2017)

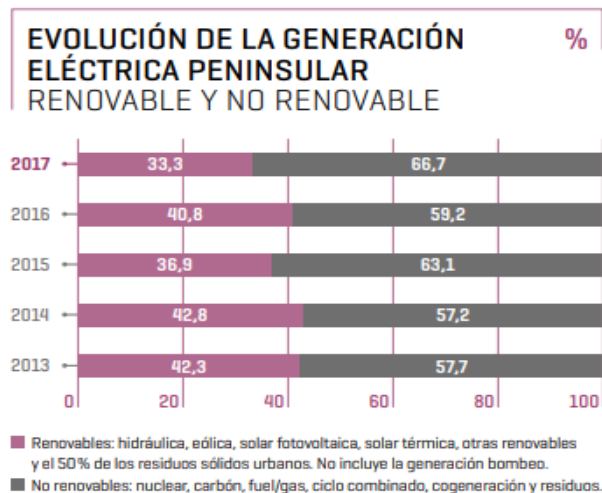


Gráfica 3-2. Cobertura de la demanda peninsular (Fuente: Avance del informe del Sistema Eléctrico Español en 2017)



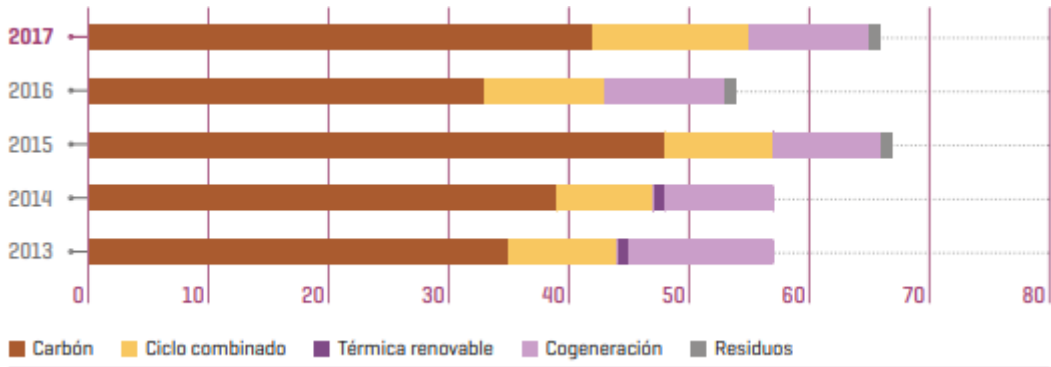
Las energías renovables registraron el peor dato de los últimos cinco años, reduciendo su cuota en la generación eléctrica de 2017 al 33,3%, frente al 40,8% de 2016. Este notable descenso es consecuencia del impacto de la extrema sequía sobre la producción hidráulica que ha registrado una caída del 48,4% respecto al año anterior. Este descenso de la hidráulica ha venido acompañado además de una menor generación eólica (-1,6% respecto a 2016). No obstante, cabe destacar que la eólica llegó a cubrir el 60,7% de la demanda en un momento puntual (28 de febrero a las 3.45 horas).

Gráfica 3-3. Evolución de la generación eléctrica peninsular (Fuente: Avance del informe del Sistema Eléctrico Español en 2017)



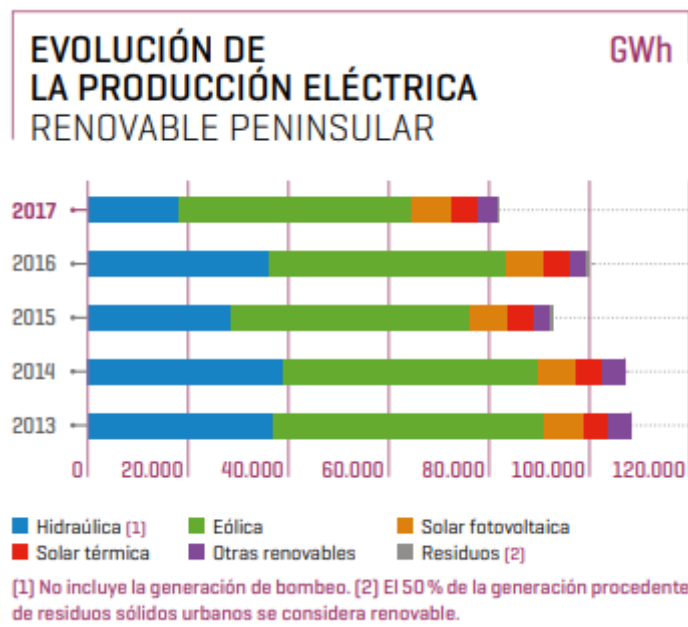
Por otro lado, han aumentado las emisiones de CO₂ derivadas de la generación eléctrica por la menor aportación de las energías renovables. Sin embargo, el uso de estas últimas ha permitido en 2017 dejar de verter 19,5 millones de toneladas de CO₂ a la atmósfera.

Gráfica 3-4. Evolución de las emisiones de CO₂ asociadas a la generación eléctrica peninsular (Fuente: Avance del informe del Sistema Eléctrico Español en 2017)



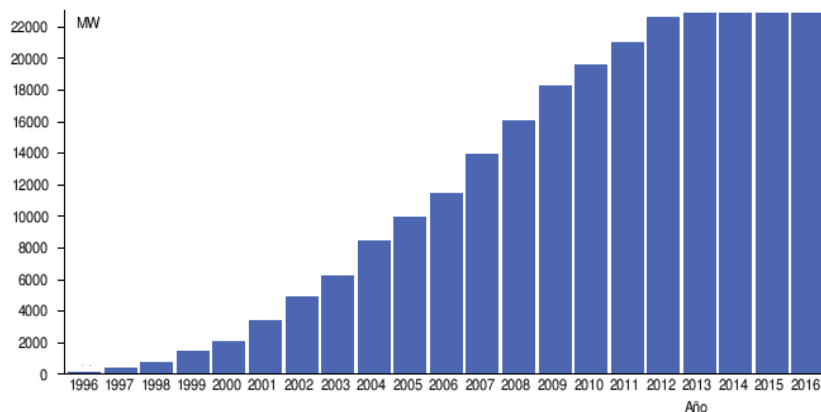
En líneas generales 2017 puede resumirse en un año en que desgraciadamente ha aumentado el uso de las energías no renovables. Sin embargo, la energía eólica se ha consolidado como la segunda fuente de generación eléctrica con gran superioridad respecto a los otros tipos de energía limpia.

Gráfica 3-5. Evolución de la producción eléctrica renovable peninsular (Fuente: Avance del informe del Sistema Eléctrico Español en 2017)



El empleo de la energía eólica generó en 2017 46.942 GWh habiendo instalados 23.005 MW a nivel nacional y contribuyendo en más de 3.000 millones de euros el producto interior bruto y generó empleo para casi 36.000 profesionales, participando de forma relevante en todas las actividades de la cadena de valor, como promoción/producción de energía, fabricación de aerogeneradores y componentes, y prestación de servicios adaptados a las necesidades de la industria.

Gráfica 3-6. Evolución de la potencia eólica instalada en España



En el Gráfico 3-7 puede observarse como desde el año 2013 la potencia eólica instalada ha crecido de manera mucho más suave debido a los grandes saltos experimentados durante la primera década del siglo XXI.

A nivel internacional las empresas españolas lideran el sector operando en los principales mercados en los que han obtenido una gran reputación. Actualmente en España hay más de 1.000 parques eólicos operativos y más de 20.000 molinos.

3.1.1 Sector energético y panorama eólico actual en Extremadura

La gran cantidad de recursos naturales, tales como la radiación solar y las favorables condiciones ambientales, la capacidad de embalsar agua, la existencia de importantes masas forestales, así como su amplia extensión, hacen singular a esta región dentro del conjunto de España, características que han atraído en el pasado importantes inversiones en instalaciones de generación de energía a partir de fuentes de energías renovables. No en vano, las energías renovables son uno de los nuestros sectores económicos estratégicos, tal como contempla la Estrategia de Especialización Inteligente de Extremadura.

Tras años de paralización total de las energías renovables en España, se afronta una nueva etapa, cuyo nacimiento tiene mucho que ver con la competitividad alcanzada por algunas tecnologías, en particular la fotovoltaica, que les permite competir en el mercado eléctrico. Como consecuencia, los inversores de este sector vuelven a manifestar un gran interés en nuevos desarrollos en Extremadura, como se puede comprobar en las subastas que están celebrándose a nivel nacional, en las que se compite por la obtención de una retribución específica.

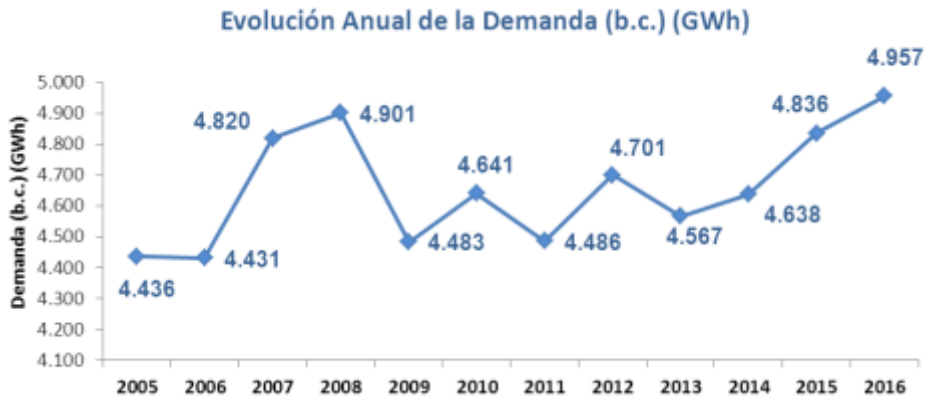
Con algunas incertidumbres sobre los posibles cambios en el sistema retributivo de las renovables en España (previstos en la legislación nacional cada seis años), que podrían condicionar la financiación de los proyectos; así como los ajustados plazos de las subastas, que podrían generar un aumento en los costes de los proveedores de equipos, se afrontará, no obstante, con esperanza esta nueva etapa en la que Extremadura se juega mucho.

En el camino hacia un escenario energético europeo de descarbonización en el que Extremadura tiene mucho que decir por su capacidad de contribuir a los objetivos internacionales de lucha contra el cambio climático que se pretenden alcanzar.

3.1.1.1 Demanda de energía eléctrica en Extremadura

Según el “Balance eléctrico de Extremadura 2016 “publicado el 2 de Noviembre de 2017 la demanda (b.c.) de energía eléctrica registrada en el año 2016 fue de 4.957 GWh, lo que supone un ascenso del 2,51 % con respecto al año 2015 que fue de 4.836 GWh, manteniéndose la tendencia al alza durante tres años consecutivos, superando el máximo valor registrado.

Gráfica 3–7. Evolución anual de la demanda (b.c.) 2005-2016 en Extremadura (Fuente: Red Eléctrica de España)



La demanda (b.c.) per cápita en Extremadura en el año 2016, con una población total de 1.087.778 extremeños según datos del Instituto Nacional de Estadística, fue de 4,6 MWh / hab.

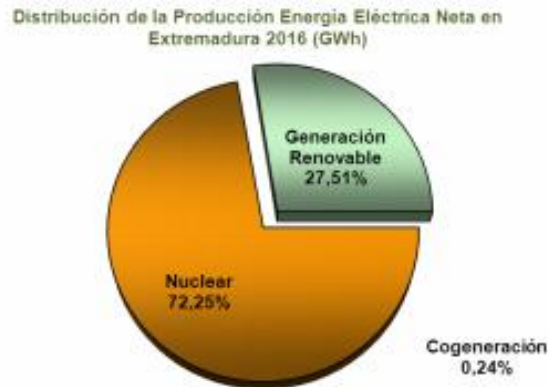
Gráfica 3–8. Evolución anual de la demanda (b.c.) per cápita 2005-2016 en Extremadura (Fuente: Red Eléctrica de España e Instituto Nacional de estadística)



3.1.1.2 Producción de energía eléctrica en Extremadura

La producción de energía eléctrica en Extremadura tiene de base las tecnologías nuclear y renovable (hidráulica, solar y biomasa), a lo que se añade una pequeña aportación de la tecnología térmica no renovable (cogeneración). En el año 2016, la producción neta de energía eléctrica fue de 21.003 GWh, lo que supuso un descenso de un 0,47 % respecto a la registrada en el año 2015, que fue de 21.102 GWh, correspondiendo el mayor aporte a la nuclear, con 15.175 GWh. Le sigue a la nuclear la contribución de las energías renovables, que alcanzaron en 2016 los 5.778 GWh, lo que supuso un 27,51 % del total de la producción neta, como puede observarse en el Gráfico 3-10 que se muestra a continuación:

Gráfica 3–9. Distribución de la producción de energía eléctrica neta en Extremadura (Fuente: Red Eléctrica de España)



Considerando que el total de la producción del parque generador extremeño se destinase exclusivamente a la demanda (b.c.) de energía eléctrica en nuestra región, el balance arrojaría un saldo exportador. Concretamente, este valor asciende a 15.962 GWh en el año 2016, suponiendo un 76 % de la producción de energía eléctrica neta total, valor que aproxima mucho al correspondiente a la anualidad del 2015, que fue del 76,88 % (16.223 GWh).

La producción de energía eléctrica de origen renovable en Extremadura tiene de base las tecnologías hidráulicas, solar termoeléctrica, solar fotovoltaica y térmica renovable (biomasa eléctrica y biogás). La producción de energía eléctrica de origen renovable ocupa un papel destacado en la generación neta de energía eléctrica en Extremadura, ya que como se ha comentado previamente en el presente documento, con 5.778 GWh supuso el 27,51 % de la producción neta total en el año 2016.

No obstante, hay que señalar que esta generación experimentó un aumento del 16,48 % respecto a la del 2015, en el que la producción total de energía eléctrica neta renovable fue de 4.960 GWh. Dicho incremento encuentra su motivo principal en el notable ascenso, del 56,27 %, de la producción aportada por la tecnología hidráulica.

Tabla 3–2. Aportación en % a la producción renovable neta y total en Extremadura en 2016 (Fuente: Red Eléctrica de España y Junta de Extremadura)

	Producción energía eléctrica neta en Extremadura 2016 (GWh)	Aportación en % a la producción total neta
Solar Termoeléctrica	1.962	9,34
Solar Fotovoltaica	1.061	5,05
Hidráulica	2.519	11,99
Térmica Renovable	236	1,12
Producción no renovable	15.226	72,49
Producción neta total	21.003	

A continuación, se muestra un cuadro resumen de los datos de producción de energía eléctrica en Extremadura tanto en renovables como en no renovables:

Tabla 3–3. Cuadro resumen balance de energía eléctrica en Extremadura 2015-2016 (Fuente: Red Eléctrica de España y Junta de Extremadura)

	Potencia (MW)		Producción Neta (GWh)		2016/2015 (%)	Participación en la producción neta (%)		Participación según régimen (%) ⁽¹⁾		Cobertura de la demanda (b.c.) (%) ⁽²⁾	
	2015	2016	2015	2016		2015	2016	2015	2016	2015	2016
	Nuclear	2.017	2.017	16.072		15.175	-5,58	76,16	72,25	99,57	99,67
Térmica No Renovable (Cogeneración)	20,741	20,741	70	51	-27,19	0,33	0,24	0,43	0,33	1,44	1,02
No Renovable	2.037,87	2.037,87	16.142	15.226	-5,68	76,49	72,49			333,81	307,16
Solar Termoelectrónica	849	849	2.038	1.962	-3,70	9,66	9,34	41,09	33,97	42,14 ⁽³⁾	39,59 ⁽³⁾
Solar Fotovoltaica	561,99	562,04	1.111	1.061	-4,51	5,27	5,05	22,40	18,36	22,98 ⁽³⁾	21,40 ⁽³⁾
Hidráulica	2.278	2.278	1.612	2.519	56,27	7,64	11,99	32,49	43,59	33,33 ⁽³⁾	50,81 ⁽³⁾
Térmica Renovable	37,1	37,1	199	236	18,21	0,94	1,12	4,02	4,08	4,12 ⁽³⁾	4,75 ⁽³⁾
Renovable	3.725,87	3.725,92	4.960	5.778	16,48	23,51	27,51			102,57 ⁽³⁾	116,56 ⁽³⁾
Generación neta			21.102	21.003	-0,47					436,38	423,72
Saldo intercambios ⁽⁴⁾			-16.223	-15.962	-1,61	Saldo intercambio / Generación neta (%)					
						-76,88	-76,00				
Demanda (b.c.)			4.836	4.957	2,51						

Por último, se aborda el cumplimiento en Extremadura, en la anualidad 2016, de 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 y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. Teniendo en cuenta que el presente documento basa su análisis en aspectos que tienen que ver, exclusivamente, con energía eléctrica, el valor que se considera es el que resulta de la relación que existe entre el valor de la producción de energía eléctrica regional procedente de fuentes de energías renovables y la demanda de electricidad regional en b.c. Para tener una referencia sobre la evolución del concepto que aquí se analiza, nos remontamos al resultado que se recogió del mismo en el “Acuerdo para el Desarrollo Energético Sostenible de Extremadura 2010-2020”, en adelante “ADESE 2010-2020”, documento que reflejó un porcentaje del 43,02 % en el año 2009.

Cabe recordar, respecto de la producción de energía eléctrica regional procedente de fuentes de energías renovables que, de acuerdo con lo contemplado en la precitada Directiva 2009/28/CE, en su artículo 5, la contribución de la electricidad generada en centrales hidroeléctricas que ha de ser considerada es la correspondiente a la media de los últimos 15 años (de esta forma ya se consideró en el ADESE). Así, el valor medio de la producción hidroeléctrica en Extremadura en los últimos 15 años es de 2.205 GWh, frente a los 2.519 GWh realmente producidos en el año 2016 (producción neta). Teniendo en cuenta lo anterior, la cuota de cobertura de la demanda de electricidad a partir de fuentes renovables, en los términos que contempla la Directiva de Energías Renovables, alcanzó en nuestra región, en el año 2016, un 110,24 %, destacando el notable incremento experimentado de este parámetro con respecto al 2009, que se cifra en un 156,22 %, tal como muestra la tabla que se muestra a continuación.

Tabla 3–4. Cumplimiento de la Directiva de Energías Renovables en Extremadura (Fuente: Red Eléctrica de España y Junta de Extremadura)

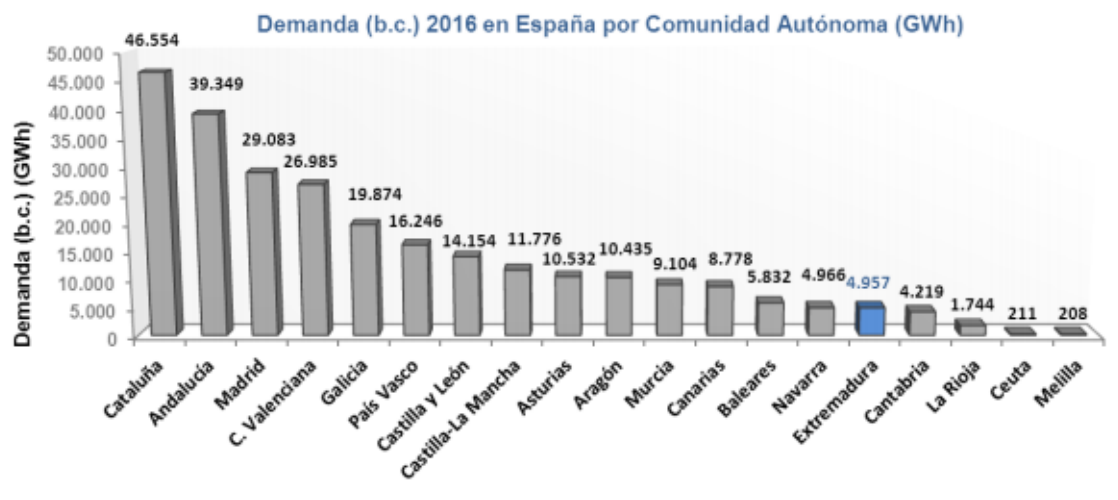
	Cumplimiento de la Directiva de Energías Renovables		
	2016	2009	2016 / 2009 (%)
Producción de energía eléctrica procedente de fuentes de energías renovables (GWh) (*)	5.464	2.066	164,49
Demanda de energía eléctrica en b.c. (GWh)	4.957	4.802	3,23
Cuota de energía eléctrica procedente de fuentes renovables sobre el consumo de energía en b.c. (%)	110,24	43,02	156,22

3.1.1.3 Extremadura en el sistema eléctrico nacional

En este subapartado se van a describir brevemente la cómo influye Extremadura en el sistema eléctrico español, incluyendo continuas comparativas con las demás Comunidades Autónomas.

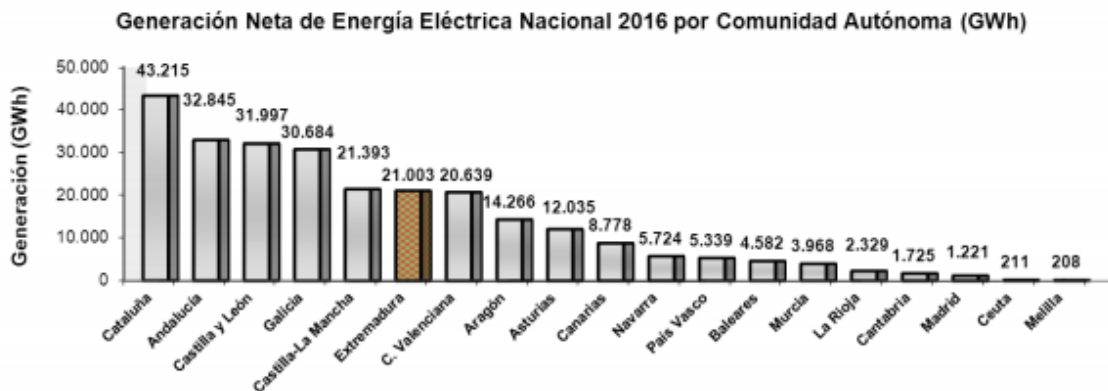
La demanda (b.c.) de energía eléctrica nacional en el año 2016 fue de 265.009 GWh, lo que supone un ascenso del 0,66 % con respecto al año 2015, que fue de 263.283 GWh; siendo la participación extremeña en la misma de un 1,87 %, porcentaje que corresponde a un valor de 4.957 GWh. Esta cifra sitúa a nuestra región en el decimoquinto lugar en el ranking nacional, la misma posición del ranking que ostentaba en el 2015, por delante de Cantabria, La Rioja, Ceuta y Melilla.

Gráfica 3–10. Distribución de la demanda (b.c.) 2016 en España por Comunidad Autónoma (Fuente: Red Eléctrica de España)

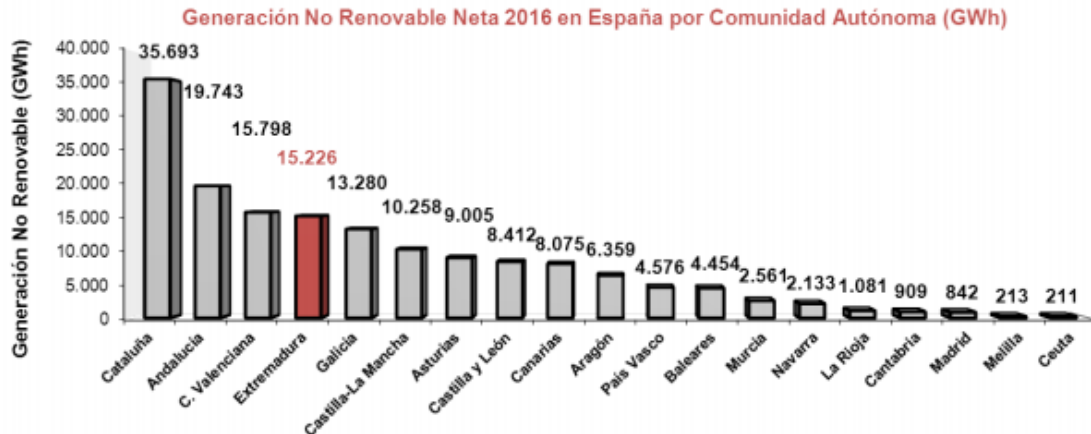


La participación extremeña en la producción neta de energía eléctrica nacional supuso en el año 2016, el 8,01 % con los 21.003 GWh generados en nuestra región, que la sitúa en un destacado sexto lugar, al igual que el año 2015, en el ranking nacional, sólo superada por Cataluña, Andalucía, Castilla y León, Galicia y Castilla–La Mancha. Aunque la generación neta de energía eléctrica en Extremadura ha sufrido un ligero descenso en el año 2016, pasando de una producción neta de energía eléctrica de 21.102 GWh en el año 2015 a 21.003 GWh en el año 2016 (- 99 GWh), su participación en la producción neta de energía eléctrica nacional se ha visto ligeramente incrementada pasando de un 7,88% en el año 2015 al referido 8,01 % del año 2016 (+ 0,13 %).

Gráfica 3–11. Generación neta de energía eléctrica nacional 2016 por Comunidad Autónoma (Fuente: Red Eléctrica de España)

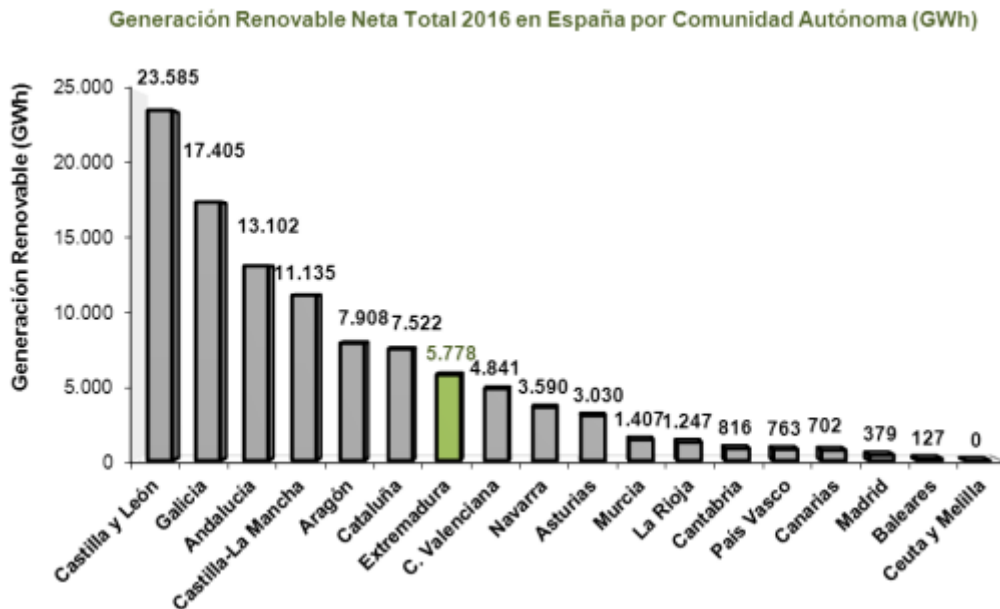


Gráfica 3–12. Generación neta 2016 de energía no renovable en España por Comunidad Autónoma (Fuente: Red Eléctrica de España)



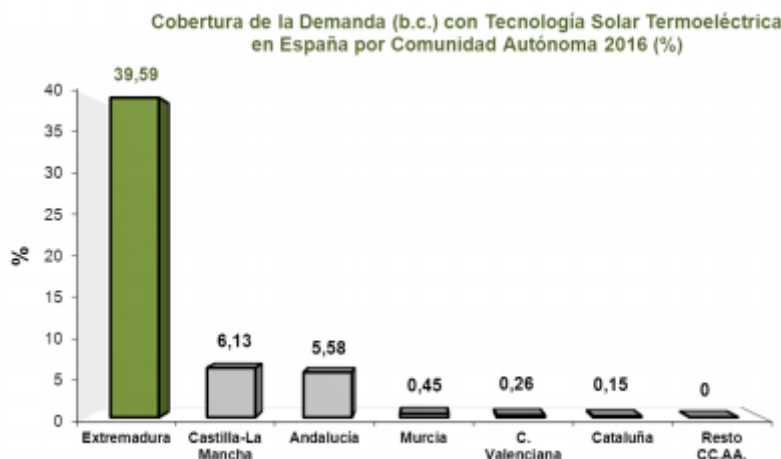
Con respecto a las energías renovables, Extremadura, en el año 2016, a partir de los 3.725,92 MW de potencia instalada en tecnologías renovables, alcanzó un registro de producción neta de 5.778 GWh, por lo que ocupa el séptimo lugar en el ranking de aportación de renovables al conjunto de este tipo de fuentes de energía a nivel nacional, con un 5,59 %, sólo superada por Castilla y León, Galicia, Andalucía, Castilla La Mancha, Aragón y Cataluña, comunidades autónomas con un parque generador a partir de energía eólica que marca la diferencia.

Gráfica 3–13. Generación neta 2016 de energía renovable en España por Comunidad Autónoma (Fuente: Red Eléctrica de España)



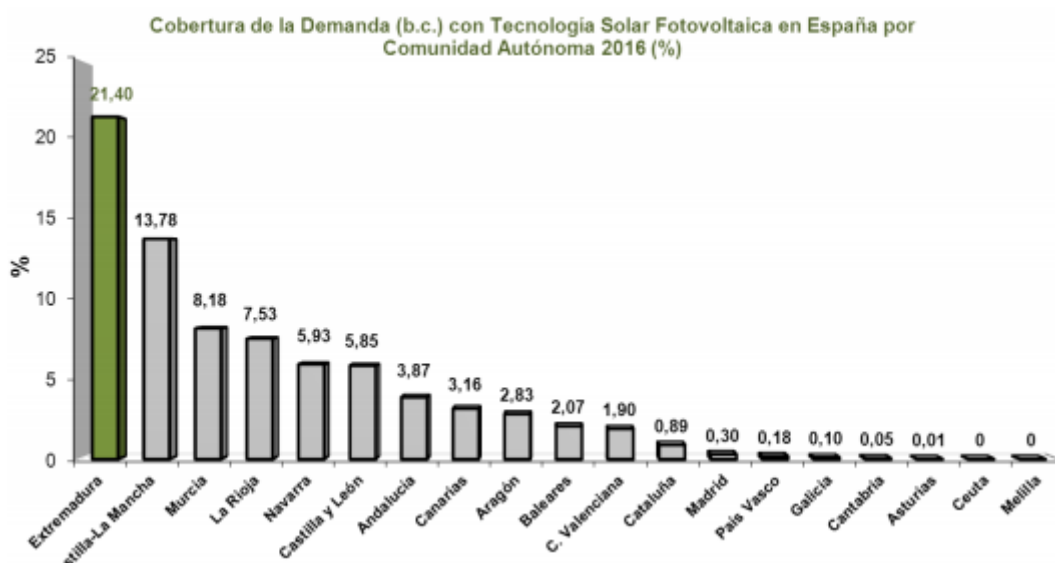
En el año 2016, la producción neta de energía eléctrica nacional a partir de instalaciones termosolares, 5.060 GWh, supuso un 1,91 % de la demanda (b.c.) de energía eléctrica nacional, 265.009 GWh. En Extremadura, con los datos registrados de producción termosolar, la cobertura en 2016 fue del 39,59 %, valor que sitúa a Extremadura en el primer lugar del ranking nacional, aunque no supera al dato del 42,14 % correspondiente al 2015 (- 2,55 %).

Gráfica 3–14. Cobertura de la demanda (b.c.) con tecnología solar termoelectrica en España por Comunidad Autónoma (Fuente: Red Eléctrica de España)



En el año 2016, la producción neta de energía eléctrica nacional a partir de instalaciones fotovoltaicas, 7.965 GWh, supuso un 3,01 % de la demanda (b.c.) de energía eléctrica nacional, 265.009 GWh. En Extremadura, con los datos registrados de producción solar fotovoltaica, la cobertura en 2016 fue del 21,40 %, valor que no supera al dato del 22,98 % correspondiente al 2015 (- 1,58 %), pero que, al igual que en el caso de la tecnología termosolar, sitúa a Extremadura en el primer lugar del ranking nacional.

Gráfica 3–15. Cobertura de la demanda (b.c.) con tecnología solar fotovoltaica en España por Comunidad Autónoma (Fuente: Red Eléctrica de España)

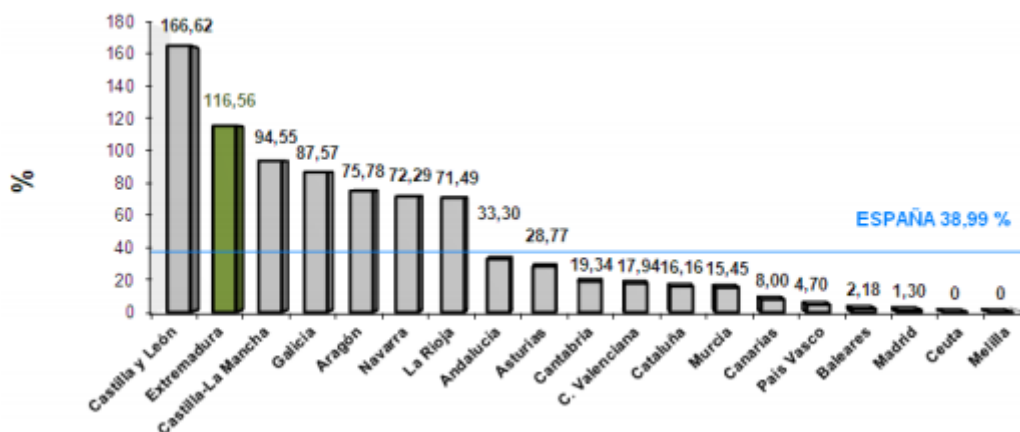


En el año 2016, la producción neta de energía eléctrica nacional a partir de instalaciones termosolares, 5.060 GWh, supuso un 1,91 % de la demanda (b.c.) de energía eléctrica nacional, 265.009 GWh. En Extremadura, con los datos registrados de producción termosolar, la cobertura en 2016 fue del 39,59 %, valor que sitúa a Extremadura en el primer lugar del ranking nacional, aunque no supera al dato del 42,14 % correspondiente al 2015 (- 2,55 %). A continuación, la gráfica 5.16 muestra el porcentaje de cobertura de la demanda con tecnología solar termoelectrica por comunidades autónomas en el año 2016.

En el año 2016, la producción neta de energía eléctrica nacional renovable, 103.336 GWh, supuso un 38,99 % de la demanda (b.c.) de energía eléctrica nacional, 265.009 GWh. En Extremadura la

cobertura en 2016 fue del 116,56 %, valor superior al del año 2015 que fue de 102,57 % (+ 13,99 %) debido al incremento de la hidraulicidad del año 2016 con respecto al año 2015, sin embargo, sigue siendo inferior a la del año 2014 que fue del 135,96 % (- 19,4 %). A este respecto indicar que la generación solar ha decrecido con respecto a 2015. No obstante, Extremadura se sitúa en el segundo lugar del ranking nacional, tras Castilla y León, al igual que en el año 2015.

Gráfica 3–16. Cobertura de la demanda (b.c) con renovables en España por Comunidad Autónoma (Fuente: Red Eléctrica de España)



Abordando el análisis por tecnologías, por una parte, en el caso de la hidráulica en Extremadura en el año 2016, se señala que la producción supuso el 50,81 % de la demanda de energía eléctrica extremeña, valor que ha registrado un acusado incremento con respecto al del año 2015, cuyo porcentaje fue del 33,33 % (+ 17,48 %). En cuanto a la térmica renovable, la producción fue del 4,75 % de la demanda de energía eléctrica en nuestra región, valor que ha experimentado un ligero incremento con respecto al 4,12 % (+ 0,63 %) del 2015.

Por otra parte, destaca el peso de la tecnología de origen solar en el balance de energía eléctrica extremeño. De hecho, juntas, las producciones termosolar y fotovoltaica suponen el 60,99 % de nuestra demanda en la anualidad del 2016; valor inferior al 65,12 % del 2015 (- 4,13 %).

Finalmente, teniendo en cuenta que las tecnologías de origen renovable que tienen un mayor potencial de crecimiento en nuestra región son la solar termoeléctrica y la solar fotovoltaica, se realiza en los siguientes apartados el estudio de lo que supone cada una de ellas a la cobertura de la demanda (b.c.), por comunidades autónomas, en el año 2016.

3.1.1.4 Energía eólica en Extremadura

Como ha podido deducirse de los subapartados anteriores Extremadura no tiene actualmente construido ningún parque eólico y por lo tanto no contribuye al desarrollo de este tipo de tecnología en el país.

A lo largo del siglo XXI se ha realizado algunos intentos para la instalación de parques eólicos en esta Comunidad Autónoma, sin embargo, ninguno ha parecido haber prosperado. En 2008 el Consejo de Gobierno de la Junta de Extremadura autorizó la instalación de 23 de los 98 parques eólicos solicitados inicialmente en Extremadura, correspondientes a 11 promotores, y con una potencia global de 501 megavatios. Estos proyectos estaban condicionados a la creación de tres empleos indirectos por cada megavatio instalado.

Sin embargo, los 23 proyectos de parques eólicos presentados para su instalación en Extremadura no han sido incluidos en el registro de preasignación de energías renovables por el Ministerio de Industria ya que, aunque han recibido la autorización administrativa del Gobierno regional, no cumplen los requisitos establecidos por el Ministerio de Industria, lo que les obligó a esperar a la siguiente convocatoria. Esto implica que al estar cubiertos los cupos de potencia que el ministerio ha establecido para los años 2010 y 2011, en el mejor de los escenarios, se dijo que los parques extremeños podrían entrar en funcionamiento en 2012, cosa que no se ha cumplido.

En el año 2010 el nuevo DECRETO 160/2010, de 16 de julio, por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica, mediante parques eólicos, en la Comunidad Autónoma de Extremadura, suaviza las exigencias para el futuro; en vez de crear tres empleos por megavatio (que pasaba a ser opcional), los empresarios podrían comprometerse a entregar a los ayuntamientos afectados por los aerogeneradores el ocho por ciento de la facturación eléctrica obtenida.

Se añaden tres nuevos proyectos eólicos a la lista de los 23 autorizados, aunque con la modificación del decreto autonómico en julio de ese año se pueden 'cambiar' por el 8% de la facturación eléctrica del parque sin IVA. El cambio de empleo por dinero debe ser aceptado por el municipio donde se instale el parque, probabilidad muy alta debido a la necesidad de dinero de los consistorios.

Extremadura, acaba 2010 con 26 parques eólicos aprobados, con una potencia total de 560 megavatios y con una previsión de 2.495 puestos de trabajo.

En el año 2011 el Gobierno autonómico otorga permiso previo a 65 nuevos parques eólicos, que en su mayoría se han acogido a la posibilidad legal de pagar a los ayuntamientos por su actividad, en vez de obligarse a crear empleo. Nuevos proyectos que tienen todavía por delante la tarea de presentar proyecto de ejecución y un estudio de impacto ambiental. Los 65 parques están promovidos por 24 empresas y sumarían una potencia instalada de 977 megavatios distribuidos en 381 aerogeneradores.

La Consejería de Agricultura, Desarrollo Rural, Medio Ambiente y Energía ha seleccionado estos proyectos de entre los 231 que se habían presentado a la convocatoria regulada por el decreto de julio de 2010, y de los que se han rechazado 166, de los cuales 150 no reunían las condiciones medioambientales exigidas, y los otros 16 coincidían con otros proyectos en el mismo lugar.

Por otro lado, el gobierno regional decide no recurrir a las sentencias favorables a la instalación de otros seis parques eólicos que se habían rechazado anteriormente.

Por tanto los 65 ahora aprobados, los 6 con sentencia que no se va a recurrir y los 26 permitidos en agosto de 2008 y noviembre de 2010 suman un total de 97 proyectos de instalación de parques eólicos en la Comunidad Autónoma.

Si se llevan a cabo sumarían 1.691 megavatios de potencia instalada y podrían posibilitar la creación de 5.073 puestos de trabajo, la mitad de ellos directos según cálculos del departamento extremeño de energía.

Sin embargo el único que parece haber prosperado ya que actualmente se está construyendo es el parque eólico de Merengue de Plasencia (Cáceres), con una previsión puesta de funcionamiento en diciembre de 2018, cuando comenzará a verter en la red de distribución de 155 gigavatios, lo que se traduce en el consumo anual de 44.000 viviendas, el doble que la población en la que se ubica.

Dicho parque constará de 15 aerogeneradores y una potencia instalada de 40 megavatios, para los que se van a invertir 40 millones de euros aproximadamente y se prevé la generación inminente de 250 empleos durante las fases de construcción y operación y mantenimiento.

Este parque eólico forma parte de los 667 MW adjudicados a Gas Natural Fenosa en la subasta de nueva potencia renovable celebrada por el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital en mayo de 2017. De este modo, verterá la energía producida a la red de distribución desde la subestación que Iberdrola tiene en Plasencia, y para lo que se va a construir una línea de 7 kilómetros de recorrido --5 de ellos aéreos y 2 subterráneos-- desde la propia subestación con la que cuenta la propia planta.

La puesta en marcha del parque se espera para no más tarde de diciembre de 2018, en tanto que el plazo de finalización de la obra está fijado en nueve meses, en los que se realizará un seguimiento arqueológico y ambiental continuo para garantizar la protección del entorno, concretamente desde los puntos de vista vegetación, fauna, atmósfera, hidrología y patrimonio cultural.

3.2 En qué consiste la repotenciación

La repotenciación de un parque eólico consiste en la sustitución de equipos antiguos de menor potencia y eficiencia por máquinas nuevas de mayor capacidad y rendimiento, permitiendo incrementar el aprovechamiento del recurso eólico.

España es una potencia mundial en el aprovechamiento de energía eólica. Se está viviendo el despegue de la fabricación nacional de aerogeneradores y la atracción ejercida sobre los inversores de gran capacidad económica y/o financiera.

Tradicionalmente, las localizaciones con mejores condiciones y con mejor viento están ocupadas con tecnologías que ya están o van a quedar obsoletas en los próximos años, de hecho, los parques construidos antes de 1998 cuentan como media con un 25-30 % más de viento que el resto de los parques eólicos, y además los aerogeneradores ubicados en dichos parques aprovechan menos eficazmente el recurso que las máquinas actuales.

Las necesidades del sector han ido variando en los últimos años, y en este momento se abre un nuevo horizonte. Ante el desarrollo de aerogeneradores más potentes y eficientes, se plantea la posibilidad de reemplazar los más antiguos antes de llegar al final de su vida útil e incrementar la potencia total de una forma apreciable, sin aumentar el impacto visual, lo cual es conocido como repotenciación. Este proceso queda regulado a través de la disposición transitoria séptima del Real Decreto 661/2007, el cual se encarga de regular la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

En primer lugar, los parques con antigüedad superior a 15 años es interesante repotenciarlos lo antes posible, ya que este tipo de parques es el que puede experimentar el mayor cambio, debido a que la tecnología instalada en ellos es la más antigua y disponen de los mejores emplazamientos eólicos.

La decisión de repotenciar debe ser analizada caso a caso por la complejidad de criterios, técnicos, económicos y legislativos que contempla, pero como regla general, los parques de antigüedad entre 10 y 15 años también puede ser interesante repotenciarlos ya que en dichos parques los aerogeneradores suelen estar ya amortizados y se pueden incluso reutilizar como aerogeneradores de segunda mano porque su vida útil suele estar entre 20 y 25 años y además pueden ser reacondicionados, dando así una oportunidad a países subdesarrollados a acceder a las tecnologías limpias con un coste menor.

Aquellos parques de menos de diez años o con máquinas instaladas de potencia superior a los 750 kW será más recomendable hoy por hoy esperar unos cinco años hasta un mayor desarrollo de la tecnología o un abaratamiento de costes que permita amortizar la nueva inversión realizada y obtener mayores rendimientos, porque si se hace una repotenciación en un parque menor de diez años habría que cargar parte de los costes de la amortización en la repotenciación, lo que reduciría su rentabilidad económica.

Además, lo más interesante es amortizar aceleradamente y financiar con recursos ajenos el mayor porcentaje posible del coste del proyecto.

La sustitución de las máquinas antiguas por las modernas va a mejorar el impacto medio ambiental, ya que como son aerogeneradores más eficientes, se necesitarán muchas menos para obtener la misma o mayor potencia. Además, estas nuevas máquinas son más silenciosas y con una velocidad de giro

menor y sobre todo se reduce la ocupación del terreno.

No todo el camino de la repotenciación es tan sencillo como parece a simple vista, dado que las líneas eléctricas están dimensionadas con una determinada capacidad y por tanto, en España solo se puede aumentar la potencia del parque existente en un 40%.

La adopción de la estrategia de repotenciación plantea las siguientes ventajas:

- Mejoran la eficiencia y eficacia de la generación al incorporar los nuevos avances tecnológicos que se producen; la evolución tecnológica en este sector es continua.
- Respuesta en caso de huecos de tensión, no se producirá pérdida de potencia.
- Mejor adaptabilidad de los sistemas de control de parque en los sistemas de control del Operador del Sistema.
- Permiten el mejor aprovechamiento del recurso eólico: al repotenciarse un parque ya existente se conoce el comportamiento del viento en dicha instalación con fiabilidad, lo que permite una mayor optimización del recurso al realizar la sustitución de las máquinas.
- Permite aumentar de forma relevante la producción de electricidad por superficie ocupada, lo que supone mayor disponibilidad para instalar nueva potencia.
- Reduce el número de aerogeneradores necesarios para conseguir la misma potencia instalada e igual o mayor energía generada; reducción de los efectos en el medioambiente y del impacto visual que tienen los aerogeneradores.

Un problema con el que se van a encontrar los procesos de repotenciación es la dificultad que tendrán los promotores para vender las máquinas en el mercado de segunda mano, debido al rápido desarrollo tecnológico que ha tenido el sector, el precio de estas máquinas es muy bajo o incluso son consideradas como chatarra, teniendo en algunos casos que pagar a un tercero para deshacerse de componentes contaminantes. Pero ya van apareciendo empresas que se dedican al aprovechamiento de estas máquinas, para venderlas en países subdesarrollados, para aprovechar piezas de estas o incluso para reciclar partes del aerogenerador.

Dadas las ventajas para promotores como para la sociedad (reducción del impacto visual, creación de empleo derivada de estas actividades, contar con máquinas más avanzadas tecnológicamente en el sistema eléctrico), sería conveniente establecer incentivos para este tipo de procesos, teniendo además en consideración los criterios de seguridad y fiabilidad del sistema que se establezcan: debe tenerse en consideración el escaso éxito que ha tenido el marco establecido en la disposición transitoria séptima del Real Decreto 661/2007 con respecto al proceso de repotenciación.

3.3 Ejemplos concretos de parques repotenciados

Las experiencias de repotenciación están más extendidas en el extranjero que dentro de nuestras fronteras. Pese a ello, España presenta un enorme potencial debido a la existencia de numerosos parques antiguos con máquinas obsoletas. La repotenciación de estos parques supone un gran beneficio, tanto en el aspecto de eficiencia como en el medioambiental. A continuación, van a describirse algunos de estos ejemplos.

3.3.1 Parque eólico “Los Valles”

Un proyecto de repotenciación de parques eólicos es el que está realizando la empresa Enel Green Power en el término de Teguise (Lanzarote) en las islas Canarias, en el parque eólico de “Los Valles”.

El parque eólico de “Los Valles” data del año 1991, promovido por la empresa pública INALSA, su tecnología está quedó obsoleta y la producción de los últimos años tiene una tendencia de marcado signo negativo. Además, muchos vecinos y ecologistas se habían quejado de que muchos molinos estaban estropeados desde hacía tiempo y de que las instalaciones parecían un escenario de guerra.

El parque antiguo tenía una potencia de 5.280 kW y se sustituyeron las numerosas máquinas antiguas por nueve aerogeneradores GAMESA G-52 de 850 kW cada uno y diámetro de palas 52 metros, haciendo un total de 7650 kW (45 % más de potencia instalada) y consiguiendo a su vez un incremento de eficiencia del 75 %.

La puesta en marcha del parque repotenciado se realizó en 2006 permitiendo así aprovechar al máximo los recursos renovables que tienen las islas y potenciar una mayor penetración de las energías alternativas.

Figura 3–1. Parque de “Los Valles” antes de la repotenciación



Figura 3–2. Parque de “Los Valles” después de la repotenciación



3.3.2 Parque eólico “Cabo Vilano”

Otro ejemplo de repotenciación de parques eólicos es el que hicieron los fabricantes MADE y VESTAS en plena Costa da Morte, frente al imponente faro del municipio coruñés de Camariñas propiedad 100% de Gas Natural Fenosa Renovables.

En este parque eólico se han sustituido las 22 máquinas existentes de entre 100 y 200 kW cada una, lo que suponía un total de 3,9 MW de potencia instalada, por 2 máquinas de 3 MW de potencia unitaria, pasando de turbinas de 20 a 90 metros de diámetro de rotor.

Ello ha permitido que desde 2016, año en que se llevó a cabo la repotenciación, sólo estas con estas dos máquinas se genere un 400% más de energía eléctrica que con las 22 máquinas instaladas en los años 90, lo que equivale al consumo eléctrico de casi 7.000 hogares. Se pudieron aprovechar el tanto el centro de interconexión como el edificio de control existentes.

La repotenciación realizada en este parque es un claro ejemplo del gran desarrollo que está experimentando la tecnología eólica en los últimos años y de cómo cada vez las máquinas siguen siendo más grandes y por lo tanto aprovechando más la energía del viento para producir más potencia.

Figura 3–3. Evolución del tamaño y potencia de aerogeneradores

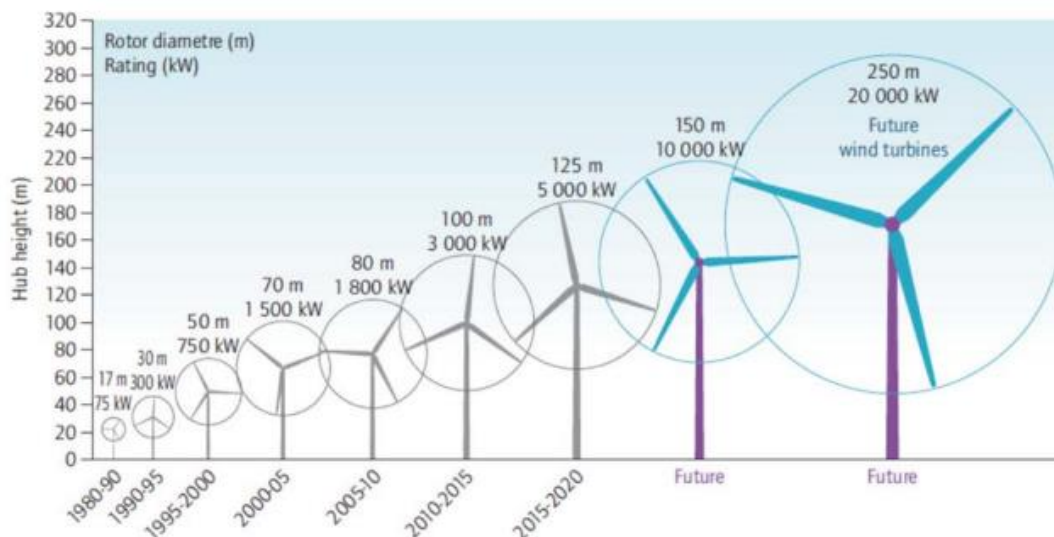


Figura 3–4. Imágenes de secuencia de instalación de nuevas máquinas en Cabo Vilano



Figura 3–5. Montaje aerogenerador en Cabo Vilano (agosto de 2016)



3.3.3 Repowering en Dinamarca

La sustitución de aerogeneradores de mayor antigüedad y menor tamaño por nuevos modelos de mayor tamaño y capacidad se estando convirtiendo de forma creciente en un rasgo del mercado europeo de la energía eólica. Éste es especialmente el caso de países como Dinamarca y Alemania, donde el desarrollo ha tenido lugar a lo largo de un periodo relativamente largo. La repotenciación también permite una mejor utilización del espacio de terreno limitado. En Dinamarca, un exitoso esquema de repotenciación tuvo un efecto sustancial sobre el desarrollo del mercado en 2002. En Alemania, se prevé que la repotenciación de parques eólicos, tanto terrestres como marítimos, supondrá la mayoría del desarrollo del mercado en el periodo de 2025 en adelante.

Figura 3-6. Proyecto de repotenciación en Dinamarca por SIEMENS



Siemens Energía recibió en 2009 la petición de Utility Vattenfall para la repotenciación del parque eólico de Nørrekær Enge, en el norte de Jutlandia en Dinamarca.

Siemens proporcionó 13 aerogeneradores, cada uno con una potencia de 2,3 MW y un diámetro de rotor de 93 m. Las turbinas Siemens se montaron sobre torres de 80 m de altura y remplazaron 77 máquinas más viejas.

Aunque se redujo el número de máquinas en un factor de 6, el parque eólico Siemens sorprendentemente produce el doble de energía: aproximadamente 120 GWh de energía limpia para el medio ambiente. Esto supone electricidad suficiente para proveer a 20.000 hogares.

La clave está en la escala de las turbinas sustituidas. Una sola máquina de 2,3 MW produce tanta potencia pico con los vientos de Nørrekær Enge como entre 8 y 15 de las antiguas máquinas instaladas en 1988 y 1990.

El parque eólico, propiedad de la gigante sueca Vattenfall, tenía programada su puesta en marcha para finales de 2009. Consistió en el primer gran proyecto adscrito al programa de repotenciación del gobierno danés. En los próximos años, alrededor de 800 turbinas antiguas serán sustituidas por otras más potentes. El nuevo parque eólico sirvió también como exhibición en la Conferencia sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas de 2009 en Copenhague.

Esta repotenciación no es más que un ejemplo de lo que pronto se convertirá en una fuente de energía eólica adicional en Dinamarca, Alemania y California, cuyos gobiernos fueron pioneros en energía eólica en los 70 y 80. Por ejemplo, Bundesverband WindEnergie (BWE), la asociación de la industria eólica alemana, se marcó un objetivo de al menos 15.000 MW de nueva potencia eólica instalada mediante repotenciación para 2020.

4 CARACTERIZACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

La ubicación del parque que se encuentra situado en una zona en la zona Sur de Extremadura entre Monterrubio de la Serena y Peraleda de Zaucejo denominada Sierra del Quebrajo se trata de un terreno poco accidentado, con una orografía prácticamente llana y a aproximadamente 700 metros sobre el nivel del mar.

La climatología de la zona está entre lo que se considera un clima Mediterráneo continental con diferencias de temperaturas no muy altas.

La temperatura media anual es de 15,6 °, propia del Mediterráneo continental que viene corroborado por la media de las temperaturas máximas en el mes más cálido (julio) con más de 30°, mientras que la media de las temperaturas mínimas en el mes más frío (enero) se sitúa en 5°.

Las precipitaciones también presentan diferencias notables entre 800 y 300 mm, con una media de 463 mm, siendo el mes más lluvioso diciembre.

La presión atmosférica media anual está entre 900 y 925 hPa.

La densidad del aire en la zona se sitúa entre 1,10 y 1,15 kg/m³

Las mediciones meteorológicas se realizan en todo momento mediante una torre de control, la cual se encarga de medir parámetros como temperatura, presión del aire, dirección del viento y velocidad del viento.

4.1 Atlas eólico de España

Este apartado explica una de las herramientas utilizadas para llevar a cabo el cálculo de la energía. El Atlas Eólico es el resultado de un estudio realizado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo a través del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) para poder evaluar el potencial eólico a nivel de planificación. Ha sido implementado gracias a un sistema de información geográfica de consulta pública, tal y como se explica en la misma página web del IDAE. Pese a que no se basa en un sistema de mediciones, se utilizaron algunos datos reales para verificar el proceso de simulación.

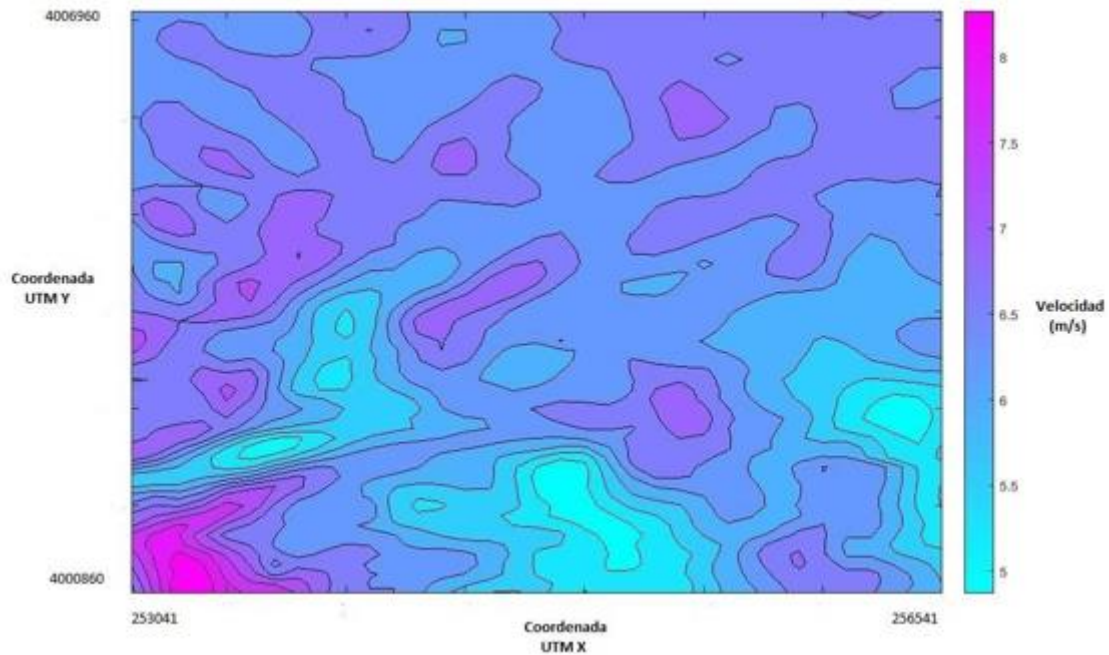
El Atlas Eólico consiste en una malla de todo el territorio nacional con nodos distanciados un mínimo de 100 metros en coordenadas UTM. Cada nodo proporciona información relativa al terreno y el viento de la zona:

- Velocidad del viento a 30, 60, 80 y 100 metros de altura.
- Parámetros de Weibull (C y K) a dichas alturas.
- Rugosidad del terreno.
- Elevación respecto al nivel del mar.

4.1.1 Matriz de velocidades

La matriz de velocidades es la representación de la velocidad del viento en los puntos correspondientes del parque eólico al que se refiere este proyecto. Se ha empleado el Atlas Eólico para obtener los datos medidos a 60 metros de altura y un software especializado para llevar a cabo la representación. Se trata de una matriz de 61x35 con una separación entre puntos de 100 metros en coordenadas UTM X e Y, abarcando una superficie de 21,35 km². La Figura 4-1 muestra dicha matriz.

Figura 4-1. Matriz de velocidades del parque eólico de Sierra del Quebrajo a 60 metros de altura



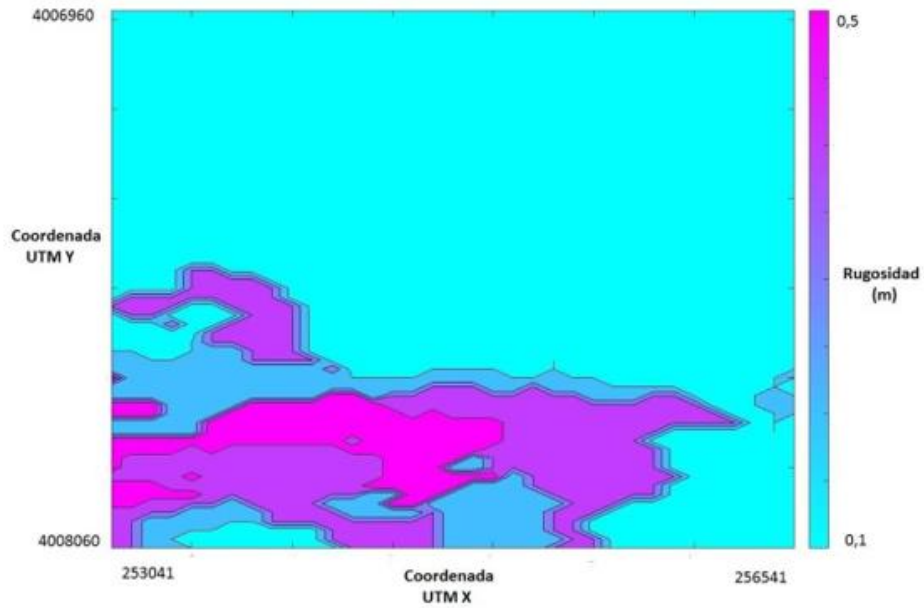
Puede observarse como la velocidad supera los 5 m/s en cualquier punto del área representada. Se ha escogido una altura de 60 metros por ser un valor cercano a las alturas mínimas de torre de aerogeneradores fabricados en la actualidad.

4.1.2 Matriz de rugosidad

Se ha obtenido la matriz de rugosidad de los mismos puntos que la matriz de velocidades del apartado 4.1.1. El objetivo del mapa es analizar donde están instalados los actuales aerogeneradores para cerciorar que no hay grandes índices de rugosidad, ya que se dificultaría la instalación de las nuevas máquinas y afectaría también a la generación de energía.

Se representa el mapa en la Figura 4-2.

Figura 4-2. Matriz de rugosidades del parque eólico de Sierra del Quebrajo



4.2 Rosa de los vientos

La rosa de los vientos es la representación de un diagrama polar donde quedan definidas las posibles direcciones del viento y valores asociados a este. En el caso de la Figura 4-3, extraída del Atlas Eólico del IDAE, hay 16 intervalos que abarcan 22, 5° cada uno. Se muestran el tiempo y la energía eólica total asociada a cada dirección o intervalo.⁷

Figura 4-3. Rosa de los vientos de velocidad en Sierra del Quebrajo

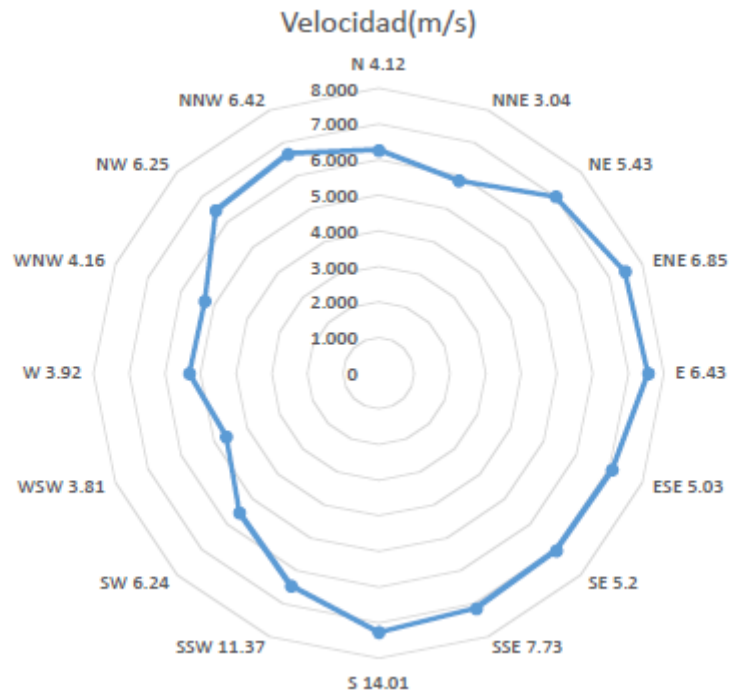
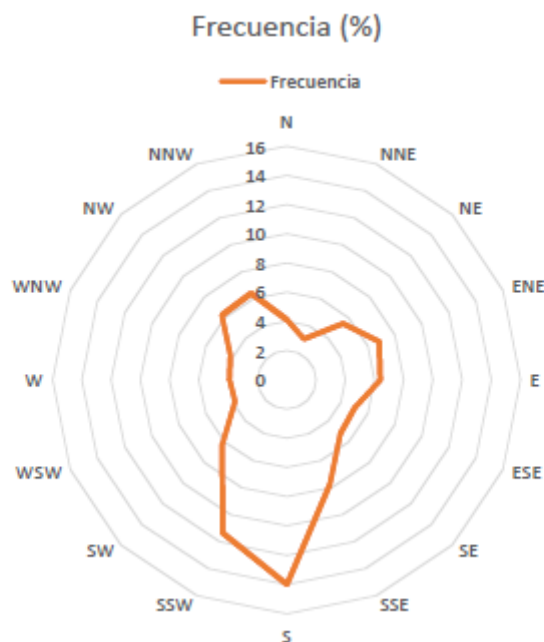


Figura 4-4. Rosa de los vientos de frecuencias en Sierra del Quebrajo



Como puede verse la dirección predominante en términos de energía, es decir, combinando ambas rosas de los vientos es la S.

De hecho, esto explica que los aerogeneradores se hayan colocado con sus palas a barlovento y perpendiculares a dicha dirección.

El conocimiento de la distribución de probabilidades de viento es importante para determinar el potencial eólico disponible, además de obtener otros parámetros energéticos de interés.

4.3 Potencia eólica

4.3.1 Densidad de potencia

La energía que contiene una corriente de aire se puede considerar en su totalidad cinética, como se muestra en (4-1):

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \quad (4-1)$$

Siendo m el caudal másico de aire y v la velocidad del viento.

Por otra parte, el caudal másico de aire puede expresarse en función de la densidad (ρ) y el volumen (V). A su vez, el volumen se expresa en función del área (A) de la corriente de aire, velocidad (v) y tiempo (t), como se puede observar en (4-2):

$$m = \rho \cdot A \cdot v \cdot t \quad (4-2)$$

A continuación, sustituyendo (4-2) en (4-1) se obtiene la fórmula de la energía que posee el viento:

$$E = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot t \quad (4-3)$$

Derivando la energía respecto al tiempo, se obtiene la potencia eólica disponible:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A \quad (4-4)$$

Por último, la densidad de potencia, cuya fórmula es (4-5), es un parámetro muy utilizado que expresa el cociente entre la potencia y el área:

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \quad (4-5)$$

4.3.2 Límite de Betz

Las turbinas no son ideales y no aprovechan al 100% el recurso eólico, por lo que para obtener la potencia extraíble o aprovechable hay que añadir a la ecuación (4-5) el coeficiente de potencia (C_p), como se detalla en (4-6):

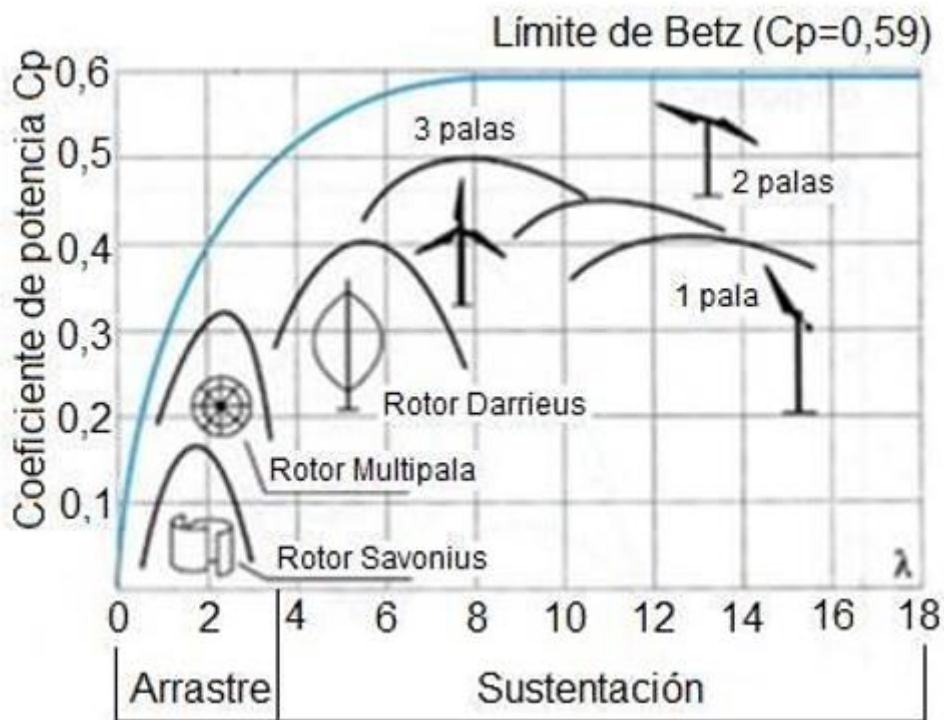
$$P = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A \quad (4-6)$$

El coeficiente C_p depende de varios parámetros:

- Velocidad del viento.
- Velocidad de giro del aerogenerador.
- Forma de las palas.
- Ángulo de paso de las palas.
- Ángulo de orientación del plano de giro.

La Figura 4-6 representa la variación del coeficiente de potencia en función de la velocidad específica (λ), cuya fórmula es (4-7).

Figura 4-6. Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica del rotor y del tipo de aerogenerador



$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (4-7)$$

Donde ω representa la velocidad angular del rotor de radio r y v es la velocidad del viento al llegar al aerogenerador.

4.3.3 Aplicación al proyecto

En la Figura 4-6 puede observarse que el modelo de aerogenerador que aprovecha más la potencia disponible es el tripala y que, en consecuencia, es el más utilizado en la actualidad y el elegido para el desarrollo del proyecto.

Sin embargo, el coeficiente de potencia se encuentra limitado por el límite de Betz, establecido en $C_p = 0,593$, aunque en la actualidad los coeficientes de potencia son sensiblemente más bajos. Además, hay que destacar la importancia de la velocidad del viento, ya que como indica la fórmula (4-6) la potencia (y en consecuencia la energía) varía con el cubo de la velocidad. Por tanto, éste va a ser el parámetro a tener más en cuenta a la hora de elegir los aerogeneradores y su ubicación. El área barrida por las palas es otro factor proporcional a la potencia, por lo que las máquinas con diámetro de rotor grande también van a generar, en principio, mayor energía.

La superficie total aproximada del parque es de 15 km², donde están instalados los 12 aerogeneradores actuales en forma de una sola hilera, en una sola fila, lo cual es típico cuando se sitúa sobre una elevación similar para todos.

En la tabla 5-1 se indican las coordenadas UTM de cada uno de los 12 aerogeneradores (huso 30).

Tabla 5-1. Coordenadas UTM de los aerogeneradores del parque eólico

AEROGENERADORES	UTM x (m)	UTM y (m)
AERO 1	277250.00	4267840.00
AERO 2	277500.00	4267710.00
AERO 3	277730.00	4267570.00
AERO 4	277980.00	4267430.00
AERO 5	278223.50	4267299.61
AERO 6	278470.00	4267200.00
AERO 7	278706.54	4267055.02
AERO 8	278706.79	4266618.92
AERO 9	278956.69	4266492.30
AERO 10	279291.45	4266395.86
AERO 11	280350.00	4266160.00
AERO 12	280560.00	4266050.00

5.2 Elevación

El parque eólico actual está instalado a una altura comprendida entre los 651,5 y 724 metros sobre el nivel del mar. A continuación, en la siguiente tabla se especifican la cota a la que está situada cada aerogenerador.

Tabla 5-2. Altura sobre el nivel del mar de cada aerogenerador del parque eólico

Aerogeneradores	Cota Plataforma (m)	Cota explanación zapata (m)
AERO 1	724,00	724,00
AERO 2	718,50	718,50
AERO 3	702,50	702,50
AERO 4	697,00	697,00
AERO 5	723,00	723,00
AERO 6	700,50	700,50
AERO 7	698,00	698,00
AERO 8	713,00	713,00
AERO 9	710,00	710,00
AERO 10	701,00	701,00
AERO 11	689,20	689,20
AERO 12	651,50	651,50

5.3 Descripción de los aerogeneradores

El parque eólico genera una potencia nominal total de 30 MW. Esta potencia es suministrada gracias a 12 aerogeneradores de 2,5 MW cada uno del fabricante ENERCON, concretamente el modelo E-115. Se trata de máquinas equipadas con un rotor tri-pala, de eje horizontal y con control de potencia por ángulo de paso (pitch). La tensión y frecuencia de salida se modifican con la velocidad del rotor y se vierten a la red a través de un circuito de corriente continua y convertidores.

Las principales características del E-115 se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 5-3. Características principales del E-115 de ENERCON

Potencia Nominal	2500 kW
Velocidad del Giro del rotor	Variable, 3-12,8 r.p.m.
Velocidad de giro del generador	En anillo con accionamiento directo
Concepto del aerogenerador	Sin multiplicadora, velocidad de giro variable
Control de potencia	Control del ángulo de paso independiente, por pala sistema autónomo
Altura del buje sobre el suelo	92-149 m
Díámetro del rotor	115,7 m
Área barrida	10515,5 m ²
Número de palas	3
Composición de las palas	GRP (resina epoxi), protección contra rayos integrada
Sistema de orientación	Activo a barlovento con control activo del ángulo de paso de la pala
Sentido de rotación	Agujas del reloj
Buje	Fijo
Rodamiento principal	Dos hileras de rodillos cónicos/cilíndricos
Sistema de conexión a red	Inversor ENERCON
Sistema de frenado	Freno mecánico del rotor, bloqueo del rotor y 3 sistemas independientes de control del ángulo de paso
Velocidad de arranque	2 m/s
Velocidad de parada	28-34 m/s (sistema de control de ráfagas)
Sistema de orientación de góndola	Control activo mediante motores de orientación, amortiguamiento en función de cargas
Sistema de control remoto	ENERCON SCADA

Figura 5-3. Sección del modelo E-115 instalado actualmente



5.3.1 Rotor, torre y góndola

A continuación, se enumeran las diferentes características de los elementos principales del aerogenerador como son el rotor, la torre y la góndola.

Tabla 5-4. Características del rotor E-115

Diámetro del rotor	115,7 m
Área barrida	10515,5 m ²
Velocidad de giro	Variable, 3-12,8 r.p.m.
Sentido de rotación	Agujas del reloj
Orientación	A barlovento
Número de palas	3
Material de las palas	Fibra de vidrio y resina epoxi
Peso pala	4500 kg
Peso rotor completo (buje+3 palas)	15900 kg
Construcción del buje	Rígido
Altura eje principal	92 m
Control de ángulo de paso (pitch)	Independiente, por pala un sistema autónomo con suministro de energía de emergencia

El buje es el conjunto que sirve de soporte y unión entre las palas y la góndola del aerogenerador. Está formado por un elemento interior, buje, fabricado en grafito esferoidal, donde se instalan las palas y un elemento exterior, cubrebujes, fabricado en fibra, que sirve de recubrimiento y protección al conjunto.

La torre tubular troncocónica está compuesta por secciones de hormigón prefabricado y otras secciones de acero que constituyen el final de esta.

Tabla 5-5. Características de la torre E-115

Tipo	Tubular cónico
Material	Acero y hormigón
Altura	92 m
Peso	71000 kg
Diámetro de la base	4m

5.4 Cálculo de energía producida

El cálculo de la energía producida por el parque en la actualidad se va a realizar a partir de los datos proporcionados por el Atlas Eólico del IDAE en los puntos donde se encuentran situados los aerogeneradores. Los datos extraídos son parámetros de la distribución de Weibull, que se utilizan junto con la curva de potencia de los aerogeneradores para obtener la energía que producen.

5.4.1 Distribución de Weibull

Se trata de una distribución de probabilidad continua. Este modelo estadístico se va a utilizar a lo largo del presente documento para describir la probabilidad de que una determinada velocidad no sea superada a lo largo de un periodo de tiempo (en este caso un año).

La función de distribución viene determinada por la fórmula 5-1.

$$F(V) = p(v \leq V) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{V}{c} \right)^k \right] \quad (5-1)$$

Por otra parte, la función de densidad se muestra en 5-2:

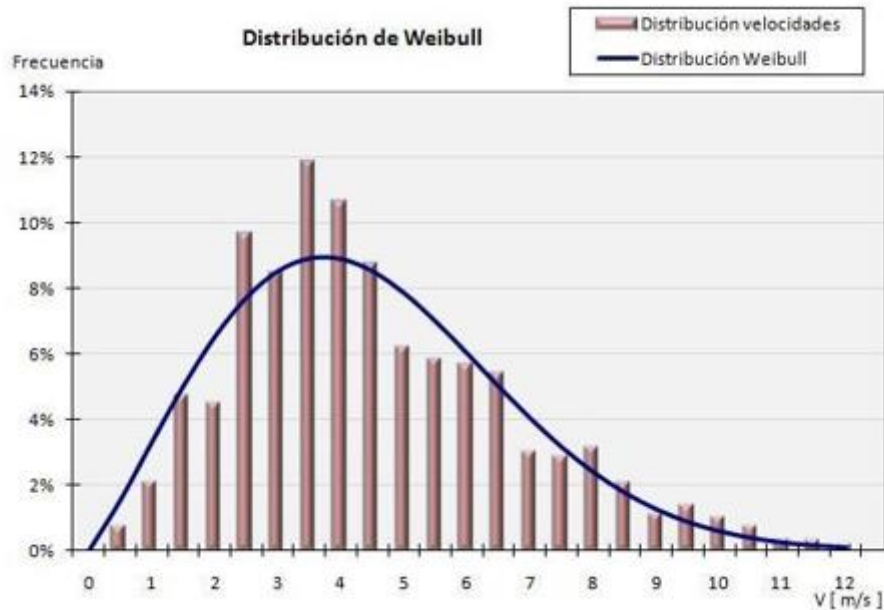
$$dp(V) = \frac{dF(V)}{dV} = \frac{K}{c} \left(\frac{V}{c} \right)^{k-1} \cdot \exp \left[- \left(\frac{V}{c} \right)^k \right] \quad (5-2)$$

Donde V es la velocidad del viento, K el factor de forma y C es el factor de escala.

El factor de forma K representa la asimetría de la función, mientras que el factor de escala c es un parámetro proporcional a la velocidad del viento.

La Gráfica 5-1 representa cómo es la distribución de Weibull en función de la distribución de velocidades.

Gráfica 5-1. Ejemplo de distribución de Weibull



En caso de necesitar los parámetros de Weibull para alturas no proporcionadas en el Atlas Eólico, que los muestra para 30, 60, 80 y 100 metros, hay que recalcularlos mediante las fórmulas (5-3), (5-4) y (5-5):

$$C(z) = C_a \cdot (z/z_a)^\alpha \quad (5-3)$$

$$K(z) = \frac{K_a \cdot (1 - 0.088 \cdot \ln(\frac{z_a}{10}))}{1 - 0.088 \cdot \ln(\frac{z_a}{10})} \quad (5-4)$$

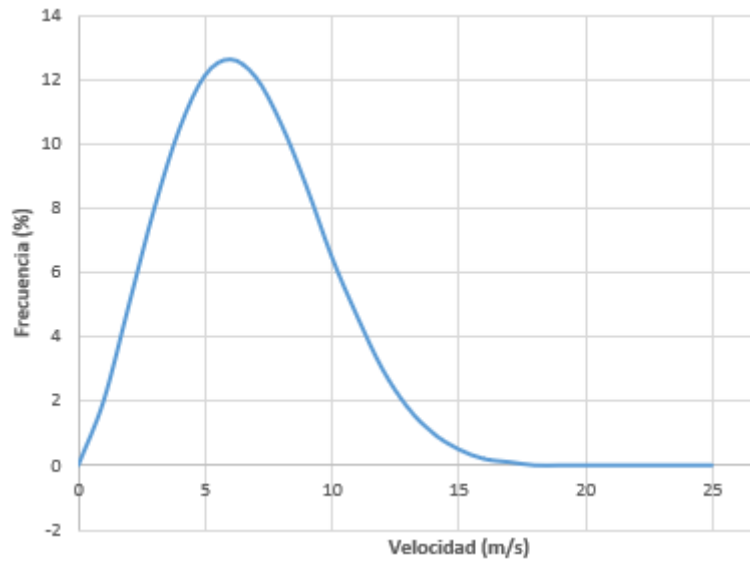
$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \cdot \ln(C_a)}{1 - 0.088 \cdot \ln(\frac{z_a}{10})} \quad (5-5)$$

Los parámetros con el subíndice a (c_a y z_a) indican que se utilizan como referencia, es decir, son datos del IDAE a partir de los cuales se calculan los que no se proporcionan.

Los aerogeneradores del parque actual están formados por torres de 92 metros de altura, por lo que no va a hacer falta recalcular los parámetros de Weibull, ya que los proporciona el Atlas Eólico del IDAE.

La Figura 5-15 representa la distribución de Weibull en la ubicación de uno de los aerogeneradores del parque, cuyos parámetros son $c=7,57$ m/s y $K=2,33$.

Gráfica 5-12. Distribución de Weibull de un aerogenerador del parque



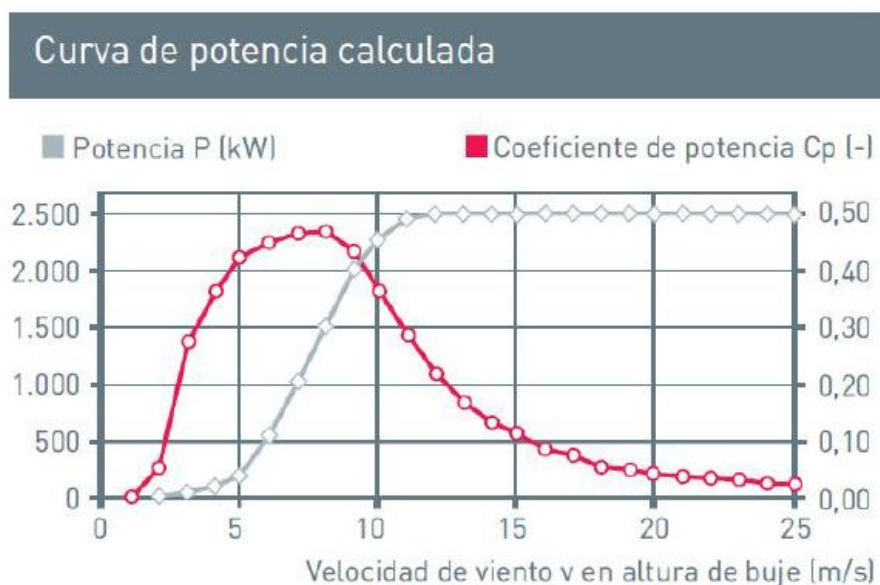
En la gráfica 5-12, puede observarse que la probabilidad más alta de que se de una velocidad es la de 6 m/s con un 12,65 por ciento.

Más adelante se mostrará de forma numérica cada uno de los valores x y y de la figura anterior para el cálculo de la energía generada por el parque.

5.1.2 Curva de potencia

La curva de potencia expresa la potencia del aerogenerador a una velocidad dada. Los aerogeneradores E-115 son modelos con una potencia nominal de 2500 kW, la cual se alcanza a partir de los 12 m/s. En la gráfica 5-3 se adjunta la curva de este modelo.

Gráfica 5-3. Curva de potencia de E-115 de ENERCON



Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

Para calcular la energía anual producida (E) por el aerogenerador hay que operar con la fórmula 5-6:

$$E = N \cdot P \cdot 8760 \quad (5-6)$$

Donde N es la frecuencia de la distribución de Weibull mostrada en la Figura 10, P es la potencia de la máquina que se representa en la Figura 5-16 y 8760 el número de horas de un año.

En la Tabla 5-6 se muestra el cálculo de la energía anual total producida por el aerogenerador, siendo la suma de la energía producida a sus distintas velocidades de operación. Se trata del valor bruto de la energía, pues no se han aplicado las diferentes pérdidas que se explican y se calculan en un apartado posterior. Sin embargo, no se trata de una variación relevante en el presente capítulo.

Tabla 5-6. Energía anual bruta producida por un aerogenerador del parque

Velocidad (m/s)	Frecuencia	Potencia (MW)	Energía producida (MWh)
0	0,020	0	0
1	0,049	0	0
2	0,079	3	1,308
3	0,105	0,048	33,571
4	0,121	0,153	140,839
5	0,126	0,335	356,271
6	0,120	0,620	687,859
7	0,106	1,023	1084,080
8	0,087	1,530	1428,475
9	0,065	2,015	1535,08
10	0,046	2,350	1355,90
11	0,030	2,480	1006,95
12	0,018	2,500	663,971
13	0,010	2,500	403,672
14	0,005	2,500	228,02
15	0,002	2,500	119,601
16	0,001	2,500	58,211
17	0	2,500	26,269
18	0	2,500	10,982
19	0	2,500	4,249
20	0	2500	1,520
21	0	2,500	0,502
22	0	2,500	0,153
23	0	2,500	0,043
24	0	2,500	0,011
25	0	2,500	0
Energía anual producida (MWh)			9147,53
Factor de carga			0,417
Horas equivalentes			3442,40

Siendo las horas equivalentes el número de horas que una máquina tiene que estar funcionando a la potencia nominal para producir la misma cantidad de energía en un periodo de tiempo, por lo general un año.

$$HEE = \frac{E \cdot Rt}{Pn} = \frac{9147,53 \cdot 0,9408}{2,5} = 3442,40 \text{ h/año} \quad (5-7)$$

Siendo E, la energía bruta producida en MWh , Rt, el rendimiento total para un aerogenerador, producto del rendimiento eléctrico y el factor de utilización y Pn la potencia nominal de la máquina en MW.

Calculando de forma análoga la energía del resto de aerogeneradores, la energía total bruta producida en un año por las 12 máquinas es de 109770 MWh, lo que supone un factor de carga del 41,7%. Dicho factor de carga es la relación entre la energía real producida y la energía que producirían si operaran al 100% los 365 días del año. Sin embargo, las condiciones del viento no siempre son las necesarias para que la máquina opere a su potencia nominal (en el caso del ENERCON E-115, entre 12 y 25 m/s).

En la Tabla 5-7 se resumen las características principales del parque existente en materia de producción de energía.

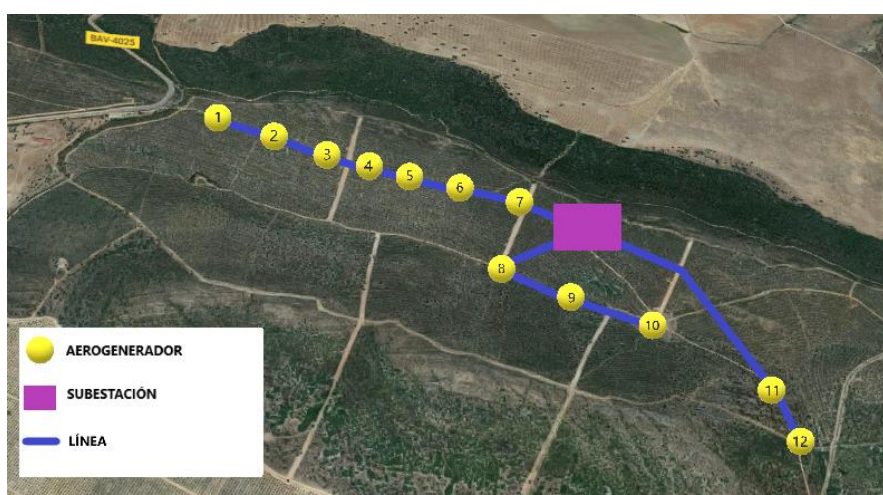
Tabla 5-7. Resumen de parque actual en producción de energía

Número de máquinas	12
Modelo del aerogenerador	ENERCON E-115 (2,5 MW)
Energía anual bruta (MWh)	109770
Horas equivalentes	3442,40
Factor de carga	0,417

5.5 Infraestructura eléctrica actual

A continuación, se van a describir los principales elementos de carácter eléctrico. No se van a describir los sistemas de control, tampoco las celdas de conexión, fusibles... Solamente aquellos que tengan mayor repercusión en los costes como son la subestación transformadora y los conductores.

Figura 5-4. Representación infraestructura eléctrica del parque eólico



5.5.1 Subestación transformadora

Una subestación eléctrica es una instalación destinada a establecer los niveles de tensión adecuados para la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Su equipo principal es el transformador. Normalmente está dividida en secciones, por lo general tres principales (medición, cuchillas de paso e interruptor), y las demás son derivadas. Las secciones derivadas normalmente llevan interruptores de varios tipos hacia los transformadores.

La subestación transformadora de 20/66 kV conecta a los centros de transformación de cada aerogenerador mediante una línea subterránea de 20 kV.

La interconexión del parque eólico con la red general se realiza a través de una línea aérea de 220 kV.

Tanto la subestación, como la línea de interconexión con la red general no son objeto de este proyecto.

5.5.2 Conductores

Como puede observarse en la figura 5-4, el parque consta de tres líneas las cuales llevan la energía generada desde los aerogeneradores, a la subestación transformadora con el objetivo de pasar de media a alta tensión. A su vez, cada una de estas líneas están divididas en tramos, los cuales se encuentran entre cada pareja de aerogeneradores o entre el último aerogenerador de cada línea y la subestación.

Dichas líneas transportarán una potencia aproximada de 17500 kW, 7500 kW y 5000 kW, correspondiente a 7,3 y 2 unidades de aerogeneradores respectivamente.

El centro de transformación se encuentra en la base de la torre por lo que la línea subterránea es directa, sin necesidad de emplazar ningún centro de transformación.

La sección de cada uno de los conductores se muestra en la Tabla 5-8.

Tabla 5-8. Sección de conductor para cada tramo de cada una de las líneas del parque

Línea	Tramo de Línea	Sección Conductor (mm ²)
1	AERO 1 → 2	150
	AERO 2 → 3	150
	AERO 3 → 4	150
	AERO 4 → 5	150
	AERO 5 → 6	240
	AERO 6 → 7	240
	AERO 7 → SUB.	400
2	AERO 10 → 9	150
	AERO 9 → 8	150
	AERO 8 → SUB.	150
3	AERO 12 → 11	150
	AERO 11 → SUB.	150

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

El conductor instalado es uno de tipo unipolar aislado de hasta 18/30 kV enterrados bajo tubo. El conductor es de aluminio, disminuyendo así los costes con una capa extrusionada interna del mismo material que el conductor y un aislamiento de polietileno reticulado (XLPE).

Esta tabla va a ser muy útil en un capítulo posterior ya que va a permitir saber si hay que cambiar la sección de los conductores de cada uno de los tramos de las líneas para cumplir con las exigencias energéticas de las nuevas y más potentes máquinas.

Figura 5-5. Conductor tipo empleado en las líneas del parque eólico

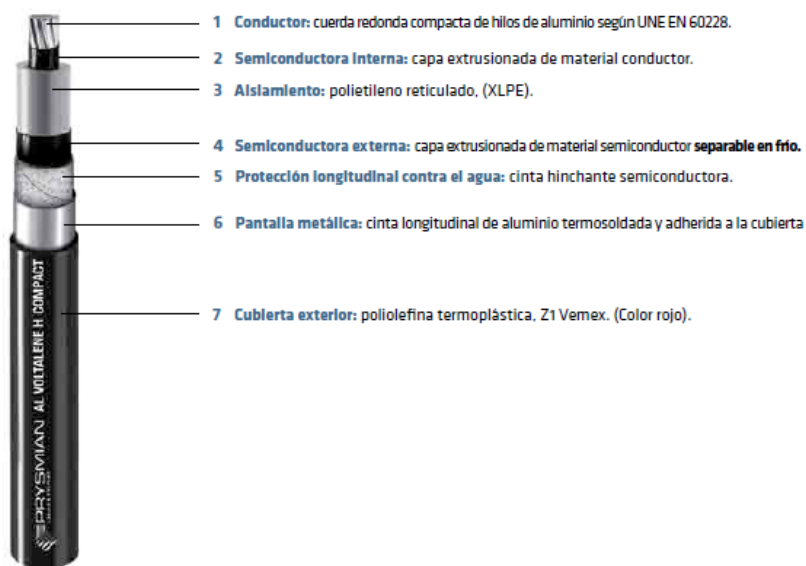
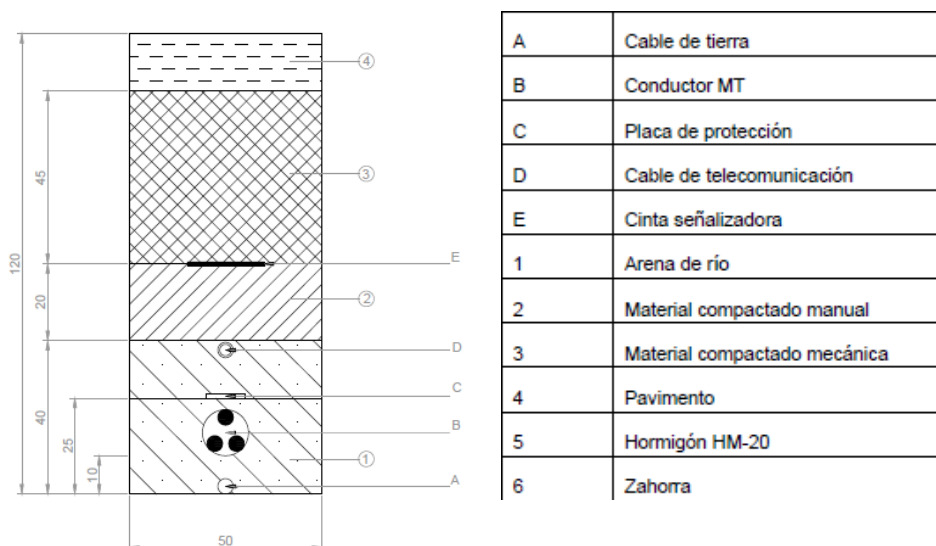


Figura 5-6. Detalle de canalización del cableado



5.6 Obra civil actual

Se van a describir a continuación las características de los trabajos de obra civil que se ejecutaron en el parque en su construcción. Se van a exponer en este subcapítulo las dimensiones de los accesos y viales interiores, las plataformas de los aerogeneradores y por último, como es la cimentación de cada uno de los aerogeneradores.

5.6.1 Accesos y viales interiores

Para la ejecución de las obras y posterior mantenimiento de las instalaciones se precisa construir unos caminos o viales a lo largo de las alineaciones de aerogeneradores, así como de unión entre alineaciones de estos con la subestación transformadora. Para este fin se emplearon en la mayoría de los casos caminos existentes en la zona, los cuales poseen las siguientes dimensiones:

- Desnivel máximo: 12%
- Anchura útil de la calzada: 4 metros
- Altura durante el trayecto libre de obstáculos: 4,56 metros
- Radios de curvatura exterior: 26 metros
- Radios de curvatura interior: 22 metros

El acceso al parque se realiza desde dos puntos, kilómetro 6 de la carretera BAV-4025, la cual une a Peraleda del Zaucejo con Zalamea de la Serena y kilómetro 32 de carretera EX211, a través de caminos vecinales. Existe un tramo prácticamente lineal por la Sierra del Quebrajo siguiendo la alineación de los aerogeneradores.

La sección de los caminos está compuesta por una subbase de zahorra natural de 35 cm de espesor sobre la que se encuentran extendidos 30 cm de zahorra artificial.

5.6.2 Plataformas de los aerogeneradores

Existe una plataforma horizontal a los pies de cada aerogenerador para llevar a cabo el montaje a base de un relleno construido por zahorra compactada.

- Dimensión de cada plataforma: 25m x 15m

5.6.3 Cimentación de los aerogeneradores

La cimentación actual instalada en el parque ha sido ejecutada según el estándar de cimentación de ENERCON para este aerogenerador de 2,5 MW de potencia nominal y una altura de buje de 92 metros.

En términos generales, el diseño de la cimentación existente consta de una cimentación rectangular a base de hormigón de calidad C25/30 (fuerza de compresión tras 28 días; 30 N/mm²), acero armado BST 500S (límite aparente de elasticidad: 500 N/mm²) y parámetros de terreno definidos.

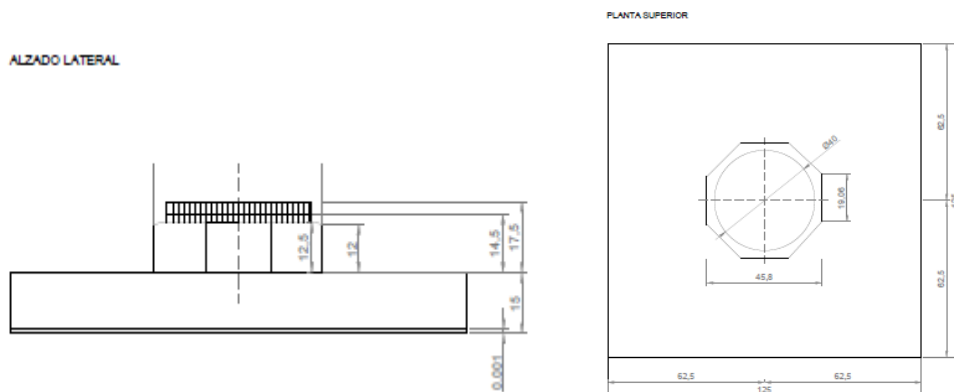
Figura 5-7. Ejecución de la cimentación de uno de los aerogeneradores



La cimentación está realizada mediante una zapata de hormigón armado.

- Geometría de la zapata: cuadrada
- Dimensiones de la zapata: 12,5 m x 12,5 m
- Profundidad: 2 metros en el terreno natural

Figura 5-8. Alzado y planta de la zapata ejecutada para cada aerogenerador



6 SELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

Después de un estudio general de mercado de los diferentes fabricantes de aerogeneradores que hay en Europa, se ha decidido optar por comparar máquinas de un fabricante español (GAMESA), un alemán (ENERCON) y un danés (VESTAS), ya que proporcionan modelos que se ajustan bastante a lo que se busca en este emplazamiento, el cual puede considerarse de una zona de viento “medio-alto”. Además, GAMESA es muy conocido debido a la gran cantidad de megavatios instalados en España.

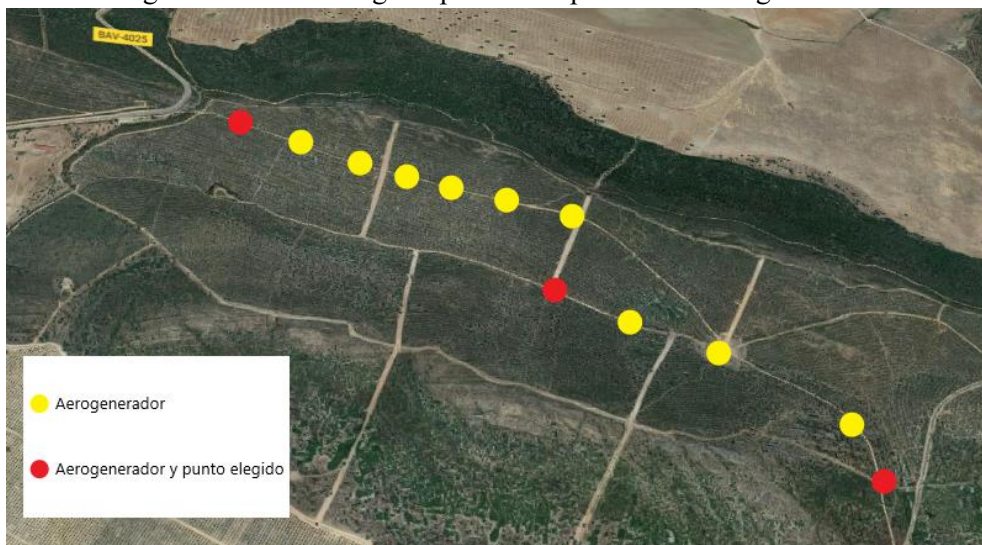
En primer lugar, para llevar a cabo una comparativa más exhaustiva y precisa, se han seleccionado 3 puntos dentro del parque eólico existente, los cuales se corresponden a las coordenadas de 3 aerogeneradores. Dichos aerogeneradores están relativamente separados en la distribución y no se encuentran alimentados por la misma línea de alimentación.

Cada uno de los aerogeneradores tiene diferentes condiciones de viento para comparar la producción energética en función de distintos parámetros de Weibull. Los puntos de análisis seleccionados se muestran en la Tabla 6-1 y se representan gráficamente en la Figura 6-2.

Tabla 6–1. Coordenadas (UTM) de los puntos seleccionados para la comparación de los aerogeneradores

Coordenada X	Coordenada Y	Aerogenerador
277250.00	4267840.00	1
278706.79	4266618.92	8
280560.00	4266050.00	12

Figura 6–1. Puntos elegidos para la comparación de aerogeneradores



6.1 Perfil de Velocidades

Un aspecto importante a tener en cuenta es el perfil de velocidades, este muestra la relación entre la altura y la velocidad del viento ya que el IDAE no proporciona la velocidad del viento a cualquier altura. La función que relaciona la altura con la velocidad del viento se corresponde con la fórmula (6-3):

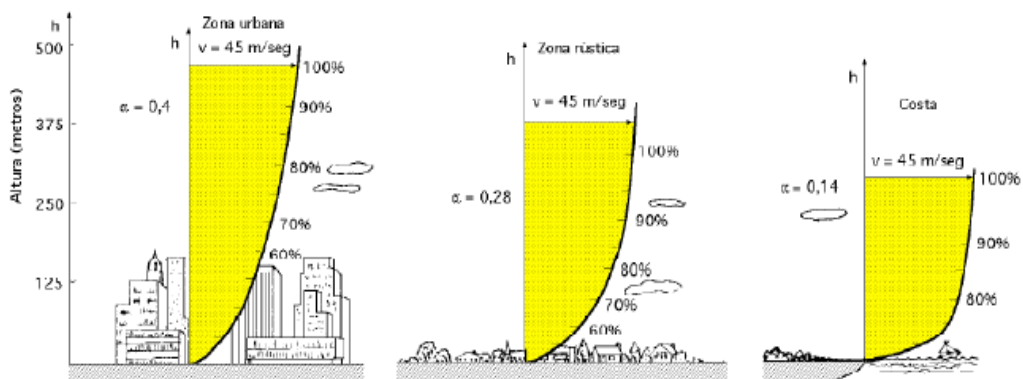
$$V_2 = V_1 \left(\frac{z_2}{z_1} \right)^n \quad (6-1)$$

Siendo V_1 y V_2 las velocidades a las alturas Z_1 y Z_2 y n el exponente de Hellman (apareciendo como α en la Figura (6-2)). Dicho exponente puede tomarse directamente sacándolo de la Figura o puede calcularse de una forma más exacta utilizando la relación logarítmica mostrada en (6-2).

$$n = 0,096 \log z_0 + 0,016 (\log z_0)^2 + 0,24 \quad (6-2)$$

El parámetro z_0 indica la rugosidad del punto seleccionado en metros.

Figura 6-2. Perfil de velocidades según el exponente de Hellman

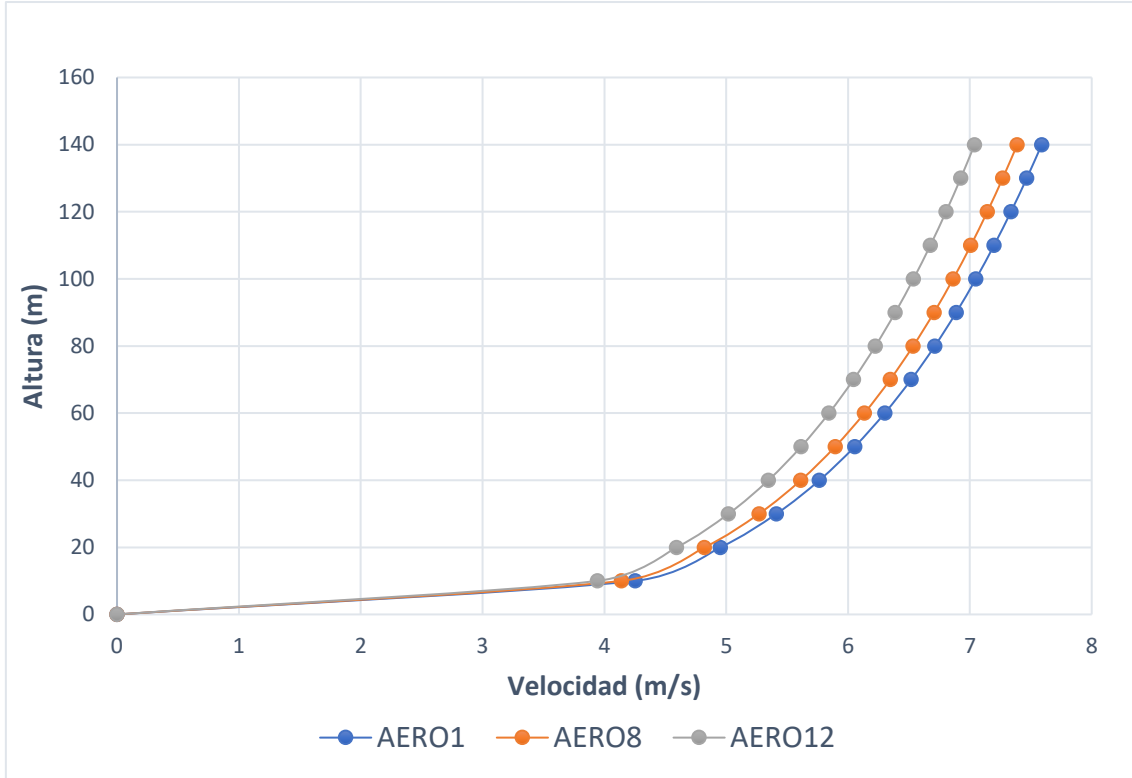


Teniendo en cuenta la figura anterior se podría considerar que el coeficiente de Hellman para este trabajo podría considerarse de $n=0,6$, al tratarse de una zona predominantemente rústica. Sin embargo, gracias a la aportación de los datos del IDAE, puede calcularse de forma más precisa mediante la expresión desarrollada en la Figura 6-2 ya que proporciona el valor de la rugosidad para el emplazamiento de este parque.

Según los datos del IDAE el valor de la rugosidad es de 0,6, por lo que si se introduce este valor en la expresión logarítmica se obtiene un coeficiente de Hellman de $n=0,219$, pudiendo obtener un perfil de velocidades más ajustado a la realidad.

Con los datos de velocidad que proporciona el IDAE y recalculando mediante las ecuaciones 6-1 y 6-2, se representan en la siguiente figura los perfiles de velocidad para los puntos de la Tabla 6-2, que permite conocer en cualquiera de esos tres puntos la velocidad media del viento desde los 0 hasta 140 metros.

Gráfica 6-1. Perfil de velocidades en tres puntos de estudio del parque eólico



En la gráfica 6-1 se muestra que las pendientes de cada una de las curvas correspondientes a los tres puntos de análisis del emplazamiento son prácticamente paralelas, por lo que el comportamiento del viento debe de ser igual en cada uno de ellos.

Se muestran en la siguiente Tabla 6-2 la velocidad media del viento en cada punto a la misma altura para ver la diferencia.

Tabla 6-2. Velocidad media en cada punto de análisis

Punto	Velocidad a 80 m (m/s)
AERO1	6,712
AERO8	6,535
AERO12	6,225

Puede observarse que el perfil de velocidades de la zona estudiada se asemeja al perfil rústico mostrado en la Figura (6-2). Por lo que un gran aumento de la altura no va a producir un aumento considerable de la velocidad. De esta manera, en principio y sin haber realizado todavía ningún tipo de análisis, aerogeneradores con una potencia no muy alta podrían dar mayor

rentabilidad que otros con una potencia nominal muy alta (mayores de 4 MW), de la misma manera, puede que máquinas situadas a media altura sean más rentables que unas a gran altura debido a lo descrito al comienzo de este párrafo. Todo ello va a ser estudiado en este capítulo, así como en los posteriores.

6.2 Clase del Aerogenerador

El primero de los tres criterios que van a emplearse para la selección del aerogenerador se trata de la clase de este, ya que es muy importante para evaluar si el aerogenerador puede instalarse en el parque o no.

Este hito se trata de un factor determinante en la elección del modelo, ya que delimita el número de opciones.

La norma IEC 61400-1 describe que los aerogeneradores están sujetos a las condiciones ambientales y eléctricas que pueden afectar su carga, durabilidad y operación. Las condiciones externas que considerar en la selección del aerogenerador son dependientes del sitio intencionado o ubican el tipo para una instalación.

Las clases de aerogeneradores son definidos en términos de velocidad de viento y parámetros de turbulencia. Cabe mencionar que la intención de las clases es la de cubrir la mayor parte de los usos.

Los valores de velocidad de viento y parámetros de turbulencia son requeridos para representar los valores característicos de muchos sitios distintos y no dar una representación exacta de ningún sitio específico.

El objetivo de clasificar los aerogeneradores es el de lograr la robustez, que varía claramente gobernada por la velocidad del viento y los parámetros de turbulencia.

Se diferencian 4 clases de turbinas de viento según la norma 61400-1 para ajustarse a diferentes condiciones de viento. Las clases están designadas por números en romano.

La Tabla 6-3 especifica los parámetros básicos que definen las clases de las máquinas.

Tabla 6-3. Parámetros de la velocidad del viento para clases de turbinas de viento

Parámetro	Clase I	Clase II	Clase III	Clase S
V_{ref} (m/s)	50	42,50	37,50	Diseño
v_{ave} (m/s)	10,00	8,50	7,50	Diseño
$A I_{ref}$ (-)	0,18	0,18	0,18	Diseño
$B I_{ref}$ (-)	0,16	0,16	0,16	Diseño
$C I_{ref}$ (-)	0,12	0,12	0,12	Diseño

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

La velocidad de referencia (V_{ref}) puede expresarse mediante:

$$V_{ref} = \frac{V_{ave}}{0,2} \quad (6-3)$$

Ahora se van a describir brevemente cada uno de los parámetros de la Tabla 6-3:

- V_{ref} : velocidad media de referencia durante 10 minutos con periodo de retorno de 50 años
- V_{ave} : velocidad promedio anual a la altura del centro del rotor
- A: designa la categoría para turbulencias altas
- B: designa la categoría para turbulencias medias
- C: designa la categoría para turbulencias medias
- I_{ref} : es el valor esperado de la intensidad de turbulencia a 15 m/s

Sin embargo, debido a que la distribución de velocidades del emplazamiento estudiado no sigue una distribución normal, la verificación de la clase no se va a basar en calcular la velocidad media y su desviación típica.

Durante la mayor parte del tiempo, la velocidad del viento en el parque se encuentra en un intervalo de entre 6 y 8 m/s para una altura media de 80 metros como demuestra el análisis de la rosa de los vientos y la distribución de densidad de Weibull, por lo cual, la velocidad de referencia estará entre los 30 y 40 m/s. Una vez calculada la velocidad de referencia, los modelos a comparar según su clase (dada por cada fabricante) son los que se muestran en la siguiente Tabla 6-4.

Tabla 6-4. Clase de los aerogeneradores candidatos a ser seleccionados para la repotenciación

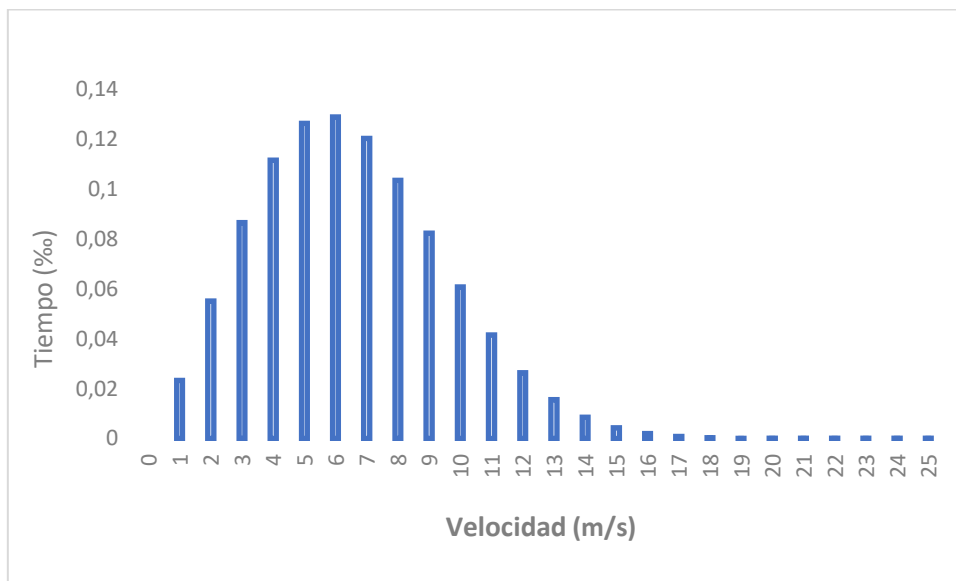
Modelo	VESTAS V136/3450	GAMESA G132/3300	GAMESA G132/5000	ENERCON E138/3500
Clase	IIA	IIA	IIA	IIIA
V_{ref} Máxima	42,5	42,5	42,5	37,5
Norma IEC	APTO	APTO	APTO	NO APTO

Como puede observarse en la Tabla 6-4 el modelo E138 de 3,5 MW de Enercon, va a ser descartado según su clase y por lo tanto del proceso selectivo, ya que no asegura el cumplimiento de la norma IEC 61400-1 en la zona donde se va a realizar la repotenciación del parque eólico existente. El catálogo de Enercon lo aconseja para zonas con velocidades de viento bajas, donde se aprovecha de una mejor forma su gran diámetro de rotor.

6.3 Potencia del Aerogenerador

El segundo criterio que se va a tener en cuenta para la selección del aerogenerador va a ser la energía que producen los aerogeneradores que se van a instalar, la cual dependerá de la curva de potencia proporcionada por el fabricante. Un aspecto a tener en cuenta que cuanto mayor es la potencia que produce una máquina a velocidades bajas, más energía produce la misma. Para el emplazamiento al que se refiere este proyecto interesan máquinas que generen mucha energía a velocidades no muy altas, ya que, al ser una zona no cercana a la costa, las velocidades medias-bajas son las más habituales y van a determinar las condiciones en las que el aerogenerador emplea más tiempo operando. En la Figura 6-11 se muestra un ejemplo del porcentaje de tiempo para cada velocidad en uno de los tres puntos que se había utilizado anteriormente para el análisis del recurso eólico, en este caso se va a mostrar una gráfica para el punto con coordenadas UTM X=277250.00 Y=4267840.00 también llamado para un más fácil reconocimiento “AERO1”.

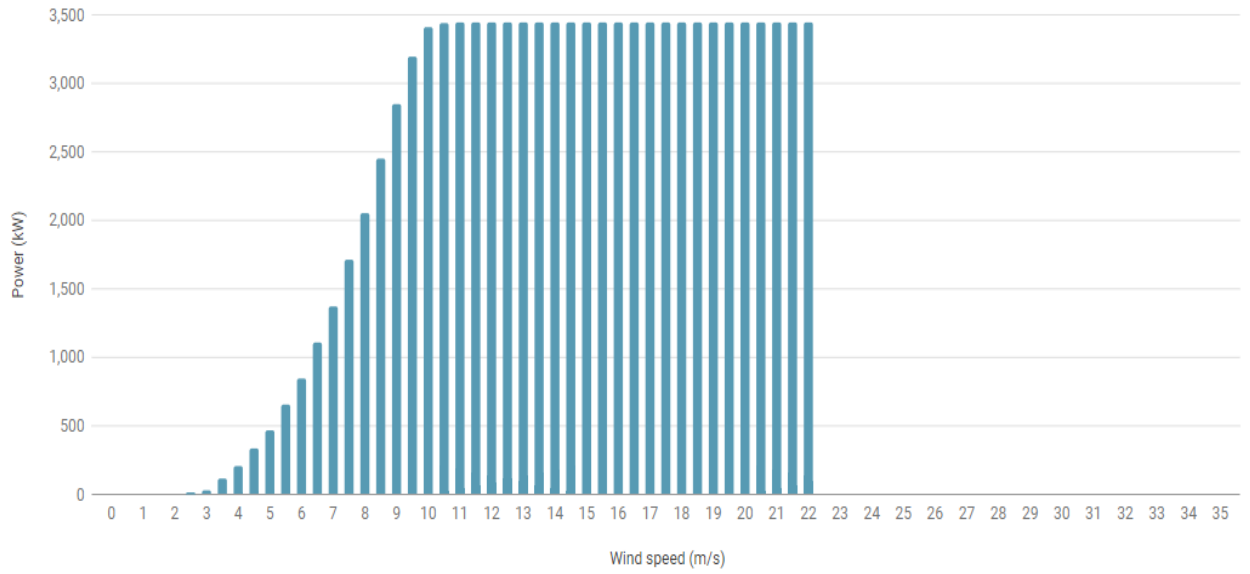
Gráfica 6-2. Porcentaje de tiempo para cada velocidad en el punto AERO1 a una altura de 80 metros



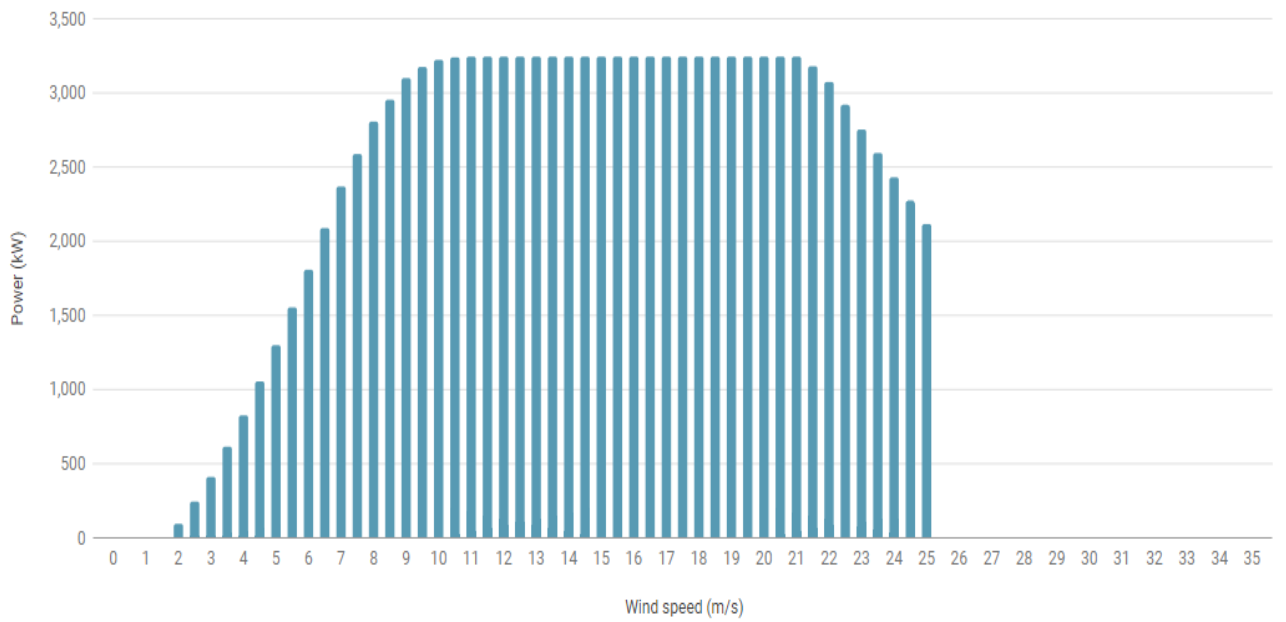
Aproximadamente el 70% del tiempo se dan velocidades de entre 4 y 8 m/s, por lo que será interesante escoger un aerogenerador que proporcione buena cantidad de energía en ese intervalo. Como puede observarse, a velocidades superiores a los 10 m/s, las frecuencias a la que sopla el viento son bastante bajas, por lo que no es andá interesante aquellas máquinas, cuyos picos de potencia entregada se sitúen en estas velocidades (algo típico en máquinas con potencia nominal elevadas).

A continuación, se muestran de forma gráfica las curvas de potencia (Potencia vs Velocidad del viento) de los tres aerogeneradores candidatos a ser instalados en el parque existente, las cuales han sido proporcionadas por cada uno de los fabricantes.

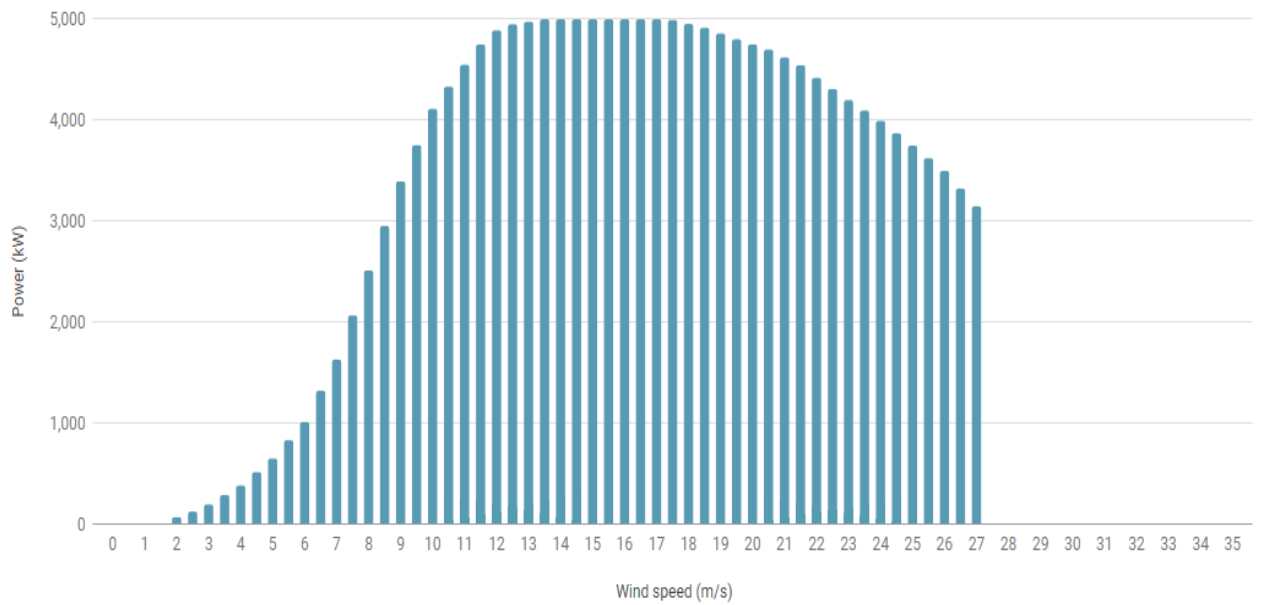
Gráfica 6-3. Curva de potencia del modelo V-136/3450 de VESTAS



Gráfica 6-4. Curva de potencia del modelo G-132/3300 de GAMESA



Gráfica 6-5. Curva de potencia del modelo G-132/5000 de GAMESA



Algunos fabricantes proporcionan los valores numéricos exactos de la potencia del aerogenerador para cada velocidad, de esta manera se hace más sencillo el cálculo de la energía que producen. En la siguiente Tabla 6-5 se comparan la potencia generada por cada uno de los tres aerogeneradores para cada velocidad. Se ha cogido un rango de velocidades que va de 1 a 10 m/s ya que en el parque donde se está realizando el análisis, el viento sopla a esas velocidades en un alto porcentaje de tiempo.

Tabla 6-5. Potencia en kilovatios de cada uno de los modelos a bajas velocidades

Velocidad (m/s)	V-136/3450	G-132/3300	G-132/5000
1	0	0	0
2	0	100	75
3	35	416	200
4	212	831	388
5	473	1304	655
6	851	1813	1017
7	1377	2374	1634
8	2058	2812	2515
9	2854	3105	3396
10	3415	3228	4113

Observando la tabla anterior puede deducirse que el modelo V-136 de 3300 kilovatios de VESTAS cuenta con una característica bastante desfavorable, y es que no empieza a generar energía hasta que la velocidad del viento no alcanza los 3 m/s y más teniendo en cuenta que a esa velocidad solamente produce 35 kilovatios mientras que el G-132 de 3300 kilovatios de GAMESA está produciendo 11 veces más. Además, no se puede pasar por alto el análisis anterior teniendo en cuenta que según la gráfica 6-4 en torno a un 16% del tiempo la velocidad del viento varía entre 0 y 3 m/s.

Respecto a la potencia máxima generada en este intervalo de velocidades el que produce menos a m/s es el G-132/3300 sin embargo puede observarse que tiene una curva de potencia muy equilibrada ya que a velocidades bajas supera claramente a los otros dos generadores incluyendo un gran aporte de energía en su arranque.

A 10 m/s el V-136/3450 y el G-132/33000 están ya muy cerca de alcanzar su potencia nominal mientras que el G-132/5000 todavía se encuentra lejos al tratarse de un generador muy grande y necesitar velocidades del viento altas para producir su máximo.

6.4 Altura de la Torre

Los otros factores proporcionales a la potencia son la densidad del aire y la velocidad (al cubo) del viento. No son parámetros que puedan variarse directamente, pero sí de forma indirecta: los valores cambian en función de la altura. Así, la altura de la torre del aerogenerador será el tercer punto de estudio en la elección del modelo.

Un aumento de la altura de la torre se traduce por regla general en un aumento de la energía producida ya que la velocidad del viento es mayor que a alturas bajas. Por consiguiente, aumentar la altura de la torre significa tener que comprar más material y entonces aumentan los costes. En el apartado siguiente se analizarán estos aspectos.

Consultando el catálogo de los fabricantes, se obtiene la siguiente Tabla 6-6 con los 3 modelos y sus alturas de torre disponibles.

Tabla 6-6. Altura de la torre disponible para cada modelo según fabricante

V-136/3450	G-132/3300	G-132/5000
82	84	95
112	97	120
132	114	140
-	134	-
-	150	-

Los fabricantes proporcionan la altura a la que pueden instalarse sus aerogeneradores, puede observarse que el G-132/3300 es el que más posibilidades de altura tiene.

6.5 Comparación de Resultados

En la última sección de este capítulo se va a realizar un estudio para comparar la energía que produce cada uno de los tres modelos en cada uno de los puntos de la Tabla 6-2. Para el cálculo de la energía se va a operar de la misma manera que se hizo en el capítulo 5, en el que se describió el procedimiento para calcular la energía producida por el parque existente.

Debido a que cada modelo requiere calcular la velocidad y frecuencia a la que sopla el viento a una determinada altura, y que, en la gran mayoría de los casos, esa altura no coincide con las que proporciona el IDAE, es necesario recurrir a emplear las fórmulas siguientes para recalculer los parámetros de Weibull, ya que el IDEA solamente proporciona datos para alturas de rotor de 30,60,80 y 100 metros.

$$C(z) = Ca * (z/za)^{\alpha} \quad (6-4)$$

$$K(z) = \frac{Ka(1 - 0.088 * \ln(\frac{za}{10}))}{1 - 0.088 * \ln(\frac{za}{10})} \quad (6-5)$$

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 * \ln(Ca)}{1 - 0.088 * \ln(\frac{za}{10})} \quad (6-6)$$

Los resultados obtenidos se encuentran resumidos en las tablas siguientes. Todos los valores representados son de energía bruta, no se han tenido en cuenta las pérdidas, por eso también se obtienen altos valores de factor de carga. Sin embargo, como en este capítulo lo que se pretende es hacer una comparativa para seleccionar el aerogenerador más indicado no importa que no se tengan en cuenta. Una vez seleccionado se tendrán en cuenta y se calculará la energía neta producida para su posterior venta y obtención de beneficios.

Tabla 6-7. Energía producida (MWh) por el G-132/3300 de GAMESA

Puntos	84 m	97 m	114 m	134 m	150 m
UTM 1	16774,14	17430,56	18166,08	18897,74	19403,71
UTM 2	16845,42	17500,01	18233,21	18962,25	19466,23
UTM 3	15621,82	16301,08	17067,2	17834,54	18368,25
Total	49241,38	51231,65	53466,49	55694,53	57238,19

Tabla 6-8. Energía producida (MWh) por el G-132/5000 de GAMESA

Puntos	95 m	120 m	140 m
UTM 1	16471,1007	18190,2691	19372,7588
UTM 2	16592,2494	18312,6912	19495,1828
UTM 3	13617,6371	15784,516	17008,4621
Total	46680,9872	53511,4224	55876,4036
F.Carga	0,35525865	0,40724066	0,42523899

Tabla 6-9. Energía producida (MWh) por el V-136/6450 de VESTAS

Puntos	82 m	112 m	132 m
UTM 1	12066,0586	13777,6414	14713,1236
UTM 2	12156,544	13867,6049	14801,9394
UTM 3	10664,0688	12360,5469	13301,7647
Total	34886,6714	40005,7931	42816,8278
F.Carga	0,38478229	0,44124361	0,4722479

Está claro que se va a instalar el generador G-132 de 3300 kW de Gamesa ya que produce más energía que los demás con una gran diferencia.

El Plan de Energías Renovables 2011-2020 (PER 2011-2020) recoge estimaciones económicas basadas en estudios y proyectos de tipo eólico de la década del 2001 al 2010. Así pues, establece que la elección del aerogenerador supone un 65% de la inversión de forma aproximada, aumentándose un 0,5% por cada metro de altura adicional.

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

Se va a utilizar este dato en la tabla siguiente como base para determinar qué torre es más apropiada a priori, aunque en este capítulo, al no tenerse en cuenta aún las ganancias que va a obtener el parque por la venta de energía, no se va a seleccionar la altura de torre que se va a instalar.

Tabla 6-10. Comparativa energética-económica de las torres disponibles para el G-132/3300

	G-132 (84m)	G-132 (97 m)	G-132 (114 m)	G-132 (134 m)	G-132 (150 m)
Total (MWh)	49241,38	51231,65	53466,49	55694,53	57238,19
Inc. Altura (m)	-	13	30	50	66
Inc.Energía (%)	-	4	9	13	16
Inc. Costes (%)	-	6,5	15	25	33

La torre de menor altura ha sido usada como referencia para realizar la comparativa. Puede observarse que los costes van creciendo más rápidamente que la energía producida a medida que se aumenta la altura.

7 INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

En este capítulo se pretende analizar si tanto el cableado como la paramenta eléctrica instalada ya en el parque existente puede ser aprovechada garantizando el correcto funcionamiento de los nuevos aerogeneradores de 3,3 MW. Si puede seguir utilizándose la infraestructura eléctrica entonces no habrá que invertir dinero en comprar e instalar nuevos componentes, por el contrario, si por las exigencias de las nuevas máquinas se requiere comprar nuevos suministros y por consiguiente tener que costear el desmantelamiento de lo actual e implantación de la parte nueva, encarecerá los costes de la repotenciación.

La manera de realizar el análisis va a ser realizando un cálculo de las intensidades nominales que van a circular por cada tramo de cable, y en función de dichas intensidades, el tipo de cable y el aislamiento necesario. A la hora de calcular la sección del conductor, se va a emplear el criterio térmico. Una vez obtenida, se comprobará que la sección cumple el criterio de caída de tensión máxima. Por último, se estudiará el tipo de celdas de conexión que requiere cada aerogenerador en el parque.

En el capítulo anterior se carecía de información suficiente para determinar cuál de las distintas posibilidades de altura de rotor que proporciona el fabricante es el más indicado, ya que todavía no se ha realizado el análisis de viabilidad. Mediante el estudio que se lleva a cabo durante este capítulo tampoco va a ser posible llegar a un proceso de selección de una altura sobre otra, ya que a la hora de realizar los cálculos descritos en el párrafo anterior se tiene en cuenta siempre la potencia nominal de la máquina, independientemente de que pueda producir más o menos en una región determinada y a una altura específica. Por lo tanto, sólo se tendrán que realizar las comprobaciones de si es suficiente con la instalación eléctrica actual o no una sola vez.

7.1 Intensidades Nominales

Cada tramo de línea tiene una intensidad nominal asociada la cual puede ser calculada según la fórmula (7-1).

$$I_n (A) = \frac{P_n (KW)}{\sqrt{3} \cos\varphi U_n (KV)} \quad (7-1)$$

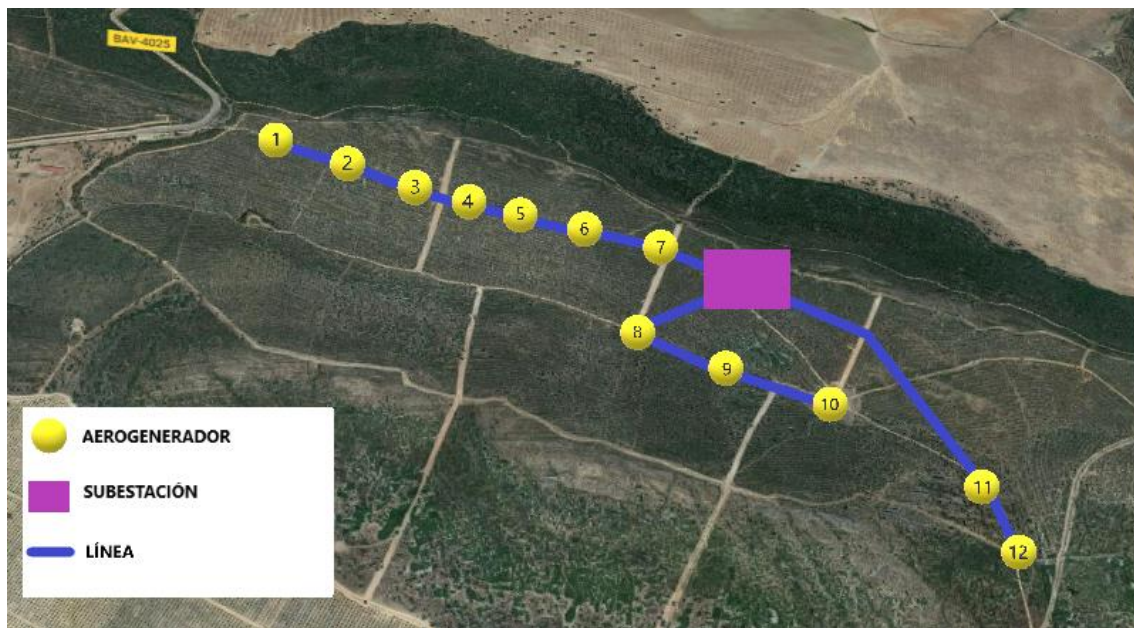
El factor de potencia $\cos\varphi$ se extrae de la hoja de características del modelo que proporciona el fabricante, va a emplearse el factor de potencia nominal de la máquina cuyo valor es de 0,95. El valor de la tensión nominal de la línea U_n es de 20 KV. El valor de la potencia nominal P_n será de 3,3 MW (en el caso en el que una línea tuviera un solo aerogenerador).

Con todos estos datos, se muestran en la Tabla 7-1 los resultados de la intensidad nominal en cada uno de los tramos del parque.

Tabla 7-1. Tramos de cada línea e intensidades nominales para aerogeneradores de 3,3 MW

Línea	Tramos de Línea	P_n (KW)	I_n (A)
1	AERO 1 → 2	3300	66,85
	AERO 2 → 3	6600	133,70
	AERO 3 → 4	9900	200,55
	AERO 4 → 5	13200	267,40
	AERO 5 → 6	16500	334,25
	AERO 6 → 7	19800	401,10
	AERO 7 → SUB.	23100	467,95
2	AERO 10 → 9	3300	66,85
	AERO 9 → 8	6600	133,70
	AERO 8 → SUB.	9900	200,55
3	AERO 12 → 11	3300	66,85
	AERO 11 → SUB.	6600	133,70

Figura 7-1. Numeración de nodos de la red y representación de subestación y líneas



7.2 Cálculo de conductores

El cálculo de la sección del conductor se va a realizar mediante el criterio térmico y usando también como base las tablas que son proporcionadas por la ITC-LAT-06. La metodología de cálculo es la que se expone a continuación:

1. Calcular el valor de I_1 , expresado en la siguiente fórmula (7-2)

$$I_1 = \frac{I_n}{k} \quad (7-2)$$

2. Obtener de las tablas el valor de la sección del cable cuya intensidad (I_{tablas}) es mayor o igual que I_1 .

3. Se ha de verificar la condición (7-3)

$$k \times I_{\text{tablas}} > I_n \quad (7-3)$$

Se va a estudiar si se sigue usando el cable con conductor de aluminio existente (XLPE) o si por el contrario se necesita sustituir la sección de este e incluso el aislamiento y material, teniendo en cuenta criterios de funcionamiento y por supuesto el económico. La instalación se realizará mediante cables directamente enterrados. Siguiendo la ITC-LAT-06, es necesario emplear coeficientes de corrección en caso de no cumplirse las siguientes condiciones:

- Temperatura del terreno a 25°C
- Terreno con resistividad térmica normal (1,5 K·m/W)
- Ternas de cables unipolares agrupados en contacto mutuo, o un cable tripolar
- Profundidad de la instalación de 1 metro

Según la instalación existente, se ha optado por colocar cables unipolares agrupados a un metro de profundidad. El resto de las condiciones dependen del terreno y no pueden modificarse, por lo que es necesario utilizar coeficientes correctores.

7.2.1 Factor de Corrección de la Temperatura del Terreno

La temperatura máxima del terreno se da en agosto, llega a los 32 °C según el IDAE. Se va a emplear el factor de corrección a esa temperatura a pesar de ser muy poco frecuente, de esta manera se van a evitar problemas en la instalación eléctrica en los días más calurosos del año.

Tabla 7-2. Temperaturas máximas asignadas al conductor (ITC-LAT-06)

Tipo de aislamiento seco	Condiciones	
	Servicio Permanente θ_s	Cortocircuito Occ ($t \leq 5s$)
Policloruro de vinilo (PVC)* $S \leq 300 \text{ mm}^2$ $S > 300 \text{ mm}^2$	70 70	160 140
Polietileno reticulado (XLPE)	90	250
Etileno Propileno (EPR)	90	250
Etileno Propileno de alto módulo (HEPR)	105 para $U_o/U \leq 18/30 \text{ kV}$ 90 para $U_o/U > 18/30 \text{ kV}$	250

Según la Tabla 7-7, la temperatura máxima de servicio permanente es de 90°C para el polietileno reticulado (XLPE). Una vez se tiene este valor se puede calcular mediante la siguiente Tabla 7-3, el factor de corrección buscado.

Tabla 7-3. Factor de corrección para temperaturas del terreno distintas a 25°C (ITC-LAT-06)

Temperatura °C Servicio Permanente θ_s	Temperatura del terreno, θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
65	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61

Como el valor de 33°C no se encuentra en la tabla entonces se realiza una interpolación lineal para obtener el factor de corrección a esa temperatura del terreno que resulta ser 0,944.

7.2.2 Factor de Corrección de la Resistividad del Terreno

El ITC-LAT-06 muestra el valor de la resistividad térmica del terreno para poder calcular el factor de corrección. En la Tabla 7-4 se muestran estos valores.

Tabla 7-4. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y de la humedad

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	Inundado
0,50	Muy húmedo
0,70	Húmedo
0,85	Poco húmedo
1,00	Seco
1,20	Arcilloso muy seco
1,50	Arenoso muy seco
2,00	De piedra arenisca
2,50	De piedra caliza

El tipo de suelo predominante en los términos de Monterrubio de la Serena y por lo tanto en la Sierra del Quebrajo es acrisol con una gran presencia de silicatos. Se trata de un suelo muy rico en arcilla y muy seco, sobre todo en verano, en consecuencia, se considera una resistividad térmica de 1,2 K·m/W.

Tabla 7-5. Factor de corrección para la resistividad térmica del terreno (ITC-LAT-06)

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K.m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,26	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73	
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

Sin embargo, puede observarse para seleccionar el factor de corrección es necesario conocer la sección del conductor que se va a utilizar, por lo tanto, se va a proceder al cálculo tanto de la sección del conductor como del factor de corrección de resistividad térmica. La Tabla 7-6 también va a ser utilizada para realizar dichos cálculos.

Tabla 7-6. Intensidades máximas admisibles (amperios) en servicio permanente (ITC-LAT-06)

Sección (mm ²)	EPR		XLPE		HEPR	
	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
25	125	96	130	100	135	105
35	145	115	155	120	160	125
50	175	135	180	140	190	145
70	215	165	225	170	235	180
95	255	200	265	205	280	215
120	290	225	300	235	320	245
150	325	255	340	260	360	275
185	370	285	380	295	405	315
240	425	335	440	345	470	365
300	480	375	490	390	530	410
400	540	430	560	445	600	470

Los cables en la instalación van enterrados y aunque los que están actualmente instalados son de aluminio y con un aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) puede que por las nuevas necesidades simplemente no sirvan porque la sección del cable no es suficiente. Si esto fuera así se valoraría si introducir nuevos cables de aluminio o por el contrario utilizar cobre, así como seguir usando polietileno reticulado como aislamiento o cambiar a HEPR (etileno-propileno de alto módulo).

Se van a calcular a continuación las secciones del conductor necesarias para cada una de las líneas de la instalación, pero antes se va a calcular la sección del conductor para el tramo de línea con la potencia nominal más alta de la red. Dicha potencia según la Tabla 7-2 es de 23,10 MW a la que le corresponde una intensidad nominal (I_n) de 467,95 amperios.

Tabla 7-7. Cálculo de la sección necesaria para I_n=467,95 A con conductor de cobre

I _{tablas} (A) HEPR	I _{tablas} (A) XLPE	Sección (mm ²)	Factor corrector de resistividad (K ₁)	Factor corrector de temperatura (K ₂)	K _{total} (K ₁ ·K ₂)	I ₁ =I _n /k	I _{tablas} ≥ I ₁	K·I _{tablas} > I _n
135	130	25	1,138	0,944	1,08	435	NO	NO
160	155	35	1,138	0,944	1,08	435	NO	NO
190	180	50	1,138	0,944	1,08	435	NO	NO
235	225	70	1,147	0,944	1,08	432	NO	NO
280	265	95	1,156	0,944	1,09	428	NO	NO

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

320	300	120	1,156	0,944	1,09	428	NO	NO
360	340	150	1,156	0,944	1,09	428	NO	NO
405	380	185	1,156	0,944	1,09	428	NO	NO
470	440	240	1,156	0,944	1,09	428	SI	SI
530	490	300	1,164	0,944	1,10	425	SI	SI
600	560	400	1,164	0,944	1,10	425	SI	SI

De la Tabla 7-7 se obtiene que para los dos tipos de aislamiento disponibles se necesita al menos una sección de 240 mm², teniendo el HEPR una mayor capacidad de soportar intensidades más elevadas. Se trata de una sección de conductor grande, debido a que se ha calculado el tramo de línea que más intensidad tiene que soportar.

A continuación, se va a realizar el mismo estudio, pero utilizando como material del conductor, el aluminio, material más barato que el cobre, pero el cual va a necesitar una sección mayor para soportar intensidades.

Tabla 7-8. Cálculo de la sección necesaria para $I_n=467,95$ A con conductor de aluminio

I_{tablas} (A) HEPR	I_{tablas} (A) XLPE	Sección (mm ²)	Factor corrector de resistividad (K_1)	Factor corrector de temperatura (K_2)	K_{total} ($K_1 \cdot K_2$)	$I_1=I_n/k$	$I_{tablas} \geq I_1$	$K \cdot I_{tablas} > I_n$
105	100	25	1,138	0,944	1,08	435	NO	NO
125	120	35	1,138	0,944	1,08	435	NO	NO
145	140	50	1,138	0,944	1,08	435	NO	NO
180	170	70	1,147	0,944	1,08	432	NO	NO
215	205	95	1,156	0,944	1,09	428	NO	NO
245	235	120	1,156	0,944	1,09	428	NO	NO
275	260	150	1,156	0,944	1,09	428	NO	NO
315	295	185	1,156	0,944	1,09	428	NO	NO
365	345	240	1,156	0,944	1,09	428	NO	NO
410	390	300	1,164	0,944	1,10	425	NO	NO
470	445	400	1,164	0,944	1,10	425	SI	SI

En la Tabla 7-8 puede observarse utilizando el aluminio como material conductor se tiene menor libertad a la hora de elegir una sección para el cable ya que solamente la sección de 400 mm² tanto para el XLPE como para el HPRE cumpliría con el criterio, aunque para el polietileno reticulado quedaría muy ajustado. Como se había dicho anteriormente el aluminio tiene una menor capacidad de soportar intensidades al compararlo con el cobre.

Operando de forma análoga se obtienen las secciones necesarias para las intensidades nominales que recorren cada tramo de las líneas de la red. En la Tabla 7-9 se especifica la sección necesaria según el tipo de aislamiento y el material.

Tabla 7-9. Sección de conductor para cada intensidad nominal según material y aislamiento

I_n (A)	Sección necesaria Cu (HPRE) mm²	Sección necesaria Cu (XLPE) mm²	Sección necesaria Al (HPRE) mm²	Sección necesaria Al (XLPE) mm²
66,85	25	25	25	25
133,70	25	25	35	50
200,55	50	70	95	95
267,40	95	95	150	150
334,25	120	150	185	240
401,10	185	185	300	300
467,95	240	240	400	400

Una vez que se ha calculado la sección mínima que tiene que tener el cable para cada una de las intensidades nominales posibles, se va a analizar si la instalación existente es válida o no. En la Tabla 7-10 se especifica la sección instalada en cada uno de los tramos de las tres líneas que tiene la red para poder hacer una comparativa con los datos obtenidos en la Tabla 7-9. El cable instalado tiene un conductor de aluminio y un aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), por lo tanto, la comparativa se realizará observando la última de las columnas de la Tabla 7-10.

Tabla 7-10. Análisis de sección de conductores en instalación existente

Línea	Tramo de Línea	Sección Instalada mm ²	Sección Necesaria mm ²	Válido
1	AERO 1 → 2	150	25	SI
	AERO 2 → 3	150	50	SI
	AERO 3 → 4	150	95	SI
	AERO 4 → 5	150	150	SI
	AERO 5 → 6	240	240	SI
	AERO 6 → 7	240	300	NO
	AERO 7 → SUB.	400	400	SI
2	AERO 10 → 9	150	25	SI
	AERO 9 → 8	150	50	SI
	AERO 8 → SUB.	150	95	SI
3	AERO 12 → 11	150	25	SI
	AERO 11 → SUB.	150	50	SI

En la Tabla 7-10 puede observarse que la mayoría de la infraestructura eléctrica a nivel de cableado es totalmente válida, ya que los conductores actualmente son muy grandes. Sin embargo, existe un tramo que no cumpliría con el criterio de intensidad máxima admisible, por lo que debería de ser sustituido. Por lo que finalmente se va a optar por cambiar todos los conductores de la instalación hasta la subestación instalando una única sección de conductor con el objetivo de facilitar las labores de mantenimiento en el parque (una única sección de cable en el almacén).

El fabricante Prysmian, ofrece dentro de su gama de productos cables especiales para instalaciones renovables, entre todas las posibilidades de secciones que tienen, se puede encontrar uno de 400 mm² que será el que va a instalarse en todos los tramos del parque. Para el cableado horizontal de los parques eólicos el modelo propuesto por el fabricante es el Al EproWIND. Un cable de MT (12/20 kV, 18/30 kV) con conductor y pantalla de aluminio.

La principal particularidad de este cable es la posibilidad de ser tendido directamente sin previa preparación de lecho de arena, un ahorro económico y una mejora en la seguridad. La composición especial de la cubierta y la pantalla de aluminio corrugado dotan al cable de una especial resistencia mecánica, superior a la de los cables convencionales de MT. Esta protección adicional es una garantía frente a otras agresiones mecánicas como pueden ser los roedores.

Las características técnicas de este cable extraídas del catálogo del fabricante se muestran en la siguiente figura:

Figura 7–2. Características técnicas conductor Al EproWIND (Fuente: catálogo PRYSMIAN Cables y accesorios para instalaciones de energías renovables).

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR (1)
Cuerda redonda compacta de hilos de aluminio, clase 2, conforme a norma UNE EN 60228 (IEC 60228).

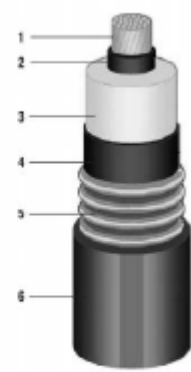
SEMICONDUCTORA INTERNA (2)
Capa extrusionada de material semiconductor.

AISLAMIENTO (3)
Etileno propileno de 95°C, (HEPR LIGHT 95).

SEMICONDUCTORA EXTERNA (4)
Capa extrusionada de material semiconductor, pelable en frío.

PANTALLA METÁLICA (5)
Cinta de aluminio de 0,2 mm de espesor, corrugada, solapada y aplicada longitudinalmente.

CUBIERTA EXTERIOR (6)
Polioléfina libre de halógenos de elevada resistencia, color negro.
Espesor nominal 2,3 mm.



APLICACIONES

Cable apantallado con cinta de aluminio corrugada para evacuación de potencia en MT en parques eólicos interconectando los aerogeneradores entre sí y con la subestación. Especialmente diseñado para ser tendido directamente en zanja sin lecho en arena. Alta resistencia a las agresiones mecánicas (manipulación, roedores...).

AL EPROWIND HAW COMPACT 95°C 12/20 kV, 18/30 kV

Norma IEC: **12/20 kV, 18/30 kV** Norma de referencia: **UNE HD 620-91 IEC 60502-2**

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

Tensión nominal máxima	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U ₀	12 kV	18 kV
Tensión nominal entre fases, U	20 kV	30 kV
Tensión máxima entre fases, U _m	24 kV	36 kV
Tensión a impulsos, U _p	125 kVp	170 kVp
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente	95 °C	95 °C
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito	250 °C	250 °C

CARGA MÁXIMA ADMISIBLE EN SERVICIO PERMANENTE

Sección mm ²	Tres cables unipolares, agrupados al trabajo, instalados al aire a 40 °C	Tres cables unipolares, agrupados al trabajo, enterrados a 1 m, a 25 °C
95	245 A	250 A
150	320 A	315 A
185	370 A	355 A
240	435 A	415 A
400	500 A	530 A
630	760 A	660 A

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

Sección mm ²	Espesor nominal aislamiento mm		Ø nominal aislamiento mm		Ø nominal exterior mm	
	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
95	4,3	6,7	20,0	25,7	28,8	33,5
150	4,3	6,2	23,7	27,5	31,5	35,4
185	4,3	6,2	25,3	29,1	33,2	36,9
240	4,3	6,2	27,8	31,6	35,6	39,4
400	4,3	6,2	33,2	37,0	41,0	44,8
630	4,5	6,4	42,2	46,0	50,0	53,8

INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN RÉGIMEN DE CORTOCIRCUITO

Sección mm ²	I _{cc} conductor (I cc) (A)		Sección pantalla Al mm ²		Sección equivalente Ca mm ²		I _{cc} pantalla (I cc) (A)	
	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
95	8835	8435	16	19	11	13	2015	2393
150	13950	13950	19	21	13	14	2393	2645
185	17205	17205	19	21	13	14	2393	2645
240	22320	22320	21	24	14	16	2645	3022
400	37200	37200	24	27	16	18	3022	3400
630	58590	58590	31	33	21	22	3904	4156

7.2.3 Comprobación a Caída de Tensión

Para comprobar que los resultados calculados en los puntos 7.2.1 y 7.2.2 son acertados se va a llevar a cabo el criterio de caída de tensión. La caída de tensión es producida debido a la resistencia que ofrecen los conductores. Se establece una caída de tensión máxima del 5% por línea para este tipo de instalación, en caso de no cumplirlo, se para a una sección mayor.

La variación de tensión se calcula mediante la fórmula (7-4):

$$\Delta U \text{ (V)} = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \quad (7-4)$$

Siendo:

- L: longitud de cada tramo en km
- I: intensidad nominal en A
- R: resistencia del cable en Ω/km
- X: reactancia del cable en Ω/km
- $\cos \varphi$: factor de potencia

El factor de potencia $\cos \varphi$ es cercano a la unidad, por lo que el seno de mismo ángulo es muy cercano a cero y podría despreciarse, pero en este caso va a ser tenido en cuenta para intentar realizar los cálculos lo más preciso posible.

La caída de tensión porcentual (ε) se obtiene empleando la ecuación (7-5)

$$\varepsilon \text{ (\%)} = \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100 \quad (7-5)$$

Siendo:

- ΔU : caída de tensión en Voltios
- U_n : tensión nominal de la línea en Voltios

Las longitudes de los tramos de cada línea se calculan teniendo en cuenta una línea recta entre las coordenadas UTM correspondientes a cada pareja de aerogeneradores del parque con la ayuda de Google Maps. Para compensar desviaciones y pendientes del terreno, los resultados de la Tabla 7-12 presentan un 20% de longitud adicional a las distancias medidas. Pese a tratarse de una zona bastante llana y sin muchos cambios de pendiente, se aplica un alto porcentaje de longitud adicional para ser conservador en los cálculos.

Para obtener la resistencia del cable se usa la Tabla 7-11.

Tabla 7-11. Características eléctricas Al EproWind

1x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	Resistencia del conductor a 20 °C (Ω/km)	Resistencia del conductor a T máx (105 °C) (Ω/km)	Reactancia inductiva (Ω/km)		Capacidad $\mu\text{F}/\text{km}$	
			12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1x50/16	0,641	0,861	0,132	0,217	0,147	0,147
1x95/16 (1)	0,320	0,430	0,118	0,129	0,283	0,204
1x150/16 (1)	0,206	0,277	0,110	0,118	0,333	0,250
1x240/16 (1)	0,125	0,168	0,102	0,109	0,435	0,301
1x400/16 (1)	0,008	0,105	0,096	0,102	0,501	0,367
1x630/16 (2)	0,047	0,0643	0,090	0,095	0,614	0,095

Tabla 7-12. Caída de tensión en las líneas del parque eólico

Línea	Tramos de Línea	Longitud (km)	ΔU (V)	ε (%)	
1	AERO 1 → 2	0,337	8	0,04	0,98
	AERO 2 → 3	0,322	15	0,07	
	AERO 3 → 4	0,348	24	0,11	
	AERO 4 → 5	0,330	30	0,15	
	AERO 5 → 6	0,317	36	0,18	
	AERO 6 → 7	0,36	49	0,25	
	AERO 7 → SUB.	0,24	38	0,19	
2	AERO 10 → 9	0,451	11	0,05	0,28
	AERO 9 → 8	0,335	16	0,08	
	AERO 8 → SUB.	0,428	29	0,15	
3	AERO 12 → 11	0,280	87	0,44	0,47
	AERO 11 → SUB.	1,92	7	0,04	

Todas las líneas cumplen el criterio de caída de tensión al no sobrepasarse en ninguna el límite máximo establecido de 5% por línea, por ahora la sección de 400 mm² sigue siendo válida.

7.2.4 Comprobación según las pérdidas de potencia

Para el cálculo de las pérdidas Joule en cada línea habrá que ir tramo a tramo y después sumar, se empleará la expresión que aparece en 7-6. Para cumplir este criterio las pérdidas por línea no deben de ser superiores al 5%.

$$P_J = 3 \cdot R \cdot L \cdot I^2 \quad (7-6)$$

Donde:

- P_J es la pérdida por efecto Joule en cada tramo/línea
- R es la resistencia del conductor en Ω
- L es la longitud del tramo en m
- I es la intensidad que circula por el conductor en las condiciones de funcionamiento en A

Tabla 7-13. Pérdidas por efecto Joule en cada tramo y línea del parque eólico repotenciado

Línea	Tramos de Línea	Longitud (km)	R (Ω)	P _J (kW)	ϵ (%)	
1	AERO 1 → 2	0,337	0,035	1,1	0,03	0,85
	AERO 2 → 3	0,322	0,064	4	0,06	
	AERO 3 → 4	0,348	0,036	9,9	0,10	
	AERO 4 → 5	0,330	0,034	16,8	0,13	
	AERO 5 → 6	0,317	0,033	25	0,15	
	AERO 6 → 7	0,360	0,038	41	0,21	
	AERO 7 → SUB.	0,240	0,025	32,3	0,17	
2	AERO 10 → 9	0,451	0,048	1,5	0,04	0,23
	AERO 9 → 8	0,335	0,035	4,2	0,06	
	AERO 8 → SUB.	0,428	0,045	12,2	0,12	
3	AERO 12 → 11	0,280	0,020	24,3	0,37	0,40
	AERO 11 → SUB.	1,92	0,030	0,9	0,03	

Las pérdidas en cada una de las líneas son menores al 5%, así que puede considerarse válida la sección de 400 mm² según este criterio.

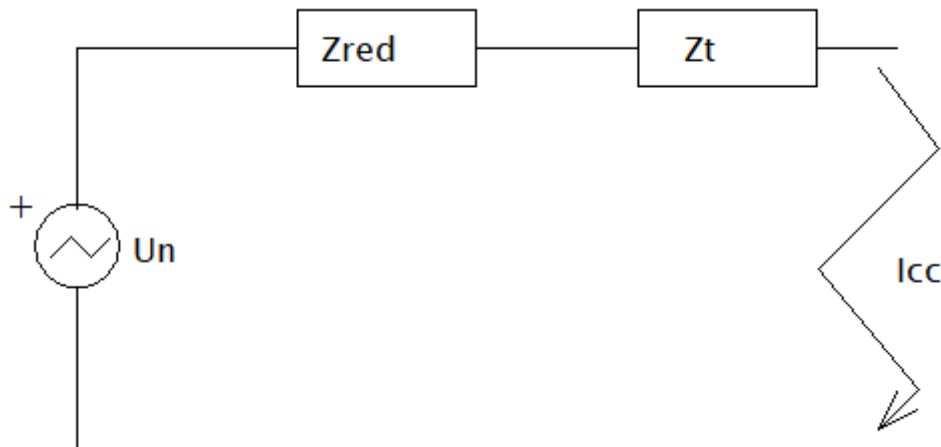
7.2.5 Comprobación según intensidad de cortocircuito

7.2.5.1 Determinación de las impedancias referidas a 20 kV

Para calcular las intensidades de cortocircuito va a realizarse según la metodología marcada en la norma española UNE-EN 60909-3 “Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna”. Para ello, es necesario primero calcular las impedancias de cada uno de los elementos de los que está compuesta la instalación como generadores, transformadores, líneas etc. Se calcularán las impedancias para el cortocircuito tripolar, que es en la mayoría de los casos, el más desfavorable. La intensidad máxima de cortocircuito va a darse cuando el fallo se produzca justamente a la salida de la subestación, por lo tanto, para el cálculo de esta se va a proceder a realizar el circuito monofásico equivalente con el objetivo de agilizar el proceso.

Todos los datos necesarios para calcular cada una de las impedancias son aportados por el fabricante.

Figura 7-3. Circuito monofásico equivalente



- Líneas

Para calcular la impedancia de las líneas se deberá de tener en cuenta la longitud de las mismas, así como la resistencia y reactancia por unidad de longitud que aporta el fabricante del conductor.

L_1 tiene una longitud de 2,254 km

L_2 tiene una longitud de 1,214 km

L_3 tiene una longitud de 2,2 km

Según el fabricante para el tipo de conductor de 400 mm² que ha sido especificado en apartados anteriores la impedancia tiene un valor de (0,105 + 0,096i) Ω/km

$$Z_{L1} = (0,105 + 0,096i) \cdot 2,254 = 0,32_{42,43^\circ} \Omega$$

$$Z_{L2} = (0,105 + 0,096i) \cdot 21,214 = 1,21_{42,43^\circ} \Omega$$

$$Z_{L2} = (0,105 + 0,096i) \cdot 2,2 = 0,313_{42,43^\circ} \Omega$$

- Red

La impedancia de la red viene dada por la expresión:

$$Z_{Red} = \frac{U^2}{S_{cc}} \quad (7-7)$$

Siendo la potencia de cortocircuito de la red a nivel de 20 kV, es decir, al salir de la subestación es de S_{cc} = 500 MVA (se tiene en cuenta esta potencia de cortocircuito debido a que en el presente proyecto no se dimensiona la subestación).

$$Z_{Red} = \frac{20.000^2}{500 \cdot 10^6} = 0,80 \Omega$$

- Transformador subestación

Para calcular la impedancia del transformador de la subestación se emplea la expresión:

$$Z_T = \frac{\varepsilon}{100} \cdot \frac{U_T^2}{S_T} \quad (7-8)$$

$$S_T = 40 \text{ MVA}$$

$$\varepsilon = 10\%$$

$$Z_T = \frac{10}{100} \cdot \frac{20.000^2}{40 \cdot 10^6} = 1 \Omega$$

Se ha calculado más impedancias de las que realmente hace falta a modo ilustrativo y didáctico.

7.2.5.2 Cortocircuito tripolar próximo a la subestación

Una vez calculadas las impedancias en el lado de 20 kV se procede a calcular la intensidad de cortocircuito.

Dando valores a los elementos de la figura 7-3:

$$U_n = \frac{20.000}{\sqrt{3}} \cdot c, \text{ siendo } c \text{ un factor de corrección de tensión con valor } 1,1$$

$$Z_T = 1 \Omega$$

$$Z_{\text{Red}} = 0,8 \Omega$$

$$I_{\text{CC}} = \frac{20.000 \cdot 1,1}{\sqrt{3} \cdot (1+0,8)} = 7.056 \text{ A} \quad (7-9)$$

7.2.5.3 Cortocircuito admisible

Ahora habrá que calcular la intensidad de cortocircuito máxima que soportarán los conductores previamente seleccionados para ver si cumplen con la condición de que estos valores deben de ser mayores que (7-11).

La intensidad de cortocircuito máxima admisible en conductores se calcula según 7-10:

$$I_{\text{cc}} \cdot \sqrt{t} = S \cdot C \quad (7-10)$$

Donde:

- I_{cc} es la intensidad máxima de cortocircuito
- T es el tiempo de duración del cortocircuito
- S es la sección del conductor

C es la constante que depende del material del conductor y que, en este caso, para los conductores elegidos será de valor constante 93, (para el caso del cobre es de 142).

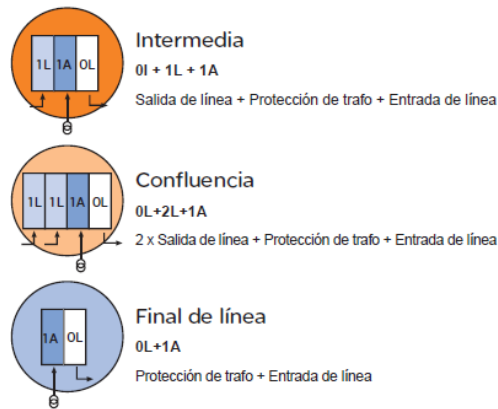
$$I_{\text{CC}} = \frac{400 \cdot 93}{\sqrt{1}} = 37.200 \text{ A}$$

Hay que comprobar que la sección de cable de 400 mm² soporta la mayor corriente de cortocircuito que puede darse en la instalación. El valor más elevado en el nivel de 20 kV es de 7.056 A como se ha calculado en los apartados anteriores, por lo tanto, el conductor de 400 mm² de sección cumple con el criterio de intensidad de cortocircuito y por lo tanto todos los criterios necesarios para ser instalado.

7.2.6 Celdas de conexión

Las celdas de conexión son necesarias para conectar los aerogeneradores a la línea de media tensión. Sin embargo, no todos necesitan el mismo tipo de celda ya que la ubicación de cada uno influye en la elección. Para este proyecto se ha decidido elegir al fabricante MESA, diseñador y fabricante de productos de media y alta tensión, proporciona un catálogo que incluye celdas como las mostradas en la siguiente Figura 7-4.

Figura 7-4. Tipos de celdas de conexión según el fabricante MESA



- Celdas intermedias: se utilizan en los aerogeneradores que no son ni de final de línea ni intersección de dos líneas.
- Celdas de confluencia: para las máquinas que se encuentran en la intersección de dos líneas.
- Celdas de final de línea: necesarias en aerogeneradores situados al final de cada línea.

Las celdas DVCAS del fabricante MESA han sido diseñadas exclusivamente para el mercado eólico, proporcionando una celda compacta, resultado de la configuración de la unión de distintos módulos. Además, podrían ser aprovechadas para instalarlas en las nuevas máquinas de potencia nominal 3,3 MW si fueran capaces de soportar las nuevas condiciones de operación.

Tabla 7-14. Características de las celdas en la base del aerogenerador

Tipo	Aparamenta aislada SF ₆
Servicio	Continuo
Nº de Fases	3
Nº de embarrados	1
Tensión nominal asignada	24 kV
Tensión de servicio	20 kV
Frecuencia nominal	50 Hz
Intensidad nominal	600 A
Tensión máxima a frecuencia industrial	50 kV
Tensión máxima a impulso tipo rayo	125 kV

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

Poder de corte en cortocircuito	16 kA
Intensidad nominal de cresta	40 kA

Tabla 7–15. Tipo de celda para cada aerogenerador

Aerogenerador	Tipo de Celda
AERO 1	OL1A
AERO 2	OL1L1A
AERO 3	OL1L1A
AERO 4	OL1L1A
AERO 5	OL1L1A
AERO 6	OL1L1A
AERO 7	OL1L1A
AERO 8	OL1L1A
AERO 9	OL1L1A
AERO 10	OL1A
AERO 11	OL1L1A
AERO 12	OL1A

En este proyecto no resulta útil valorar si las celdas de línea de protección actuales podrían ser reaprovechadas una vez estuvieran instalados los nuevos aerogeneradores, porque, aunque lo fueran, el fabricante no proporciona las celdas de protección de línea independientes del molino, sino que lo suministra todo junto.

Sin embargo, lo que si es interesante es estudiar si las celdas de protección del transformador de la subestación son válidas para las nuevas condiciones de funcionamiento. Para a ello habrá que contemplar si la nueva intensidad de cortocircuito y la intensidad nominal total que circularían por el transformador están dentro de el rango de seguridad y buen funcionamiento de este, si no lo estuviera, habría que comprar uno que si que satisficiera los requerimientos de la nueva instalación.

Para ello se emplea un interruptor automático, que será el encargado de proteger el transformador y de realizar la extinción del arco de una manera rápida y segura. El interruptor está constituido por tres polos diferentes y se encuentra dentro de la cuba de SF₆.

El interruptor automático del que está dotado el módulo de protección del transformador actualmente tiene las siguientes características:

Tabla 7–16. Características del interruptor automático del transformador de la subestación

Tensión nominal asignada	24 kV
Tensión de servicio	20 kV
Frecuencia nominal	50 Hz
Intensidad nominal	400 A
Tensión nominal	50 kV
Tensión máxima a impulso tipo rayo	125 kV
Poder de corte de cortocircuito	25 kA
Poder de cierre	63 kA

Puede observarse como el interruptor automático instalado actualmente no es válido para la nueva instalación, ya que tienen una intensidad nominal de 400 A y con las nuevas máquinas van a circular la suma de la intensidad nominal en cada una de las tres líneas, o sea 735,35 A y aunque si sería capaz de cortar el cortocircuito más desfavorable, hay que sustituir dicha protección.

Para ello, se ha decidido por seleccionar una celda modular de protección mediante interruptor automático, equipado con un interruptor automático de corte en vacío en serie con un interruptor-seccionador de tres posiciones que si que es capaz de soportar tanto la intensidad nominal como la intensidad de cortocircuito de la instalación.

Tabla 7–17. Características de la nueva celda de protección del transformador de la subestación

Tensión nominal asignada	24 kV
Tensión de servicio	20 kV
Frecuencia nominal	50 Hz
Intensidad nominal	630 A
Tensión nominal	50 kV
Tensión máxima a impulso tipo rayo	145 kV
Poder de corte de cortocircuito	16 kA
Poder de cierre	63 kA

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

No se han valorado las celdas de protección del transformador de servicios auxiliares (SSAA) ya que, en el proyecto de diseño del parque, no se consideró.

8 OBRA CIVIL

En este capítulo se pretende realizar un estudio de toda la obra civil del parque existente para saber si cumple con las necesidades de los nuevos aerogeneradores que van a instalarse. Al repotenciar un parque eólico hay que sustituir las máquinas antiguas por unas actuales y debido a que las nuevas máquinas son más grandes al producir más potencia, por regla general, las cimentaciones de las máquinas antiguas no sirven para los nuevos aerogeneradores.

Otro aspecto importante a parte de la cimentación es el de los caminos y viales. Se intentarán conservar los caminos actuales para realizar las tareas de transporte, accesos y montaje minimizando así los costes. Más adelante se mostrará si los actuales son válidos o no, por qué, y si no son válidos, las medidas que se llevarán a cabo.

8.1 Caminos

El ancho del camino se dimensiona en función del tamaño de la góndola o “Nacelle”, ya que es la parte más ancha de un aerogenerador. Así para este proyecto la anchura requerida para los caminos es de 5 a 6 metros. No es necesario ampliar la anchura mucho más ya que se va a emplear una grúa telescópica desmontable, en lugar de una grúa de cadenas para realizar el desmantelamiento de las máquinas existentes, así como el montaje de las nuevas.

El motivo de esta elección es porque este tipo de vehículo requiere menos superficie adicional y presentan un mayor ritmo de montaje.

Figura 8–1. Grúa telescópica sin cadenas para desmantelamiento y montaje de los aerogeneradores



Puesto que cómo se describió en el capítulo 5 la anchura de los caminos es de 4 metros y por lo tanto no se llega al mínimo, se realizará un ensanchamiento de 1 metro a cada lado de el mismo en toda su longitud conectando los dos puntos de acceso al parque, desde el kilómetro 6 de la carretera BAV-4025 hasta el kilómetro 32 de la carretera EX-211.

La longitud total del camino construido es de 4600 metros, aunque se va a considerar que mide 5000 metros siguiendo un criterio más conservador. Por lo tanto, la superficie nueva a construir será:

$$S_n = L_c \cdot H = 5000 \cdot 2 = 10000 \text{ m}^2 \quad (8-1)$$

- S_n : superficie total nueva a construir de terreno
- L_c : longitud total del camino
- H : anchura adicional del camino

Figura 8-2. Modificación de la anchura del camino de accesos



La sección de los viales no va a cambiar y seguirá estando compuesta por una sub-base de zahorra natural de 35 cm de espesor sobre la que se extenderán 30 cm de zahorra artificial compactadas ambas con eventual humectación hasta el 98% de la densidad obtenida mediante el ensayo de Próctor Modificado. Considerándose así que el firme está adecuado para soportar la máxima carga (el elemento más pesado es la góndola con 120000 kg), y el continuo paso de camiones.

Los caminos existentes hacen posible una correcta maniobrabilidad de las máquinas sobre el terreno en el aspecto de la longitud mínima que deben de tener cada uno de los tramos, esta longitud debería ser de 60 metros como mínimo para un vehículo que transporte una máquina de las dimensiones como las de la G-132-3.3 MW ya que el tramo más corto es de 230 metros por lo tanto en ese aspecto no habrá problemas.

No se han detectado desniveles mayores al 12% en tramos rectos ni mayores al 7% en curvas, por lo que las grúas podrán realizar su recorrido correctamente.

Respecto al radio de curvatura mínimo que debe de cumplirse en las zonas curvadas del camino, van a respetarse los construidos ya que son válidos para el transporte de los nuevos componentes del aerogenerador.

8.2 Plataformas de montaje

Para llevar a cabo el montaje de los aerogeneradores seleccionados, es imprescindible habilitar un área reservada para esta tarea, elaborada fundamentalmente por un relleno construido a base de zahorra compactada acorde a las cargas que soporta.

Actualmente las zonas de maniobra para este fin tienen una superficie de 25 m x 15 m a los pies de cada aerogenerador. Sin embargo, debido a los requerimientos del nuevo fabricante, deberán de ser ampliadas. Estas plataformas están dimensionadas en función del tamaño del aerogenerador que se va a instalar, debido a que unas dimensiones reducidas dificultan el montaje y encarecen el coste de cada máquina instalada.

La superficie de esta se diseña con una pendiente mínima del 0,2 - 1% para facilitar el drenaje del agua superficial acumulada; no aceptándose en ningún caso zonas cóncavas que favorezcan la formación de charcos y a la fluencia de materiales tras la aplicación de presión sobre la superficie.

Los datos proporcionados por el fabricante GAMESA para el aerogenerador G-132 de 3,3 MW de potencia nominal para torres de 84 a 150 metros son:

- Reducidas: 50 x 55 m
- Estándar. 65 x 65 m

El diseño más adecuado es el estándar para no tener problemas en el montaje y optimizar los costes de instalación con el modelo de torre seleccionado.

Se necesitarían 12 zonas, lo que supondría una ampliación de 46.200 m².

8.3 Cimentaciones

Tanto los viales interiores como las plataformas de montaje y acopio de material van a ser modificadas según los requerimientos del fabricante GAMESA cumpliendo así las exigencias de instalar máquinas más potentes y, por lo tanto, más grandes. Sin embargo, la selección de una altura de torre u otra no va a afectar a las dimensiones de estos, ya que como se ha mencionado anteriormente, la góndola, que es el factor determinante, va a ser la misma en todos los casos.

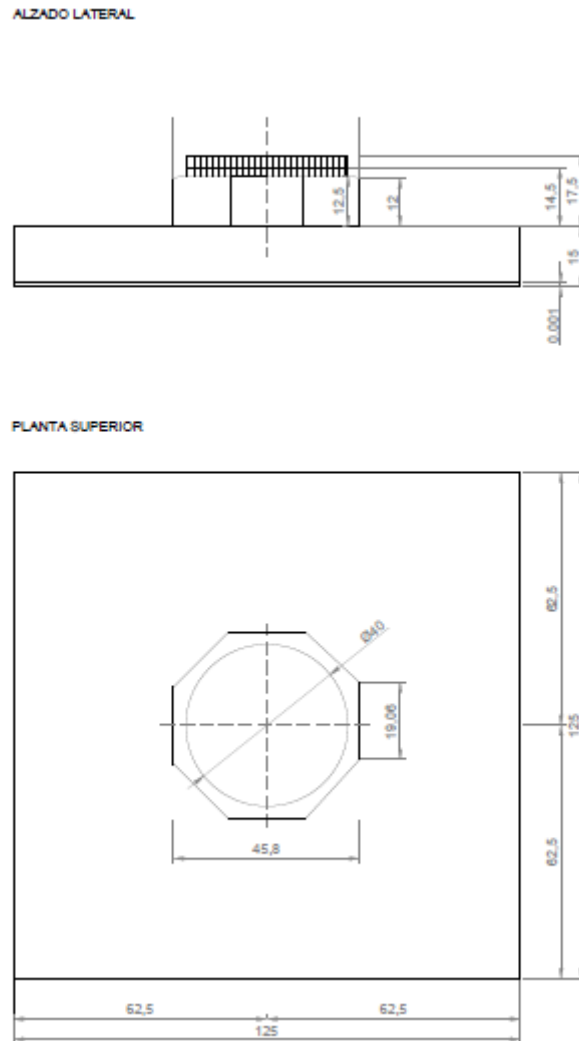
Un elemento al que sí que va a afectar si se elige una altura de torre u otra va a ser la cimentación del aerogenerador ya que hay una gran diferencia entre la menor altura de torre que proporciona el fabricante para este modelo (84 metros) y la mayor (150 metros).

A continuación, va a realizarse un estudio con el objetivo de conocer si las cimentaciones instaladas actualmente son aprovechables para los nuevos aerogeneradores que van a ser instalados.

La información de la que se dispone para la elaboración de este proyecto de repotenciación es que las zapatas instaladas actualmente son de planta cuadrada, de 12,5 x 12,5 metros y empotrada 2 metros en el terreno natural. Tienen embebido en el fuste una sección circular de acoplamiento a la torre, denominada virola, la cual dispone en su parte superior una brida de conexión a la torre.

La zapata está construida a base de hormigón de calidad C25/30 (fuerza de compresión tras 25 días: 30 N/mm² y acero armado BST 500 S (límite de elasticidad: 500 N/mm²).

Figura 8-3. Alzado y planta de las zapatas instaladas actualmente



Como el fabricante Gamesa no se ha prestado a ofrecer la tipología ni las dimensiones de cimentación necesarias para cada uno de sus modelos, se va a modelar el problema mediante un diagrama de sólido libre y se van a considerar diferentes criterios para así deducir que tipo de cimentación es necesaria en cada caso y así asegurar la correcta estabilidad de cada uno de los aerogeneradores en el terreno.

8.3.1 Cargas transmitidas a la cimentación

- Cargas gravitatorias: cargas estáticas y dinámicas resultantes de la acción conjunta de las vibraciones, rotación de las palas, gravedad y actividad sísmica sobre la estructura.
- Cargas aerodinámicas: cargas estáticas y dinámicas resultantes de la acción del flujo de aire y su interacción con las partes de la estructura. El flujo de aire depende de la velocidad de giro del rotor, la velocidad media del viento, la intensidad de la turbulencia, la densidad del aire y las formas aerodinámicas de los componentes de la turbina.

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

La determinación de las acciones producidas por la acción del viento sobre el rotor, cuando el aerogenerador se encuentra en funcionamiento, debería realizarse teniendo en cuenta consideraciones aerodinámicas o ensayos de laboratorio a escala reducida. A pesar de ello, según la experiencia, se estima la acción del viento mediante un ratio por m² de superficie barrida por las palas. El ratio elegido es de 0,1 KN/m², teniendo en cuenta que el área barrida por las palas de este tipo de aerogenerador de 3,3 MW de potencia de Gamesa es de 13.685 m², se genera una fuerza puntual de aproximadamente 1368 KN aplicada en el extremo superior de la torre.

Por otra parte, para calcular la fuerza que ejerce el viento sobre el fuste de la torre, se ha empleado la ecuación 8-5:

$$F = A \cdot P \cdot C_d \quad (8-2)$$

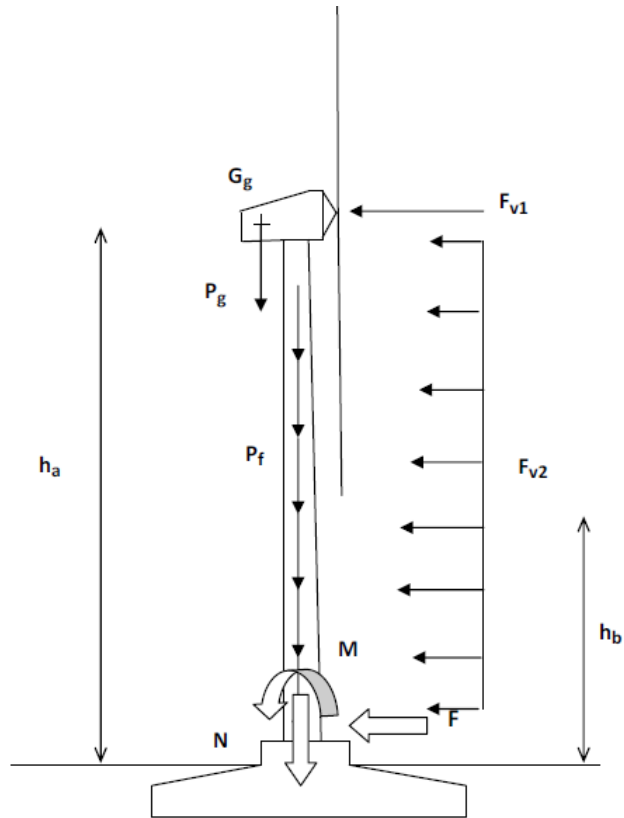
Donde F es la fuerza o carga de viento, A es el área proyectada del objeto, P es la presión del viento y Cd es el coeficiente de arrastre. Para este caso se considera:

- $A = D_{\text{torre}} \cdot H_{\text{torre}}$
- $P = 0,613 \cdot V_{\text{viento}}^2$
- $C_d = 1,2$ (valor para cilindros largos)

Tabla 8-1. Acciones que intervienen en la estructura

Altura Torre (m)	Peso Torre (KN)	Peso rotor (KN)	Peso góndola (KN)	Zapata actual	F _{V1} (KN)	F _{V2} (KN)
84	9000	190	1500	12,5 x 12,5x 12,5	1368	534
97	10400	190	1500	12,5 x 12,5x 12,5	1368	616
114	12230	190	1500	12,5 x 12,5x 12,5	1368	725
134	14370	190	1500	12,5 x 12,5x 12,5	1368	852
150	16083	190	1500	12,5 x 12,5x 12,5	1368	953

Figura 8-4. Problema de la cimentación modelo a resolver



Los esfuerzos transmitidos a la cimentación son:

$$N = P_G + P_T \quad (8-3)$$

$$F = F_{V1} + F_{V2} \quad (8-4)$$

$$M = F_{V1} \cdot h_a + F_{V2} \cdot h_b \quad (8-5)$$

N: carga vertical de compresión causada por el peso propio de la estructura y la góndola

F: fuerza horizontal causada por el empuje del viento sobre el rotor y sobre el fuste. Puede actuar en cualquier dirección.

M: momento flector causado por el empuje del viento sobre el rotor y sobre el fuste. Se considerará despreciable el flector generador por una posible desviación del centro de gravedad de la góndola. Puede actuar en cualquier dirección.

Tabla 8–2. Esfuerzos transmitidos por la torre a la cimentación

Altura	N (KN)	F (KN)	M (KN)
84	10690	534	137376
97	12090	617	162644
114	13920	725	197307
134	16060	852	240439
150	17773	953	276775

8.3.2 Parámetros del terreno

Las cimentaciones más usuales en la construcción de aerogeneradores son las de tipo superficial, que pueden estar o no reforzadas mediante pilotes. La elección de una u otra solución, dependerá del tipo de suelo sobre el que se trabaje y de la existencia de estratos más o menos resistentes.

Por su parte, el terreno en esta zona estará compuesto por una arena medianamente densa con las características que se recogen en la Tabla 8-9.

Tabla 8–3. Parámetros del terreno

Presión admisible (σ_{admt})	0,25 MPa
Presión máxima (σ_{maxt})	0,325 MPA
Peso específico (γ_n)	18 KN/m ³
Cohesión (c)	0
Ángulo de rozamiento interno (ϕ)	30°
Ángulo de rozamiento hor-ter (ϕ_{h-t})	20°
Módulo de balasto (k_{30})	4 kg/cm ³

Se considera un terreno formado por un único estrato, no inclinado y con nivel freático muy por debajo de la base de la zapata.

8.3.3 Cálculo y comprobación de la zapata

Se pretende seguir una metodología para saber si las dimensiones de esta zapata cuadrada siguen siendo válidas para las nuevas y más pesadas máquinas. Para ello deberán de cumplirse tres criterios: seguridad a vuelco, deslizamiento y hundimiento. Si la zapata instalada no cumpliera alguno de los tres para las nuevas cargas habría que desmantelar las zapatas actuales e instalar unas con una superficie mayor, lo que aumentaría los costes de la repotenciación.

Figura 8-5. Zapata cuadrada: a) vista en planta, b) vista en alzado

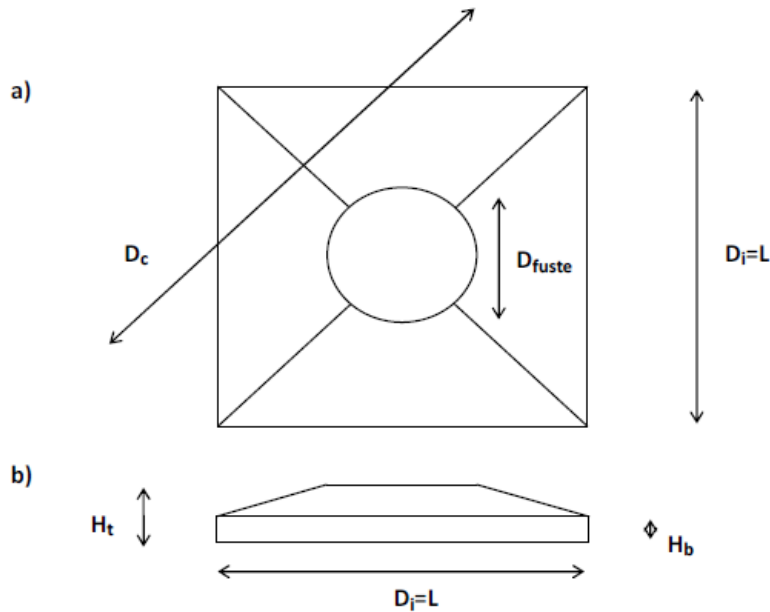


Tabla 8-4. Definición geométrica de la zapata instalada actualmente

L (A) (m)	Di (B) (m)	D _F (m)	H _t (m)	H _b (m)	A (m ²)	Vh (m ³)
12,5	12,5	4	2	1	156,25	312,5

Tabla 8-5. Esfuerzos en la base de la cimentación

Altura	N _C (KN)	F _C (KN)	M _C (KN)
84	29186	534	138444
97	32826	617	163877
114	27024	725	198756
134	42956	852	242142
150	47357	953	278682

8.3.3.1 Factores de seguridad a vuelco y deslizamiento

$$u = \frac{\frac{1}{2} \cdot Nc}{3 \cdot \sigma_{adm} \cdot B} \quad (8-6)$$

$$FS_{vuelco} = \frac{M_{estab} \cdot 0,9}{M_{desestab} \cdot 1,5} = \frac{Nc \cdot (B-u) \cdot 0,9}{Mc \cdot 1,5} \geq 1 \quad (8-7)$$

$$FS_{desliz} = \frac{F_{estab} \cdot 0,9}{M_{desestab} \cdot 1,5} = \frac{Nc \cdot \xi \cdot 0,9}{M_{desestab} \cdot 1,5} \geq 1 \quad (8-8)$$

8.3.3.2 Comprobación a hundimiento

$$e = \frac{Nc}{Mc} \quad (8-9)$$

$$e_{desl} = A/6 \quad (8-10)$$

Si $e > e_{desl}$, entonces existe despegue, la distribución de cargas sobre el terreno es triangular y debe de cumplirse la condición 8-11 para asegurar que el terreno no cede:

$$\sigma_{max} = \frac{2 \cdot Nc}{3 \cdot B \cdot (\frac{A}{2} - e)} \leq \sigma_{max_t} \quad (8-11)$$

8.3.4 Resultados obtenidos

Se obtienen los siguientes resultados para cada altura de torre que se pretende instalar:

Tabla 8-6. Comprobación de los parámetros de seguridad para la zapata actual

Altura (m)	u (m)	FS _{vuelco} (KN)	FS _{desliz} (KN)	e _{desl} (m)	e (m)	σ _{Max} (kPa)
84	1,10	1,02	8,46	2,08	6,69	-2500
97	1,18	0,91	7,82	2,08	7,41	-1008
114	1,27	0,81	7,20	2,08	8,31	-619
137	1,38	0,71	6,68	2,08	9,29	-456
150	1,48	0,66	6,36	2,08	10	-391

Puede observarse que la cimentación actual no cumple los criterios de seguridad para ninguna de las opciones de altura de buje, por lo tanto, en la siguiente tabla se procede a dar unas

nuevas dimensiones de la zapata, las cuales, minimizando todo lo posible la cantidad de hormigón a utilizar, aseguran el cumplimiento de todos los criterios.

Tabla 8–7. Comprobación de los parámetros de seguridad según nuevas zapatas propuestas

Altura (m)	Dimensiones (m)	FS_{vuelco} (KN)	FS_{desliz} (KN)	e_{desl} (m)	e (m)	σ_{Max} (kPa)
84	17 x17 x 2	2	11,93	2,87	4,74	305
97	18 x 18 x 2	2,01	11,62	3	5	304
114	19x 19 x 2	1,97	11,15	3,17	5,36	314
137	20,5 x 20,5 x 2	2,03	11,01	3,42	5,64	303
150	21,5 x 21,5 x 2	2,04	10,84	3,58	5,88	302

Puede observarse como se cumplen todas las condiciones establecidas en 8-6, 8-7, 8-8 y 8-11 (esta última utilizada ya que la excentricidad hace que se salga del núcleo central).

9 ANÁLISIS DE VIABILIDAD

En este capítulo se llevará a cabo un estudio de viabilidad del proyecto de repotenciación de los 12 aerogeneradores situados en la Sierra del Quebrajo (Badajoz).

Cabe mencionar que sobre cualquier intención de mejora medioambiental o tecnológica ha de preponderar la rentabilidad de la inversión. La repotenciación no sólo es necesaria para mejorar la productividad del sector eólico, sino que además proporciona un valor económico añadido, en forma de nuevas tecnologías instaladas a los propietarios de los parques.

En este epígrafe se va a realizar un análisis económico de la viabilidad de la repotenciación en términos económicos y técnicos. Se plantearán dos escenarios principales, con diversos supuestos de financiación y de productividad del parque. Los dos principales escenarios son:

- No repotenciar
- Repotenciar hasta una potencia nominal instalada de 39,6 MW

Al final del capítulo si la inversión resulta rentable, también debe de haberse calculado que altura de buje es mejor de cara a la rentabilidad, ya que las 5 posibilidades de altura pueden ser instaladas en el parque.

El parque existente comenzó a vender energía en 2010, con lo cual se encuentra en su octavo año de vida. Para el caso del repowering, la vida de este se extiende otros 25 años.

9.1 Estudio de la producción del parque

La complejidad de la predicción del recurso eólico confiere una considerable dificultad al realizar una estimación fiable de la producción, parámetro clave y más influyente a la hora de hacer el estudio económico.

9.1.1 Producción del parque existente de 30 MW

Uno de los datos que se proporcionan del anterior proyecto es la potencia media que proporciona cada aerogenerador de 2,5 MW, la cual es de 1044,23 kW de media. Lo que supone que cada uno de los doce aerogeneradores producen 9.148 MWh. En total el parque genera una energía bruta de 109.770 MWh, y descontando las pérdidas generaría 85.621 MWh netos en un año.

En la Tabla 9-1 se muestran de forma resumida datos importantes a conocer del parque actual.

Tabla 9–1. Energía neta (MWh) producida por el parque actual y factor de carga asociado

Potencia Instalada (MW)	30
Energía Anual Bruta (MWh/año)	109.770
Energía Anual Neta (MWh/año)	85.621
Factor de Carga	0,33
Horas Equivalentes (h/año)	2854

9.1.2 Producción del parque repotenciado de 39,6 MW

Para calcular la energía anual que produce el parque ya repotenciado se va a realizar una estimación teniendo en cuenta la energía que produce cada aerogenerador según su coordenada UTM con el objetivo de ser lo más preciso posible. En la Tabla 9-2 se muestra la potencia que genera cada nuevo aerogenerador en el parque, en las 5 posibles versiones de altura que ofrece el fabricante GAMESA para el modelo G-132 de 3.3 MW.

Lo interesante es calcular la energía neta que produce el parque, para ello habrá que tener en cuenta pérdidas. Algunas de las cuales se describen a continuación:

- Pérdidas por disponibilidad: se producen debidas a las tareas de mantenimiento de los aerogeneradores o por fallos que impiden su normal funcionamiento.
- Pérdidas por efecto parque: son proporcionales al número de aerogeneradores
- Pérdidas eléctricas: las cuales han sido estimadas en un 5 por ciento
- Otras pérdidas

Tabla 9–2. Energía bruta (MWh) producida por el parque repotenciado para cada altura de buje disponible

Aerogenerador	84 m	97 m	114 m	134 m	150 m
1	16775	17430	18170	18900	19410
2	16800	17650	18200	18990	19350
3	16770	17900	18150	18800	19500
4	16950	17775	18300	18750	19420
5	16750	17650	18100	18970	19430
6	16880	17420	18230	18960	19520
7	16900	17450	18235	18965	19450
8	17100	17500	18280	18970	19465

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

9	16920	17600	18300	18950	19460
10	16775	17700	18280	18800	19470
11	15620	16500	17100	17835	18370
12	15630	16301	17200	17950	18500
TOTAL	199870	208876	216545	224840	231345

Tabla 9-3. Energía neta (MWh) producida por el parque repotenciado para cada altura de buje disponible y factor de carga asociado

Alternativas	84 m	97 m	114 m	134 m	150 m
Energía anual bruta (MWh/año)	199870	208876	216545	224840	231345
Pérdidas disponibilidad (%)	5				
Pérdidas efecto parque (%)	7				
Pérdidas eléctricas (%)	5				
Otras pérdidas (%)	5				
Energía anual neta (MWh/año)	155900	162930	168905	175375	180450
Factor de carga	0,45	0,47	0,49	0,51	0,52
Horas equivalentes (h/año)	3940	4120	4270	4430	4560

Se observa que la opción de repotenciar resulta muy atractiva con estos primeros datos. La mejor tecnología, y la mayor altura de buje, se traducen en un mejor aprovechamiento del viento, aumentando de forma considerable las horas equivalentes.

9.2 Estudio de la inversión necesaria para la repotenciación

Según el PER 2011-2020, un aerogenerador de 2 MW de potencia nominal y 66 metros de altura de torre está valorado en 840.000 €/MW. Para calcular el precio de los aerogeneradores G114-2.5 de 68 metros de Gamesa hay que tener en cuenta costes adicionales:

- Cada MW de más supone un 6%
- Cada metro de altura extra un añade un 0,5% al coste

Con estos parámetros, puede estimarse el precio por megavatio de cada aerogenerador, lo cual se muestra en la Tabla 9-4.

Debido a la poca experiencia en repotenciación en España y la ausencia de know-how específico se va a considerar una posición conservadora, optando por unos costes de inversión altos, similares a los de un parque eólico nuevo. Para ello se tienen en cuenta los porcentajes detallados en el PER, aunque ajustados en función de las características del nuevo parque (no hace falta construir una nueva subestación transformadora, por ejemplo):

- Aerogeneradores: 60% de la inversión total
- Obra civil: 20% de la inversión total
- Ingeniería: 5% de la inversión total
- Instalación y conexión eléctrica: 15% de la inversión total

Por lo tanto, la ecuación para obtener el coste total de la compra de cada uno de los aerogeneradores se define por la ecuación 9-4:

$$\text{Coste aerogenerador} = 840.000 \text{ €/MW} \cdot (1 + (0,06 \cdot 1,3)) + 0.005 \cdot (\text{Altura buje} - 66) \cdot 3,3 \text{ MW} \quad (9-4)$$

Tabla 9-4. Estimación (€) de la inversión inicial para cada alternativa de altura de buje

	84 m	97 m	114 m	134 m	150 m
Aerogenerador (12 Unidades)	38.852.352	41.014.512	43.841.952	47.168.352	49.829.472
Obra Civil	12.950.784	13.671.504	14.613.984	15.722.784	16.609.824
Ingeniería	3.237.696	3.417.876	3.653.496	3.930.696	4.152.456
Instalación y Conexión Eléctrica	9.713.088	10.253.628	10.960.488	11.792.088	12.457.368
TOTAL	64.753.920	68.357.520	73.069.920	78.613.920	83.049.120

9.3 Estimación de los costes fijos

El parque eólico necesita de un personal fijo que lleve a cabo las tareas de mantenimiento y supervisión, a lo que hay que sumar el alquiler del terreno, los gastos de administración, los seguros, las reposiciones y otros gastos. En total, los costes fijos de explotación se estima que asciendan a 700.000 € al año. Sin embargo para cada una de las alternativas se estima que a medida que se vaya aumentando la longitud de la torre los costes se incrementarán 25.000 € al año.

9.4 Renta anual

En este apartado se va a calcular la tarifa de exportación de energía que va a tener el parque en función de la alternativa seleccionada.

El Real Decreto 413/2014 establece que las instalaciones eólicas ubicadas en tierra forman parte del subgrupo b.2.1. A partir este dato, se pueden obtener los siguientes parámetros de la orden IET/1045/2014:

- Vida útil regulatoria: 20 años
- Código instalación tipo: IT-00666 (obtenido señalando una potencia a instalar de más de 5 MW y 2016 como año de autorización de explotación)

El precio de mercado de 52,00 €/MWh según el Operador de Mercado Ibérico de la Electricidad (OMIE), este precio se irá actualizando año a año según el IPC.

9.5 Análisis financiero

9.5.1 Producción restante del parque actual

Como el parque entró en funcionamiento en 2010 va a completar este año 2018 su noveno año de vida, como fue diseñado para una vida útil de 25 años, todavía le restan 16 años de vida, aún así ya se ha recuperado gran parte de la inversión inicial, ya que se estimó que el tiempo de retorno de la inversión de la construcción del parque fue de 9 años y medio. Pueden observarse en la Tabla 9-9, la productividad del parque a 2854 horas anuales y sus 30 MW. El beneficio neto después de impuestos y descontados los gastos de explotación.

Se ha tenido en cuenta que la producción anual es siempre la misma, a partir del año veinte, debido a la antigüedad del parque bajará su disponibilidad ya que se incrementará el número de reparaciones. El precio de mercado irá fluctuando según el IPC que para el mes de abril en 2018 es del 1,1 %.

Por otro lado, la cuota de impuestos se ha situado en un 35% y el coeficiente de actualización para el aumento de los costes de explotación del 1,5%, ya que con el paso de los años los costes por mantenimiento van aumentando. Puede observarse también como a partir del año 20 de vida disminuye la cantidad de energía generada debido a la antigüedad del parque y los problemas que esto ocasiona.

Tabla 9–5. Producción y beneficio restante de la configuración actual

AÑO	ENERGÍA GENERADA (MWh)	PRECIO ENERGÍA (€/MWh)	INGRESOS BRUTOS (€)	GASTOS DE EXPLOTACIÓN (€)	BENEFICIO NETO (€)
2019	85.621	52,572	4.501.267	658.252	2.267.571
2020	85.621	53,15	4.550.781	668.125	2.289.882
2021	85.621	53,73	4.600.839	678.148	2.312.398
2022	85.621	54,32	4.651.4449	688.125	2.335.122
2023	85.621	54,92	4.702.614	698.645	2.358.055
2024	85.621	55,52	4.754.343	709.125	2.381.199
2025	85.621	56,14	4.806.641	719.761	2.404.555
2026	85.621	56,76	4.859.514	730.557	2.428.127
2027	85.621	57,38	4.912.969	741515	2.451.914
2028	85.621	58,01	4.967.011	752.638	2.475.919
2029	83.909	58,65	4.921.240	763.928	2.434.878
2030	82.231	59,29	4.875.877	775.387	2.393.933
2031	80.586	59,95	4.830.899	787.017	2.353.066
2032	78.975	60,60	4.786.401	798.823	2.312.338
2033	77.395	61,27	4.742.240	810.805	2.271.650
2034	75.847	61,94	4.698.510	822.967	2.231.064

Si el parque continuara en funcionamiento hasta el final de su vida útil generaría un total de 37.701.675 € netos.

9.1.2. Rentabilidad de la repotenciación

La rentabilidad el proyecto se estudia en base a la determinación del valor actual neto (VAN). Tasa interna de rentabilidad (TIR) y el tiempo de retorno de la inversión “Pay Back”.

- VAN (valor actual neto), se define para un cierto periodo. El VAN de una inversión se calcula sumando todos los cash-flows anuales actualizados originados por la inversión. Para actualizar los flujos de caja es preciso fijar una tasa de descuento k , que representa la tasa mínima a la que está dispuesta a invertir la empresa sus capitales, y que suele fijarse como la suma del coste del capital más una cierta cuota de riesgo. Si un proyecto de inversión tiene

un VAN positivo, el proyecto es rentable. Un VAN nulo significa que la rentabilidad del proyecto es la misma que colocar los fondos en él invertidos en el mercado con un interés equivalente a la tasa de descuento.

- TIR (tasa interna de rentabilidad), se denomina a la tasa de descuento que hace que el valor actual neto de una inversión sea igual a cero ($VAN=0$). Representa el tipo de interés compuesto que se percibe durante la vida de la inversión por la inmovilización del capital invertido, es decir, a qué interés se remunera el capital inmovilizado.

Se considera que una inversión es aconsejable si la TIR resultante es igual o mayor a la tasa exigida por el inversor y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca un TIR mayor.

- PAY-BACK (plazo de recuperación), es el número de años que la empresa tarda en recuperar la inversión. Este método selecciona aquellos proyectos cuyos beneficios permiten recuperar más rápidamente la inversión, es decir, cuanto más corto sea el plazo de recuperación de la inversión mejor será el proyecto.

La financiación del presente proyecto será la siguiente: 90% de la inversión de la instalación del parque es a través del banco y el 10% restante va a ser solventado por el propietario. Ello deriva en unos costes de financiación, que son los costes financieros derivados de la constitución de un préstamo bancario necesario para la puesta en marcha de la explotación.

El plazo de devolución se ha establecido en 10 años siendo la periodicidad de un año, el tipo de interés fijo del 3% y la comisión de cancelación anticipada del 1%.

Para calcular el cuadro de amortizaciones del préstamo se ha empleado el modelo francés, en el que la cuota del préstamo es constante. Debido a que las cuotas son constantes, cada mes el banco recibe los intereses en función del capital pendiente de amortizar. Por ello, durante los primeros años de la hipoteca, se paga una cantidad mayor de intereses que de capital y en cambio, durante el período final del préstamo, por pagar más capital e intereses menores.

Puede observarse en la Figura 9-1 lo comentado en el párrafo anterior. Se expone el cuadro de amortizaciones para la segunda alternativa (torre con 94 metros de altura).

Figura 9-1. Amortización según modelo francés torre de 94 metros

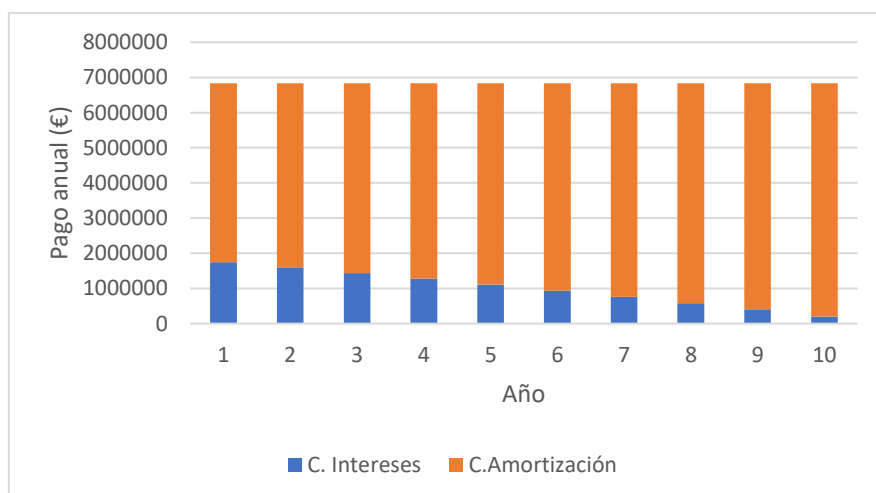


Tabla 9–6. Parámetros de la inversión según la financiación

Altura Torre (m)	Fondos Propios (€)	Saldo deudor a banco (€)	Cuota mensual (€)
84	6.475.392	68.320.210	6.832.021
97	6.835.752	72.122.280	7.212.228
114	7.306.992	77.094.210	7.709.421
134	7.861.392	82.943.540	8.294.354
150	8.298.912	87.623.010	8.762.301

En la Tabla 9-6 se observa como a medida que hay aumenta la inversión aumenta también la aportación de capital mediante fondos propios y la cuota mensual que hay que devolver al banco (amortización más intereses).

A continuación, se muestran 5 tablas en las que puede observarse de forma detallada todos los parámetros que son necesarios como dato para poder realizar el análisis de rentabilidad. El objetivo es una vez que todos los cálculos han sido resueltos poder saber que alternativa es la mejor y la más rentable a la hora de ser instalada. Pueden verse por ejemplo los ingresos año a año en lo largo de la vida útil del parque, los intereses que cobra el banco debido al préstamo, flujos de caja...

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

Una vez analizada cada una de las alternativas han sido calculadas cada uno de los parámetros que marcan la rentabilidad del proyecto como se ha descrito al comienzo de este subcapítulo. Pueden verse junto con el beneficio neto en la Tabla 9-12.

Tabla 9–12. Indicadores de rentabilidad del proyecto y beneficio neto

Altura Torre (m)	VAN (€)	TIR (%)	PAY-BACK (años)	Beneficio Neto (€)
84	21.712.479	6,2	6,95	63.522.954
97	22.344.514	6,3	6,98	66.017.224
114	21.881.251	6,1	7,1	66.949.495
134	21.137.617	5,6	7,2	67.687.556
150	20.458.610	5,5	7,3	68.126.113

Puede observarse que cualquier opción de repotenciación es rentable ya que cualquiera de ellas supera el beneficio neto de 37.701.675 € que genera el parque actual al finalizar el año 15. Sin embargo, teniendo en cuenta el VAN va a seleccionarse la opción de instalarse un aerogenerador con una torre de 97 metros de altura ya que tiene el VAN y TIR más altos. Por otra parte, la inversión estará recuperada en algo menos de 7 años, produciendo un beneficio neto de solamente 2.109.900€ menos que la opción que más beneficios genera (pero no la más rentable).

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

Tabla 9–7. Análisis de rentabilidad para la alternativa con una altura de torre de 84 metros de altura

Año	Producción (MWh)	Cuota (€/MW)	Ingresos (€)	G.Explotación(€)	C.Financieros (€)	Amortización (€)	BAI (€)	Beneficio Neto (€)	Flujo de Caja (€)	Acumulado (€)
2019	155900	52,572	8195974,8	700000	1748355,84	5083665,522	663953,438	431569,7349	8207693,302	-56546226,7
2020	155900	53,150292	8286130,523	710500	1595845,874	5236175,487	743609,161	483345,9548	8564489,453	-47981737,25
2021	155900	53,73494521	8377277,959	721157,5	1438760,61	5393260,752	824099,097	535664,413	8930978,44	-39050758,81
2022	155900	54,32602961	8469428,016	731974,8625	1276962,787	5555058,574	905431,792	588530,6648	9307440,337	-29743318,47
2023	155900	54,92361594	8562591,724	742954,4854	1110311,03	5721710,332	987615,877	641950,3202	9694163,507	-20049154,96
2024	155900	55,52777571	8656780,233	754098,8027	938659,72	5893361,642	1070660,07	695929,0448	10091444,85	-9957710,11
2025	155900	56,13858124	8752004,816	765410,2848	761858,8707	6070162,491	1154573,17	750472,5601	10499590,07	541879,9556
2026	155900	56,75610564	8848276,869	776891,439	579753,996	6252267,366	1239364,07	805586,6443	10918913,9	11460793,85
2027	155900	57,3804228	8945607,914	788544,8106	392185,975	6439835,387	1325041,74	861277,1323	11349740,43	22810534,28
2028	155900	58,01160745	9044009,601	800372,9828	198990,9134	6633030,448	1411615,26	917549,917	11792403,34	34602937,62
2029	155900	58,64973513	9143493,707	812378,5775	0	0	8331115,13	5415224,834	5415224,834	40018162,45
2030	155900	59,29488222	9244072,138	824564,2562	0	0	8419507,88	5472680,123	5472680,123	45490842,58
2031	155900	59,94712592	9345756,931	836932,72	0	0	8508824,21	5530735,737	5530735,737	51021578,31
2032	155900	60,60654431	9448560,258	849486,7108	0	0	8599073,55	5589397,805	5589397,805	56610976,12
2033	155900	61,27321629	9552494,42	862229,0115	0	0	8690265,41	5648672,516	5648672,516	62259648,64
2034	155900	61,94722167	9657571,859	875162,4467	0	0	8782409,41	5708566,118	5708566,118	67968214,75
2035	155900	62,62864111	9763805,149	888289,8834	0	0	8875515,27	5769084,923	5769084,923	73737299,68
2036	155900	63,31755616	9871207,006	901614,2316	0	0	8969592,77	5830235,303	5830235,303	79567534,98
2037	155900	64,01404928	9979790,283	915138,4451	0	0	9064651,84	5892023,695	5892023,695	85459558,68
2038	155900	64,71820382	10089567,98	928865,5218	0	0	9160702,45	5954456,595	5954456,595	91414015,27

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

Tabla 9–8. Análisis de rentabilidad para la alternativa con una altura de torre de 97 metros de altura

Año	Producción (MWh)	Cuota (€/MWh)	Ingresos (€)	G.Explotación(€)	C.Financieros (€)	Amortización (€)	BAI (€)	Beneficio Neto (€)	Flujo de Caja (€)	Acumulado (€)
2019	162930	52,572	8565555,96	725000	1845653,04	5366574,99	628327,93	408413,1546	8617283,324	-59740236,68
2020	162930	53,150292	8659777,076	735875	1684655,79	5527572,24	711674,046	462588,1297	8993452,798	-50746783,88
2021	162930	53,73494521	8755034,623	746913,125	1518828,623	5693399,407	795893,469	517330,7545	9379849,758	-41366934,12
2022	162930	54,32602961	8851340,004	758116,8219	1348026,641	5864201,389	880995,152	572646,8491	9776769,817	-31590164,3
2023	162930	54,92361594	8948704,744	769488,5742	1172100,599	6040127,431	966988,14	628542,2911	10184517,34	-21405646,96
2024	162930	55,52777571	9047140,496	781030,9028	990896,7763	6221331,254	1053881,56	685023,0165	10603405,71	-10802241,25
2025	162930	56,13858124	9146659,042	792746,3664	804256,8387	6407971,191	1141684,65	742095,0197	11033757,59	231516,3431
2026	162930	56,75610564	9247272,291	804637,5619	612017,703	6600210,327	1230406,7	799764,3548	11475905,2	11707421,54
2027	162930	57,3804228	9348992,287	816707,1253	414011,3932	6798216,637	1320057,13	858037,1354	11930190,6	23637612,14
2028	162930	58,01160745	9451831,202	828957,7322	210064,8941	7002163,136	1410645,44	916919,5358	12396966	36034578,14
2029	162930	58,64973513	9555801,345	841392,0981	0	0	8714409,25	5664366,01	5664366,01	41698944,15
2030	162930	59,29488222	9660915,16	854012,9796	0	0	8806902,18	5724486,417	5724486,417	47423430,56
2031	162930	59,94712592	9767185,227	866823,1743	0	0	8900362,05	5785235,334	5785235,334	53208665,9
2032	162930	60,60654431	9874624,264	879825,5219	0	0	8994798,74	5846619,182	5846619,182	59055285,08
2033	162930	61,27321629	9983245,131	893022,9048	0	0	9090222,23	5908644,447	5908644,447	64963929,53
2034	162930	61,94722167	10093060,83	906418,2483	0	0	9186642,58	5971317,676	5971317,676	70935247,2
2035	162930	62,62864111	10204084,5	920014,522	0	0	9284069,97	6034645,483	6034645,483	76969892,69
2036	162930	63,31755616	10316329,43	933814,7399	0	0	9382514,69	6098634,546	6098634,546	83068527,23
2037	162930	64,01404928	10429809,05	947821,961	0	0	9481987,09	6163291,608	6163291,608	89231818,84
2038	162930	64,71820382	10544536,95	962039,2904	0	0	9582497,66	6228623,478	6228623,478	95460442,32

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

Tabla 9–9. Análisis de rentabilidad para la alternativa con una altura de torre de 114 metros de altura

Año	Producción (MWh)	Cuota (€/MW)	Ingresos (€)	G.Explotación(€)	C.Financieros (€)	Amortización (€)	BAI (€)	Beneficio Neto (€)	Flujo de Caja (€)	Acumulado (€)
2019	168905	52,572	8879673,66	750000	1972887,84	5736533,525	420252,295	273163,9916	9047933,564	-64021986,44
2020	168905	53,150292	8977350,07	761250	1800791,834	5908629,531	506678,705	329341,1582	9448302,742	-54573683,69
2021	168905	53,73494521	9076100,921	772668,75	1623532,948	6085888,417	594010,806	386107,0237	9859586,38	-44714097,31
2022	168905	54,32602961	9175938,031	784258,7813	1440956,296	6268465,069	682257,885	443467,625	10282100,29	-34431997,03
2023	168905	54,92361594	9276873,35	796022,663	1252902,344	6456519,022	771429,321	501429,0588	10716169,62	-23715827,4
2024	168905	55,52777571	9378918,956	807963,0029	1059206,773	6650214,592	861534,588	559997,4823	11162129,19	-12553698,21
2025	168905	56,13858124	9482087,065	820082,448	859700,3353	6849721,03	952583,252	619179,1136	11620323,7	-933374,5187
2026	168905	56,75610564	9586390,023	832383,6847	654208,7044	7055212,661	1044584,97	678980,2322	12091108,08	11157733,56
2027	168905	57,3804228	9691840,313	844869,4399	442552,3246	7266869,041	1137549,51	739407,1799	12574847,78	23732581,34
2028	168905	58,01160745	9798450,556	857542,4815	224546,2534	7484875,112	1231486,71	800466,3611	13071919,11	36804500,45
2029	168905	58,64973513	9906233,512	870405,6188	0	0	9035827,89	5873288,131	5873288,131	42677788,58
2030	168905	59,29488222	10015202,08	883461,7031	0	0	9131740,38	5935631,246	5935631,246	48613419,82
2031	168905	59,94712592	10125369,3	896713,6286	0	0	9228655,68	5998626,189	5998626,189	54612046,01
2032	168905	60,60654431	10236748,37	910164,333	0	0	9326584,03	6062279,622	6062279,622	60674325,64
2033	168905	61,27321629	10349352,6	923816,798	0	0	9425535,8	6126598,27	6126598,27	66800923,91
2034	168905	61,94722167	10463195,48	937674,05	0	0	9525521,43	6191588,927	6191588,927	72992512,83
2035	168905	62,62864111	10578290,63	951739,1607	0	0	9626551,47	6257258,453	6257258,453	79249771,29
2036	168905	63,31755616	10694651,82	966015,2482	0	0	9728636,58	6323613,774	6323613,774	85573385,06
2037	168905	64,01404928	10812292,99	980505,4769	0	0	9831787,52	6390661,886	6390661,886	91964046,95
2038	168905	64,71820382	10931228,22	995213,059	0	0	9936015,16	6458409,853	6458409,853	98422456,8

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

Tabla 9–10. Análisis de rentabilidad para la alternativa con una altura de torre de 134 metros de altura

Año	Producción (MWh)	Cuota (€/MW)	Ingresos (€)	G.Explotación(€)	C.Financieros (€)	Amortización (€)	BAI (€)	Beneficio Neto (€)	Flujo de Caja (€)	Acumulado (€)
2019	175375	52,572	9219814,5	775000	2122575,84	6171778,861	150459,799	97798,86933	9538332,446	-69075587,55
2020	175375	53,150292	9321232,46	786625	1937422,474	6356932,227	240252,758	156164,293	9967004,601	-59108582,95
2021	175375	53,73494521	9423766,017	798424,375	1746714,507	6547640,194	330986,941	215141,5113	10407397,75	-48701185,2
2022	175375	54,32602961	9527427,443	810400,7406	1550285,302	6744069,399	422672,001	274736,8007	10859851,45	-37841333,74
2023	175375	54,92361594	9632229,145	822556,7517	1347963,22	6946391,481	515317,692	334956,4997	11324715,32	-26516618,43
2024	175375	55,52777571	9738183,665	834895,103	1139571,475	7154783,226	608933,861	395807,0097	11802349,32	-14714269,11
2025	175375	56,13858124	9845303,686	847418,5296	924927,9783	7369426,723	703530,455	457294,7957	12293124,1	-2421145,016
2026	175375	56,75610564	9953602,026	860129,8075	703845,1767	7590509,524	799117,518	519426,3864	12797421,29	10376276,27
2027	175375	57,3804228	10063091,65	873031,7546	476129,8909	7818224,81	895705,193	582208,3753	13315633,85	23691910,12
2028	175375	58,01160745	10173785,66	886127,2309	241583,1466	8052771,554	993303,725	645647,4209	13848166,38	37540076,51
2029	175375	58,64973513	10285697,3	899419,1394	0	0	9386278,16	6101080,804	6101080,804	43641157,31
2030	175375	59,29488222	10398839,97	912910,4265	0	0	9485929,54	6165854,203	6165854,203	49807011,51
2031	175375	59,94712592	10513227,21	926604,0829	0	0	9586623,13	6231305,032	6231305,032	56038316,55
2032	175375	60,60654431	10628872,71	940503,1441	0	0	9688369,56	6297440,216	6297440,216	62335756,76
2033	175375	61,27321629	10745790,31	954610,6913	0	0	9791179,62	6364266,751	6364266,751	68700023,51
2034	175375	61,94722167	10863994	968929,8517	0	0	9895064,15	6431791,697	6431791,697	75131815,21
2035	175375	62,62864111	10983497,94	983463,7994	0	0	10000034,1	6500022,188	6500022,188	81631837,4
2036	175375	63,31755616	11104316,41	998215,7564	0	0	10106100,7	6568965,426	6568965,426	88200802,83
2037	175375	64,01404928	11226463,89	1013188,993	0	0	10213274,9	6638628,685	6638628,685	94839431,51
2038	175375	64,71820382	11349955	1028386,828	0	0	10321568,2	6709019,309	6709019,309	101548450,8

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

Tabla 9–11. Análisis de rentabilidad para la alternativa con una altura de torre de 150 metros de altura

Año	Producción (MWh)	Cuota (€/MWh)	Ingresos (€)	G.Explotación(€)	C.Financieros (€)	Amortización (€)	BAI (€)	Beneficio Neto (€)	Flujo de Caja (€)	Acumulado (€)
2019	180450	52,572	9486617,4	800000	2242326,24	6519975,13	-75683,9696	-49194,58027	9923950,2	-73125169,8
2020	180450	53,150292	9590970,191	812000	2046726,986	6715574,384	16668,8218	10834,73414	10375178,02	-62749991,78
2021	180450	53,73494521	9696470,864	824180	1845259,755	6917041,615	109989,494	71493,17101	10838770,92	-51911220,86
2022	180450	54,32602961	9803132,043	836542,7	1637748,506	7124552,863	204287,973	132787,1827	11315087,43	-40596133,43
2023	180450	54,92361594	9910966,495	849090,8405	1424011,92	7338289,449	299574,285	194723,2855	11804496,7	-28791636,72
2024	180450	55,52777571	10019987,13	861827,2031	1203863,237	7558438,133	395858,554	257308,0602	12307378,85	-16484257,88
2025	180450	56,13858124	10130206,99	874754,6112	977110,0928	7785191,277	493151,005	320548,1529	12824125,23	-3660132,648
2026	180450	56,75610564	10241639,26	887875,9303	743554,3545	8018747,015	591461,962	384450,2754	13355138,83	9695006,179
2027	180450	57,3804228	10354297,29	901194,0693	502991,944	8259309,426	690801,855	449021,2058	13900834,58	23595840,76
2028	180450	58,01160745	10468194,56	914711,9803	255212,6613	8507088,708	791181,214	514267,7893	14461639,73	38057480,48
2029	180450	58,64973513	10583344,7	928432,66	0	0	9654912,04	6275692,829	6275692,829	44333173,31
2030	180450	59,29488222	10699761,5	942359,1499	0	0	9757402,35	6342311,525	6342311,525	50675484,84
2031	180450	59,94712592	10817458,87	956494,5372	0	0	9860964,34	6409626,818	6409626,818	57085111,66
2032	180450	60,60654431	10936450,92	970841,9552	0	0	9965608,97	6477645,827	6477645,827	63562757,48
2033	180450	61,27321629	11056751,88	985404,5846	0	0	10071347,3	6546375,742	6546375,742	70109133,22
2034	180450	61,94722167	11178376,15	1000185,653	0	0	10178190,5	6615823,824	6615823,824	76724957,05
2035	180450	62,62864111	11301338,29	1015188,438	0	0	10286149,9	6685997,403	6685997,403	83410954,45
2036	180450	63,31755616	11425653,01	1030416,265	0	0	10395236,7	6756903,884	6756903,884	90167858,34
2037	180450	64,01404928	11551335,19	1045872,509	0	0	10505462,7	6828550,745	6828550,745	96996409,08
2038	180450	64,71820382	11678399,88	1061560,596	0	0	10616839,3	6900945,535	6900945,535	103897354,6

10 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

La Unión Europea estableció los mecanismos para adoptar medidas en actividades que tuviesen efectos sobre el medio ambiente a través de la Directiva 2014/52/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de abril de 2014, por la que se modifica la Directiva 2011/92/UE, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.

Además, la Ley 21/2013, dicta unos contenidos mínimos dentro del Estudio de Impacto Ambiental: descripción del proyecto, análisis de alternativas y evaluación de efectos sobre el medio ambiente. En el Capítulo 9 se detallan dichos contenidos a excepción del análisis de alternativas, que se ha desarrollado implícitamente a lo largo del documento.

10.1 Descripción del proyecto

El proyecto objeto de estudio consiste en la repotenciación del parque eólico situado en la Sierra del Quebrajo (Badajoz). Se han seleccionado los aerogeneradores G132-3.3 de 94 metros de altura de Gamesa para llevar a cabo el aprovechamiento de la energía eólica del emplazamiento. El objetivo es pasar de tener un parque de 30 MW a uno de 39,6 MW y con una tecnología totalmente actual.

El parque, de dimensiones cercanas a los 15 km², se encuentra situado entre los núcleos urbanos de Monterrubio de la Serena y Peraleda del Zaucejo (Badajoz). El emplazamiento elegido se sitúa en la sierra, en una zona que ronda los 800 metros de altura, prácticamente llana y con buenas características de viento.

La realización del proyecto pasa por tres fases bien diferenciadas:

-Fase de construcción:

- Acondicionamiento de la zona
- Construcción y ampliación de vías de acceso
- Construcción de zanjas para la línea de alta tensión
- Cimentación
- Transporte de los aerogeneradores
- Montaje de los aerogeneradores

-Fase de operación:

- Operación de los aerogeneradores
- Mantenimiento y supervisión

-Fase de desmantelamiento:

- Desarme de equipos
- Derribo de obras civiles
- Rehabilitación de la zona

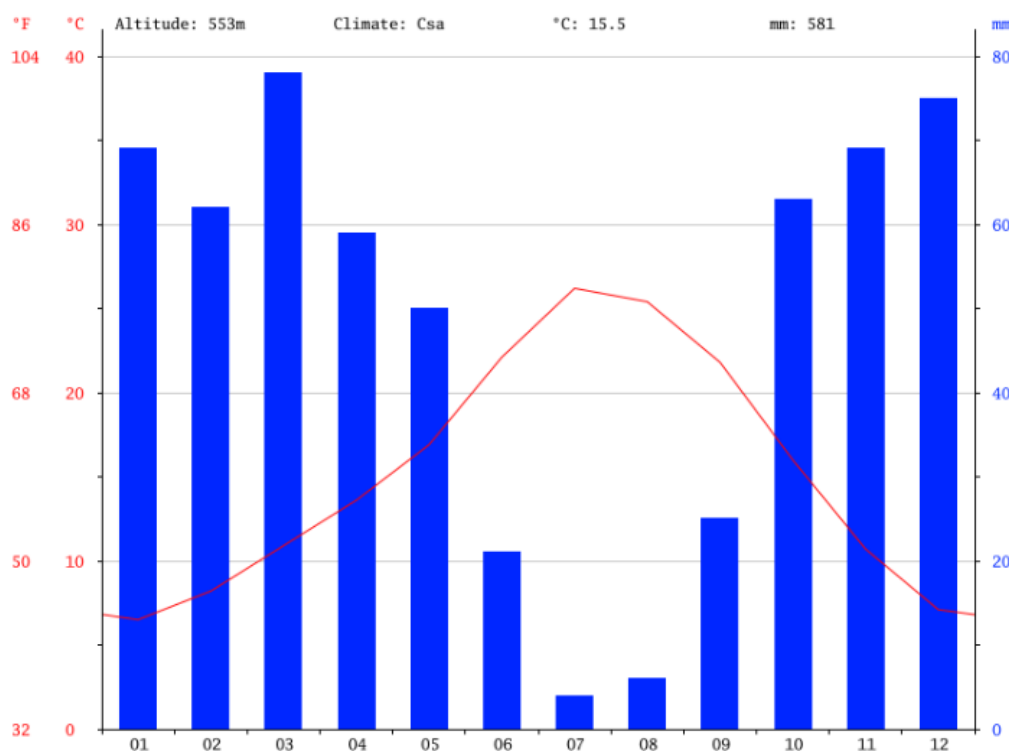
10.2 Inventario ambiental

10.2.1 Climatología

Para la descripción de las condiciones climatológicas en la zona donde está instalado el parque eólico se han recogido datos de uno de los dos pueblos entre los que se encuentra ubicado el parque ya que no existen datos en la zona exacta donde está ubicado.

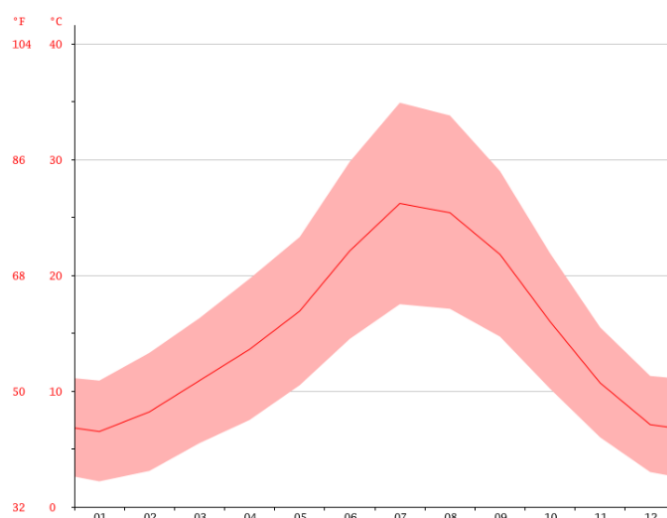
El clima en Monterrubio de la Serena es cálido y templado. Los meses de invierno son mucho más lluviosos que los meses de verano en Monterrubio de la Serena. El clima aquí se clasifica como Csa por el sistema Köppen-Geiger. En Monterrubio de la Serena, la temperatura media anual es de 15,5 ° C. Hay alrededor de precipitaciones de 581 mm al año, repartidas en 58 días distintos (Agencia Estatal de Meteorología, 2016). El mes más seco es julio, con 4 mm de lluvia. La mayor parte de la precipitación aquí cae en marzo, promediando 78 mm. En la Figura 10-1 se muestra la climatología de la región.

Figura 10-1. Climatología en la región del parque eólico



Hay una diferencia de 74 mm de precipitación entre los meses más secos y los más húmedos. A lo largo del año, las temperaturas varían en 19.7 ° C.

Figura 10-2. Diagrama de temperatura en la región del parque eólico



Julio es el mes más cálido del año. La temperatura en julio promedios 26,2 ° C. enero es el mes más frío, con temperaturas promediando 6,5 ° C.

10.2.2 Geología

La geología de Extremadura se caracteriza por la presencia de dos de las mayores zonas tectonoestratigráficas del Macizo Ibérico: la Zona Centro-Ibérica al norte y la Zona de Ossa Morena al sur. El límite entre ambas zonas es bastante controvertido, algunos autores lo sitúan en la Banda de Cizalla Badajoz-Córdoba. Otros autores prefieren situarlo en el borde norte del batolito de Los Pedroches. Además de estas dos zonas, afloran materiales terciarios y cuaternarios formando parte del relleno de las cuencas del Guadiana y del Tajo.

Figura 10-3. Mapa geológico de Extremadura

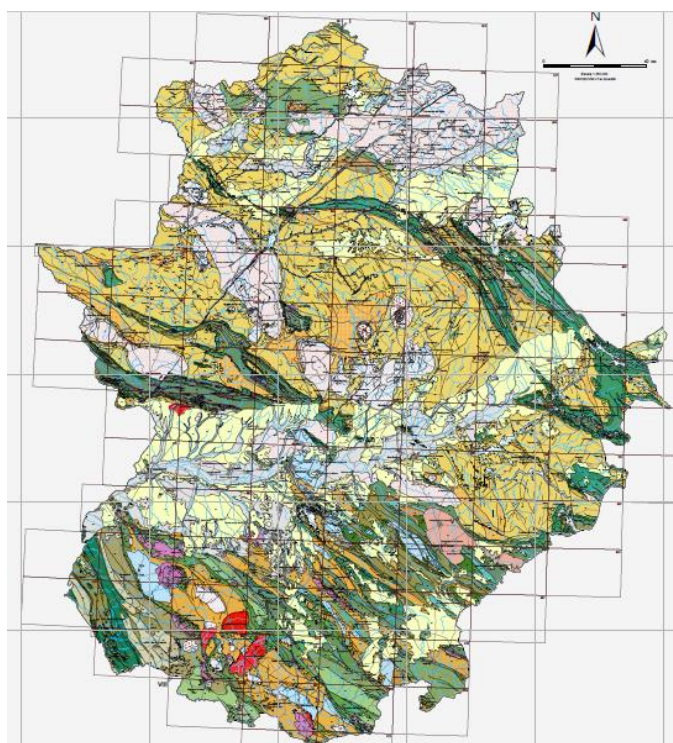
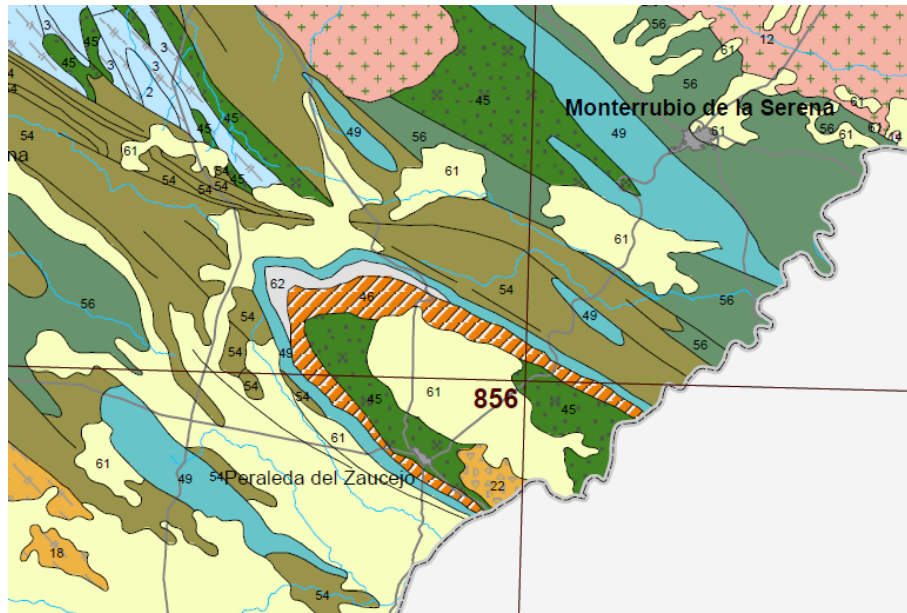


Figura 10-4. Mapa geológico de la región del parque eólico



- 61. Cenozoico indiferenciado
- 60. Conglomerados, areniscas, lutitas y lechos de carbón (Cuencas intramontañosas tardivariscas)
- 59. Vulcanitas ácidas
- 58. Calizas fértidas y calizas negras recristalizadas
- 57. Diabasas
- 56. Areniscas y pizarras con intercalaciones de calizas y vulcanitas
- 55. Pizarras y grauvacas con intercalaciones de vulcanitas (Flysch de Terena)
- 54. Pizarras, cuarcitas y areniscas ferruginosas con calizas recifales
- 53. Pelitas y limos en alternancias milimétricas ("Xistos Raiados") y calizas bioclásticas (Capas de Russianas)
- 52. Lutitas sapropélicas con graptolites, limolitas negras y areniscas
- 51. Ampelitas y liditas
- 50. Diamictitas y cuarcitas
- 49. Cuarcitas, areniscas feldespáticas y lutitas ampelíticas a techo
- 48. Lutitas negras fosilíferas con intercalaciones areniscosas
- 47. Ortocuarzitas blancas, areniscas y lutitas (Cuarcita Armoricana)
- 46. Areniscas, arcosas y lutitas con niveles de Skolithos
- 45. Arcosas con niveles conglomeráticos

44. Lutitas y areniscas micáceas microlaminadas (Formación Barrancos) y grauvacas a techo (Formación Sierra Colorada)

43. Lutitas y limolitas arenosas con pasadas volcánicas

42. Pizarras oscuras, filitas, areniscas y calizas microlaminadas (Formación Sierra Velita)

41. Pizarras con laminaciones grauváquicas, cuarcitas y vulcanitas (Formación Azuaga)

40. Basaltos espilíticas, pillow-lavas y alternancias vulcanosedimentarias

10.2.3 Hidrología

La región en la que se encuentra el parque eólico pertenece a la cuenca del Guadiana.

Se pueden encontrar cerca de la ubicación del parque embalses importantes como el embalse de la Serena, ubicado sobre el río Zújar. Se trata de el embalse con la segunda mayor bolsa de agua de la península, siendo el de mayor superficie en España.

El embalse de La Serena se levanta sobre gran parte del embalse del Zújar, quedando este último como contraembalse del primero. La principal utilización es la regulación y almacenamiento de agua para el posible riego de unas 14. 000 ha de cultivo, aunque también es utilizado para el abastecimiento de agua a poblaciones cercanas, y para la producción de energía hidroeléctrica.

El río Zújar es el afluente más caudaloso del río Guadiana por la margen izquierda. Tiene 214 km de longitud y una cuenca hidrográfica de 8.508 km².

Figura 10-5. Mapa hidrológico de Extremadura



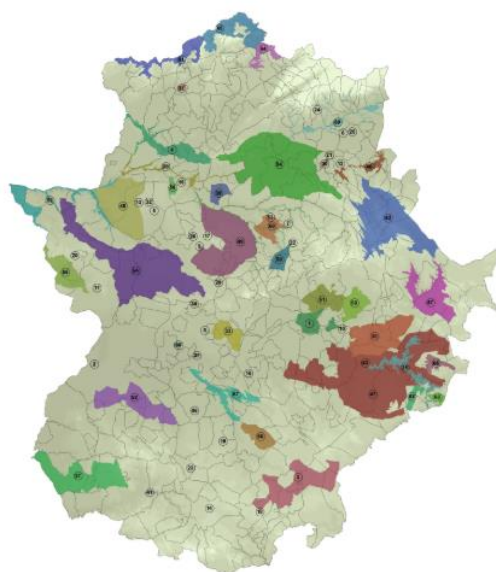
10.2.4 Áreas protegidas

Zonas LIC y ZEPA:

Algunas zonas del parque forman parte de Red Natura 2.000 bajo la denominación de Lugar de Interés Comunitario (LIC) o Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA). Se pueden distinguir dos grandes zonas:

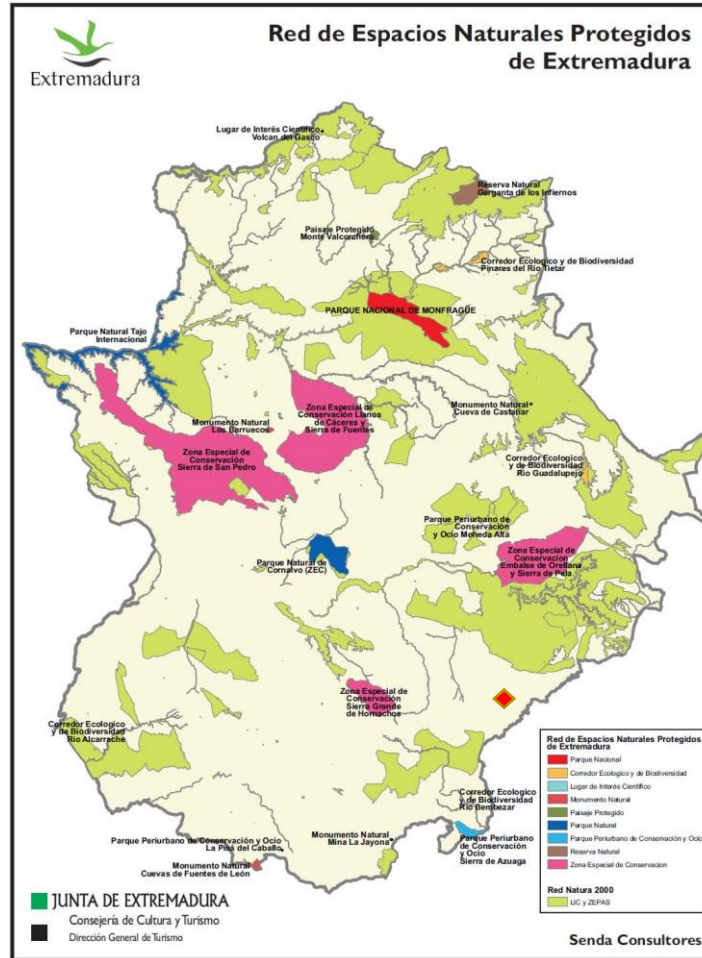
- LIC Estrecho (también se considera zona ZEPA): es de especial importancia en el flujo migratorio de aves entre África y Europa. También destaca por la diversidad de hábitats coexistentes.
- LIC Estrecho Oriental: posee colonias de especies marinas en peligro de extinción.

Figura 10-6. ZEPA Extremadura



Además, se establece una separación por zonas con diferente grado de protección según sus características. Puede verse dicha zonificación en la Figura 10-7.

Figura 10-7. Espacios protegidos en Extremadura



- Zonas de protección A (zonas de reserva): las actividades humanas no están permitidas debido al gran valor histórico y natural. Se subdivide en zonas A1 (espacios naturales costeros) y zonas A2 (espacios culturales costeros).
- Zonas de protección B (zonas de regulación especial): se permite la actividad humana, aunque sólo si es compatible con la protección. Existen zonas B1 (espacios costeros de interés paisajístico), zonas B2 (espacios serranos de interés paisajístico) y zonas B3 (espacios con instalaciones de Defensa Nacional).
- Zonas de protección C (zonas de regulación común): se permite llevar a cabo actividades que puedan modificar el medio, ya que se encuentra algo deteriorado.

Zonas IBA:

Las zonas IBA (Important Bird Area) son lugares importantes para la conservación de distintas especies de aves. En la Figura 10-8 y 10-9 se puede ver los términos municipales de Monterrubio de la Serena y Paraleda del Zauc (delimitado por la línea amarilla) y las zonas IBA presentes (señaladas en verde).

Figura 10-8. Zonas IBA en Monterrubio de la Serena

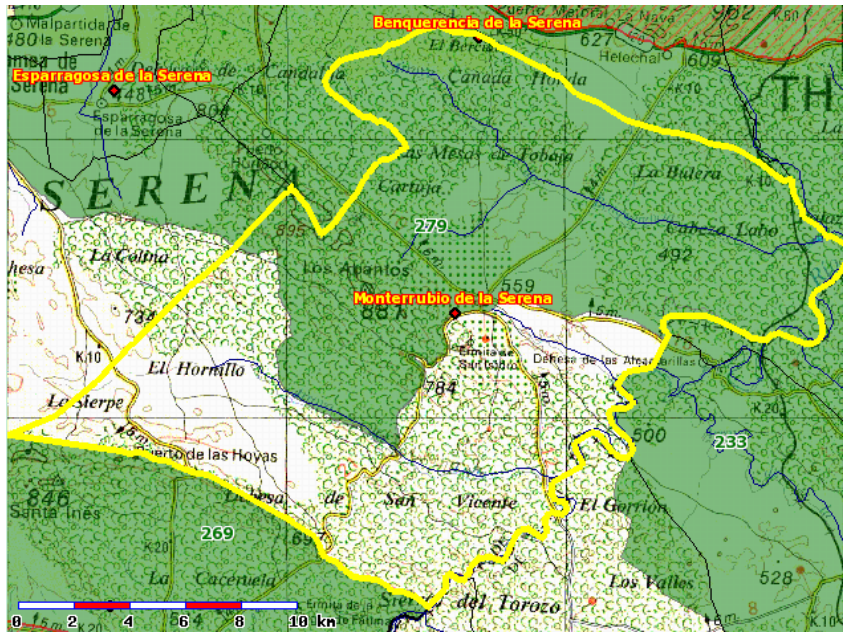
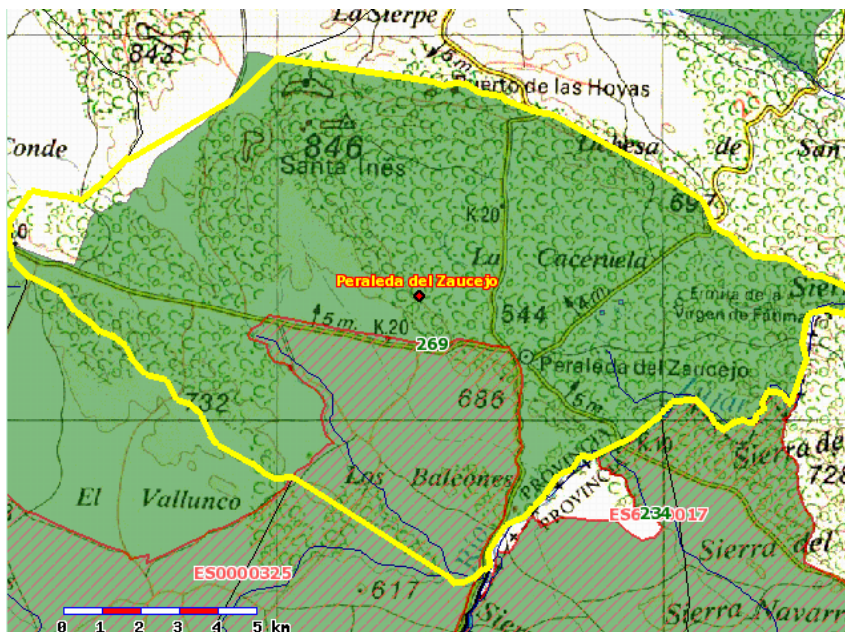


Figura 10-9. Zonas IBA en Peraleda del Zaucejo



La Sociedad Española de Ornitología (SEO) detalla las IBA presentes en las inmediaciones de la Sierra del Quebrajo y sus características:

- IBA-284 Sierra de Pela-Embalse de Orellana-Zorita: ssta inmensa IBA de más de 145.000 ha. descansa parte de su territorio (concretamente la parte noroeste) en la comarca Miajadas-Trujillo (buena parte de los términos municipales de Alcollarín, Campo Lugar y Zorita). Esta parte de la IBA, combina, además del embalse de mediano tamaño de Sierra Brava, dehesas, zonas pseudoestepáricas, cultivos de secano y

regadíos (preferentemente arrozales y maizales, que en invierno conforman el principal cuartel invernal de algunas especies de limícolas y acuáticas).

Puede destacarse en esta área el Embalse de Sierra Brava, probablemente uno de los espacios de interior mejores de España para la invernada de aves.

- IBA-298 Monfragüe: de sus casi 180.000 ha, la totalidad del término de Jaraicejo cede sus tierras a esta IBA. La parte de la IBA situada en la comarca está ocupada por dehesas de encina, en menor medida de alcornoque, y marginalmente bosquetes de castaño y fresno, así como por parte del río Almonte y parte de las Sierras que forman parte del Parque Nacional.

10.2.5 Fauna

La escasa distancia entre el Sur de la península y el Norte de África hace que la zona del Estrecho sea idónea para el paso de aves de un continente a otro. Los cientos de especies que frecuentan el Parque Natural de Monfragüe y sus inmediaciones aparecen en el listado extraído de (Revista digital Waste, 2016). Cabe destacar que en negrita se muestran las especies en peligro de extinción según la comunidad europea, mientras que las especies subrayadas son consideradas vulnerables por la legislación española. También aparecen en la lista los mamíferos de la zona.

-Aves

- *Accipiter gentilis* (Azor)
- *Accipiter nisus* (Gavilán)
- *Acrocephalus arundinaceus* (Carricero tordal)
- *Acrocephalus scirpaceus* (Carricero común)
- *Actitis hypoleucos* (Andarríos Chico)
- ***Aegypius monachus* (Buitre negro)**
- *Alauda arvensis* (Alondra común)
- *Alca torda* (Alca común)
- *Alcedo atthis* (Martín Pescador)
- *Alectoris rufa* (Perdiz roja)
- *Alopochen aegyptiacus* (Oca del Nilo, ganso egipcio)
- *Anas penelope* (Silbón europeo)
- *Anas platyrhynchos* (Anade azulón)
- *Anser anser* (Ganso común)
- *Anthus spinoletta* (Bisbita alpino)
- *Apus caffer* (Vencejo Culiblanco Cafre)
- ***Aquila adalberti* (Águila imperial ibérica)**
- *Aquila chrysaetos* (Águila real)
- *Aquila fasciata* (Águila-azor perdicera)
- *Aquila pomarina* (Águila pomerana)
- *Ardea cinerea* (Garza real)
- *Ardea purpurea* (Garza imperial)
- *Asio flammeus* (Búho campestre)

- *Bubo bubo* (Buho real)
- *Bubulcus ibis* (Garcilla Bueyera)
- *Burhinus oedicephalus* (Alcaraván común)
- *Buteo buteo* (Busardo ratonero)
- *Buteo rufinus* (Busardo moro)
- *Calidris alba* (Correlimos tridáctilo)
- *Calidris alpina* (Correlimos común)
- *Calidris canutus* (Correlimos gordo)
- *Calonectris diomedea* (Pardela Cenicienta)
- *Caprimulgus ruficollis* (Chotacabras pardo)
- *Carduelis cannabina* (Pardillo común)
- *Carduelis carduelis* (Jilguero)
- *Carduelis chloris* (Verderón)
- *Charadrius alexandrinus* (Chorlito Patinegro)
- *Charadrius dubius* (chorlito chico)
- *Charadrius hiaticula* (Chorlito grande)
- *Chlidonias hybrida* (Fumarel cariblanco)
- *Chlidonias niger* (Fumarel común)
- *Ciconia ciconia* (Cigüeña común)
- *Circaetus gallicus* (Águila culebrera)
- *Circus aeruginosus* (Aguilucho lagunero)
- *Circus cyaneus* (Aguilucho pálido)
- *Circus pygargus* (Aguilucho cenizo)
- *Clamator glandarius* (Críalo europeo)
- *Corvus corax* (Cuervo)
- *Delichon urbica* (Avión común)
- *Egretta alba* (Garceta grande)
- *Egretta garzetta* (Garceta Común)
- *Elanus caeruleus* (Elanio azul)
- *Falco eleonora* (Halcón de Eleonor)
- *Falco biarmicus* (Halcón Borní)
- *Falco naumanni* (Cernícalo primilla)
- *Falco peregrinus brookei* (Halcón Peregrino)
- *Falco tinnunculus* (Cernícalo)
- *Fratercula arctica* (frailecillo común)
- *Fulmarus glacialis* (Fulmar boreal)
- *Gallinago gallinago* (Agachadiza común)
- *Garrulus glandarius* (Arrendajo)
- *Gavia immer* (Colimbo grande)
- *Ciconia nigra* (Cigüeña negra)

-Mamíferos

- *Capreolus capreolus* (Corzo)
- *Cervus elaphus* (Ciervo)
- *Felis silvestris* (Gato montés)

- *Genetta genetta* (Gineta)
- *Erinaceus europaeus* (Erizo europeo)
- *Eliomys quercinus* (Lirón careto)
- *Oryctolagus cuniculus* (Conejo)
- *Herpestes ichneumon* (Meloncillo)
- *Lutra lutra* (Nutria)
- *Martes foina* (Garduña)
- *Meles meles* (Tejón)
- *Pitymys duodecimcostatus* (Topillo)
- *Talpa occidentalis* (Topo ibérico)
- *Vulpes vulpes* (Zorro)

10.2.6 Vegetación

- *Pinus pinea* (Pino piñonero)
- *Juniperus oxycedrus* subsp. *macrocarpa* (Enebro costero)
- *Juniperus phoenicea* subsp. *turbinata* (Sabina)
- *Pistacia lentiscus* (Lentisco)
- *Thymelaea hirsuta*
- *Chamaerops humilis* (Palmito)
- *Retama monosperma*
- *Rhamnus lycioides* (Espino negro)
- *Quercus coccifera* (Coscoja)
- *Cistus monspeliensis* (Jaguarzo negro)
- *Cistus salvifolius*
- *Chamaerops humilis*
- *Olea europaea* subsp. *sylvestris* (Acebuche)
- *Osyris quadripartita* (Bayón)
- *Phillyrea angustifolia*
- *Asparagus albus*
- *Asparagus acutifolius*
- *Asparagus aphyllus*
- *Daphne gnidium* (Torvizco)
- *Calicotome villosa* (Jerguen)
- *Stauracanthus boivini*
- *Ulex parviflorus* (Tojo)
- *Teline linifolia* (Retama fina)
- *Phlomis purpurea* (Matagallo)
- *Smilax aspera* (Zarzaparrilla)
- *Quercus Suber* (Alcornoque)
- *Quercus Ilex* (Encina)

10.3 Factores afectados

En este apartado se obtiene el impacto que sufre cada factor ambiental mediante la matriz de Leopold. De esta forma puede calcularse cuantitativamente cuáles son los factores más afectados y establecer el tipo de medidas correctoras a tomar.

La matriz de Leopold (creada en 1971) evalúa la interacción entre los procesos de una actividad desarrollada y los factores ambientales a los que afecta. Leopold creó una lista con hasta 100 procesos o actividades distintas y 88 factores ambientales. Además, Domingo Gómez Orea y M^a Teresa Gómez Villarino expresan una forma de cuantificar dicha interacción en su libro “Evaluación de Impacto Ambiental (2013)”. Se puede ver el código en la Tabla 10-1.

Tabla 10-1. Ponderación de los atributos

ATRIBUTO	CARÁCTER DEL ATRIBUTO	CÓDIGO VALOR
Signo del efecto	Benéfico	+
	Perjudicial	-
	Indeterminado	x
Inmediatez	Directo	3
	Indirecto	1
Acumulación	Simple	1
	Acumulativo	3
Sinergia	Leve	1
	Media	2
	Fuerte	3
Momento	A corto plazo	3
	A medio plazo	2
	A largo plazo	1
Persistencia	Temporal	1
	Permanente	3
Reversibilidad	A corto plazo	1
	A medio plazo	2
	Irreversible	3
Recuperabilidad	Fácil	1
	Media	2
	Difícil	3

A continuación, se define cada atributo:

- Signo del efecto: indica si el impacto es perjudicial o beneficioso.
- Inmediatez: la repercusión se puede dar en el momento de la acción o con el paso del tiempo.
- Acumulación: un efecto acumulativo aumenta su impacto si la acción se mantiene.
- Sinergia: expresa que la coexistencia de varios procesos crea un mayor efecto que la suma de los procesos por separado.

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

- Momento: a corto plazo (un año), a medio plazo (cinco años) o a largo plazo (más de 5 años).
- Persistencia: el proceso puede tener consecuencias temporales o permanentes.
- Reversibilidad: indica si el medio ambiente puede asimilar el proceso.
- Recuperabilidad: expresa la posibilidad de que el efecto producido pueda eliminarse.

Para evaluar cada interacción se debe obtener el índice de incidencia de impactos con la fórmula (10-1):

$$I = \sum \text{Atributos} \quad (10-1)$$

En la matriz de interacción hay que introducir el índice estandarizado, cuya fórmula se representa en (10-2):

$$I_{\text{estandarizado}} = \frac{I - I_{\text{min}}}{I_{\text{max}} - I_{\text{min}}} \quad (10-2)$$

Donde I_{min} vale 7 e I_{max} vale 21.

Además, se ha empleado una ponderación adicional para evaluar los efectos según la duración de las actividades. Los índices estandarizados se van a multiplicar por los siguientes factores:

- Fase de construcción: la duración aproximada es de un año y el impacto alto. Su factor de ponderación es 2/10.
- Fase de funcionamiento: el tiempo de vida estimado es de 20 años, con un impacto medio. El factor de ponderación es 7/10.
- Fase de desmantelamiento: dura menos de un año, aunque con un impacto alto. Se pondera con 1/10

En función de estos criterios se ha desarrollado un ejemplo en la Tabla 10-2, donde se cuantifica el impacto que genera el desarme de equipos en cuanto a ruido.

Tabla 10-2. Ruido generado en el desarme de los equipos

ATRIBUTO	CARÁCTER DEL ATRIBUTO	VALOR
Signo del efecto	Perjudicial	-
Inmediatez	Directo	3
Acumulación	Simple	1
Sinergia	Media	2
Momento	A corto plazo	3
Persistencia	Temporal	1
Reversibilidad	A corto plazo	1
Recuperabilidad	Fácil	1

Sumando los valores de la Tabla 10-13 se obtiene un total de 12 puntos. Utilizando la fórmula (10-2) se calcula que el $I_{\text{estandarizado}}$ vale 0,37.

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

Al pertenecer el desarme de equipos a la fase de desmantelamiento, su factor de ponderación es 1/10, por lo que el valor a introducir en la matriz es 0,037 (en la matriz de interacción se redondea a dos decimales).

Operando de forma análoga e incluyendo las actividades y los factores más influyentes del proyecto, se ha desarrollado en la Tabla-3 la matriz de interacción entre ellos. La representación de las casillas tiene colores distintos, utilizándose el verde para efectos beneficiosos y diferentes tonos de rojo para los perjudiciales. La leyenda de colores para comprender mejor la matriz de interacción se muestra en la Tabla 10-3.

Tabla 10-3. Leyenda de colores de la matriz de interacción

	Importancia	Impacto
	-	-
	0-0,010	Compatible
	0,11-0,20	Moderado
	0,21-0,40	Severo
	0,41-0,70	Crítico
	Efecto benéfico	

Figura 10-10. Matriz de interacción entre actividades y factores ambientales

		ACTIVIDADES														
		Fase de construcción						Fase de funcionamiento		Fase de desmantelamiento			Σ			
		Acondicionamiento de la zona	Construcción y ampliación de vías de acceso	Construcción de zanjas para la línea de alta tensión	Cimentación	Transporte de los aerogeneradores	Montaje de los aerogeneradores	Operación de los aerogeneradores	Mantenimiento y supervisión	Desarme de equipos	Derribo de obras civiles	Rehabilitación de la zona				
FACTORES AMBIENTALES AFECTADOS	Atmósfera	Contaminación					0,04							0,04		
		Ruido	0,09	0,09	0,09	0,04		0,09	0,40			0,04	0,04		0,88	
	Procesos	Erosión	0,10	0,10	0,10	0,10									0,40	
		Compactación y asentamientos	0,09	0,09	0,09	0,09						0,10	0,10		0,56	
		Movimientos de aire							0,40						0,40	
	Flora	Árboles, arbustos y hierba	0,11	0,09	0,11	0,07	0,06	0,07					0,04	0,05	0,03	0,57
		Pastos	0,11	0,09	0,11	0,07	0,06	0,07					0,04	0,05	0,03	0,57
	Fauna	Aves	0,10	0,07	0,04	0,04		0,10	0,55				0,04	0,03	0,06	0,91
		Mamíferos	0,10	0,11	0,07	0,07	0,07	0,10	0,20				0,04	0,05	0,03	0,78
	Estética	Vistas y paisajes	0,13	0,13	0,07	0,06	0,07	0,13	0,35	0,14			0,03	0,05	0,04	1,12
	Σ		0,83	0,77	0,68	0,54	0,30	0,56	1,90	0,14			0,33	0,37	0,19	

Se puede observar en la figura 10-10 que las principales desventajas de la repotenciación del parque son el ruido, la alteración de las vistas y paisajes y el impacto sobre la fauna del lugar. La actividad más crítica es la operación de los aerogeneradores, aunque algunas fases de la construcción también tienen un alto impacto ambiental.

10.4 Medidas correctoras

Se detallan las medidas a tomar para reducir el impacto sobre el medio ambiente. Aquellos factores que han tenido un impacto severo o crítico según la figura 10-10 son prioritarios a la hora de corregirlos.

-Vistas y paisajes

Pese a ser el factor más alterado por el proyecto no supone un problema adicional, ya que el parque actual posee un total de 12 aerogeneradores. Con la repotenciación se mantiene el número, no se aumenta. Además, hay medidas que pueden reducir el impacto sobre las vistas y el paisaje:

- Pintar los aerogeneradores de colores grisáceos, de forma que se mimeticen mejor con el medio.
- Fomentar el conocimiento y la importancia de las energías renovables en los núcleos urbanos cercanos al parque (Monterrubio de la Serena y Peraleda del Zaucejo) para conseguir una mayor aceptación.

-Aves

Es la fauna más afectada en cualquier parque eólico. La poca visión por las noches provoca que se acerquen sin saber de la presencia de los aerogeneradores. Se proponen algunas soluciones:

- Realizar las obras de montaje fuera de periodos migratorios de aves.
- Colocar una luz intermitente de color llamativo en lo alto de la torre para alertar a las aves de la presencia del aerogenerador.
- Emitir ultrasonidos molestos para las aves.
- Uso de repelentes químicos en la zona del parque.

-Mamíferos

No sufren tanto impacto como las aves, pero la construcción de nuevas infraestructuras también perjudica a los mamíferos de la zona. Se sugiere la siguiente medida:

- Creación de una patrulla que, periódicamente, proteja y garantice la seguridad de las especies que frecuentan el parque eólico.

-Ruido

El nivel sonoro del parque no debe afectar a los municipios cercanos, donde la ley (según el Real Decreto 1367/2007) fija un máximo de 45 dB. El ruido producido por los aerogeneradores se debe fundamentalmente a los siguientes factores:

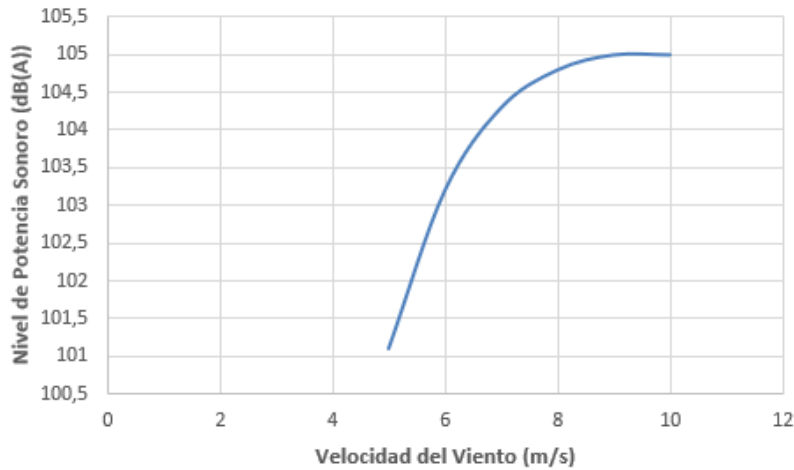
- Giro del generador de la turbina
- Viento que hace girar las palas
- Viento que choca con la estructura del aerogenerador

Estudio de viabilidad para la repotenciación de un parque eólico

La distancia mínima entre todas las parejas de aerogeneradores del parque es de 200 metros y la distancia aproximada desde el parque eólico y Peraleda del Zaucejo es de 5,34 km aproximadamente y a Monterrubio de la Serena es de 11,85 km.

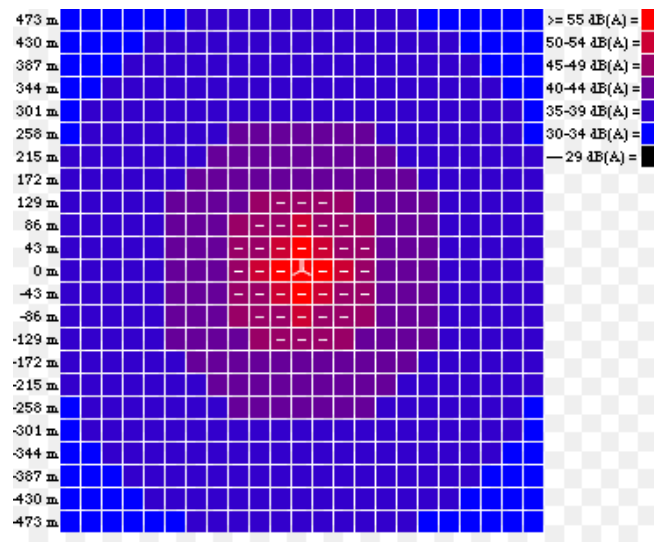
El ruido máximo generado por una máquina como la G132 de 3,3 MW de potencia nominal es de aproximadamente 105 dB, la cual puede verse en la siguiente Gráfica 10-16 (datos del fabricante):

Gráfica 10-1. Curva de nivel de potencia acústico del G-132/3.3 MW de GAMESA



A partir de los m/s, la curva se estabiliza y no se sobrepasan los 105 dB de forma importante ya que se necesitaría mucho más ruido para que la curva siguiera en aumento (escala logarítmica).

Figura 10-11. Nivel sonoro provocado por los nuevos aerogeneradores



Puede observarse en la Figura 10-17 que el nivel sonoro tan solo aumenta de forma drástica en las zonas más próximas a cada aerogenerador. Sin embargo, a 400 metros de distancia, el ruido es prácticamente inexistente obteniéndose niveles muy bajos de ruido, aproximadamente de 37 dB, lo que equivale al ruido de una biblioteca en silencio.

-Otras medidas

- Transporte de los aerogeneradores mediante vehículos con bajo índice de contaminación.
- Reforestación de la zona una vez acabada la vida útil del parque eólico
- Existencia de un vertedero controlado para vertidos y acumulaciones de estériles de construcción
- Conservación de las cunetas de recogida y evacuación de aguas pluviales
- Retirada del hormigón desechado y de otros residuos de las actuaciones a un vertedero autorizado
- Realizar las obras en el menor tiempo posible, con el fin de mitigar en lo posible las molestias a las poblaciones más cercanas y al tráfico de las carreteras de la zona.

....

11 CONCLUSIONES

El gran avance que ha experimentado la tecnología en el sector eólico, con máquinas cada vez más potentes y eficientes, presenta la posibilidad de introducir estas nuevas máquinas en parques antiguos que aún no han llegado al final de su vida útil. La opción de repotenciar, puede ser una opción viable. El análisis realizado en este proyecto permite llegar a conclusiones relevantes sobre repotenciación.

La repotenciación de un parque eólico permite una mejor integración en la red eléctrica. La tecnología más avanzada de las nuevas máquinas permite una mejor respuesta para fenómenos como huecos de tensión o variaciones de frecuencia, así como una mejor gestión de la potencia evacuada. El sistema de control más moderno y avanzado de las nuevas máquinas, hace más sencilla su adaptabilidad al operador del sistema, y garantizan una mayor estabilidad del mismo.

Las ventajas técnicas y de adaptabilidad al sistema no son las únicas que proporciona la repotenciación. La sustitución de máquinas ineficientes, que ocupan emplazamientos con las mejores condiciones de viento, permite un mejor aprovechamiento del parque y del recurso. Adicionalmente, desde el punto de vista medioambiental, la reducción del número de máquinas y el menor ruido que éstas producen, reduce el impacto del parque.

Además, según establece el R.D.661/2007, existe la posibilidad de aumentar la potencia del parque hasta un 40 % sin tener que renovar los permisos. Este aspecto hace que no solo se reduzca el número de máquinas, sino que se aumente la potencia del parque y con ello la producción. Una legislación más amplia en el tema de repotenciación, que simplifique los procesos administrativos, que establezca una mayor diferencia con la construcción de parques nuevos, que defina claramente los trámites medioambientales y la política de retribución, es necesaria para impulsar la repotenciación de parques eólicos en España.

El aprovechamiento de los residuos del parque antiguo, sobre todo los aerogeneradores, puede aportar un valor añadido a la repotenciación, aumentando su rentabilidad. Cada vez son mayores las alternativas para estos residuos, desde vender directamente los aerogeneradores, descomponer las partes y buscar usos diferentes, hasta la combustión de las palas para producir calor y aprovechar las cenizas para fabricar cemento.

En este proyecto se ha analizado la rentabilidad económica de un proyecto de repotenciación específico. El factor más decisivo es sin duda el número de horas equivalentes. Por este motivo, debe de realizarse un gran esfuerzo en maximizar este factor. La financiación del proyecto es uno de los puntos clave y más costosos. Las condiciones de los préstamos ofrecidos por los bancos son muy exigentes, de manera que debe de buscarse la posibilidad de financiar el parque con otras alternativas, como fondos propios o socios y accionistas. Se obtienen valores muy interesantes de TIR y de VAN, sobre todo para parques de más de 10 años, con lo cual queda probado que además de sus ventajas tecnológicas, energéticas y medioambientales, la repotenciación tiene un claro valor añadido de tipo económico. Cabe señalar que el proyecto estudiado cuenta con unas horas equivalentes altas, por encima de la media de la zona, lo cual puede repercutir positivamente en los resultados obtenidos.

El estudio de la potencia que produce un mismo modelo de aerogenerador a diferentes alturas también ha permitido deducir con certeza que no siempre la opción más alta de altura de buje, es la más rentable, a pesar de ser la que más energía produce.

Realizar un buen estudio de mercado para analizar que modelo de aerogenerador es el más adecuado para el emplazamiento deseado también ha llevado a conocer que no por instalar una máquina más grande, genera mayores cantidades de energía a lo largo de un año, sino que primeramente hay que estudiar las condiciones de viento en la zona con cautela ya que alomejor una máquina de potencia nominal más baja pero con una adecuada curva potencia- velocidad del viento, puede ser la solución más ventajosa.

Por todo esto, se puede concluir que la repotenciación es una buena opción desde el punto de vista medioambiental y de calidad de la red eléctrica, aunque se requieren unas horas equivalentes elevadas para que sea ventajosa para el inversor. Por lo tanto, una mejora en la legislación que favorezca la repotenciación, un acceso más sencillo a financiación, y teniendo en cuenta que las condiciones de riesgo son bajas gracias a trabajar sobre un parque ya existente y con un gran histórico de datos, daría un gran impulso a la repotenciación de parques eólicos.

12 BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

- Agencia Extremeña de la Energía (AEE). www.agenex.net/es/
- Asociación Empresarial Eólica (AEE). www.aeolica.org
- Ayuntamiento de Monterrubio de la Serena. www.monterrubiodelaserena.es/
- Catálogo GAMESA. [/www.siemensgamesa.com/es-es](http://www.siemensgamesa.com/es-es)
- Catálogo ENERCON. www.enercon.de
- Catálogo VESTAS. www.vestas.com
- Climate Data. www.climate-data.org
- Danish Wind Industry Association. www.windpower.org
- Gómez Orea, Domingo; Gómez Villarino, M^a Teresa. “Evaluación de Impacto Ambiental”
- Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT
- Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)
- Revsita digital “Waste”. www.waste.ideal.es
- Sociedad Española de Ornitología (SEO). www.seo.org
- Wind Power. www.thewindpower.net
- Operador del Mercado Ibérico Español (OMIE). www.omie.es
- Celdas de distribución MESA. www.mesa.es
- Sanchís, J; “Arquitectura del parquet eólico”. Diapositivas Máster en Energías Renovables y Mercado Energético de la Escuela de Organización Industrial de Madrid