

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR
INGENIERIA INDUSTRIAL



PROYECTO FÍN DE CARRERA

PROYECTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y EXPLOTACIÓN DE UN PARQUE EÓLICO

Autora:
Nieves Álvarez Marivela

Director:
David Talaván Luque

Tutor:
José Ignacio Nogueira Goriba

Madrid, Junio de 2009

Agradecimientos

Deseo expresar mi gratitud hacia el director de mi proyecto fin de carrera, D. David Talaván, Director del Departamento de Mejora Continua de EDPR, tanto por su asesoramiento técnico como por su dedicación, ayuda moral y enseñanzas a todos los niveles. En esta ocasión sí puedo decir que he elegido a la persona adecuada para la realización de este trabajo, por sus cualidades personales y profesionales.

Igualmente quiero expresar mi agradecimiento a D. José Ignacio Nogueira por la aceptación de la tutoría del presente proyecto, así como su colaboración y ayuda aportada.

Quiero mostrarle también a mi hermana Noelia mi más sincero agradecimiento por facilitarme la integración en la empresa EDP, por todos sus consejos, su confianza y su ayuda en infinidad de ocasiones.

Deseo agradecer a mis amigos los buenos momentos de ocio que han contribuido a hacerme más llevadero el proyecto.

Por último, y no por ello menos importantes, quiero agradecerles a mis padres, a mi hermano, a mi hermana mayor, a mi sobrinita y a mis cuñados, su apoyo, su paciencia y su compañía a lo largo de mi carrera.

Resumen

La energía eólica, así como otras energías renovables, ha experimentado en la última década un gran auge en España, algo que va extendiéndose al resto de países de la Unión Europea cada vez más concienciados de la importancia de las energías renovables como una fuente alternativa de energía. No sólo se han sumado al reto los países de la Unión Europea, sino todos aquellos acogidos al Protocolo de Kyoto, que a fin de reducir emisiones están potenciando la energía eólica como la fuente de energía renovable hoy día más viable para la generación eléctrica. España es en la actualidad el tercer productor de energía eólica en el mundo, tan sólo por detrás de Alemania y Estados Unidos.

Las características del sector eléctrico español así como un marco legal favorable, una tecnología propia y un alto potencial eólico dentro de nuestro territorio, hacen que la perspectiva de crecimiento en este tipo de energía siga siendo favorable durante los próximos años.

España dispone de tecnología propia para el sector y cada vez son mayores los avances en cuanto a eficiencia de los aerogeneradores, son más capaces de aprovechar la energía de los vientos menos intensos, lo que amplía las posibles ubicaciones de parques eólicos permitiendo una expansión grande del sector.

El parque eólico objeto del proyecto está ubicado en la provincia de Albacete, y está constituido por una alineación de 19 aerogeneradores de 1.5 MW de potencia unitaria, lo que supone una potencia total instalada de 28.5 MW.

La energía eléctrica generada en él asciende a 75.2 GWh/año. Esta energía se vende en el mercado liberalizado de electricidad, regulado por el RD 661/2007 de 25 de mayo, que establece y regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

En el proyecto se aborda primeramente la selección del emplazamiento del parque eólico a partir de datos de viento de la zona. Estos datos son estudiados para evaluar el potencial eólico y así poder optimizar la ubicación de las turbinas eólicas.

Posteriormente se evalúan varios tipos de aerogeneradores para su implantación en el emplazamiento. La elección se realiza teniendo en cuenta las características técnicas de las máquinas y mediante un estudio de la productividad del parque con el aerogenerador correspondiente. Finalmente se opta por el aerogenerador General Electric 1.5_{XLE}, clase III.

La ejecución técnica del parque eólico se realiza de forma que se minimicen los impactos ambientales y de acuerdo a lo establecido en el Estudio de Impacto Ambiental realizado.

Este proyecto requiere una inversión de 40,4 M€, financiada externamente en un 90 % y el 10 % con recursos propios del promotor.

Del estudio económico-financiero se deduce que el proyecto diseñado es rentable económicamente y viable, tanto desde el punto de vista técnico como financiero. Asimismo, el estudio de Impacto Ambiental establece que el proyecto es sostenible medioambientalmente.

Abstract

Wind energy, along with other renewable energies, has experimented a great leap forward in Spain over the last years. This uprising has extended the use of this kind of energy not only to various other countries in the EU, but every country involved in the Kyoto Protocol, the main objective of this group being to promote the use wind energy in order to reduce the levels of dangerous gas emissions. As of today, Spain is the world's third largest producer of wind energy, behind Germany and the United States of America.

Spain has the means necessary technologically, legally and geographically for wind energy to expand itself in years no come.

The wind farm designed in this project is located in Albacete. With 19 wind turbines, generating 1.5 MW each, the farm will have a total of 28.5 MW installed energy. The wind farm will generate an overage of 75.2 GWh/year. This energy will be sold thanks to the RD 661/2007, established on the 25th of May, where the specifications for the production of electrical energy in special conditions are listed.

First, the project deals with the selection of the wind farm's location using data on the strength of the winds in the area.

To choose the wind turbines that would work better on the location chosen, the project those in the market, giving a presentation on the characteristics of each. To select the model of wind turbine required each one will go though a series of tests on their productivity and their reliability, economically and physically. For this project the wind chosen was General Electric 1.5_{XLE}, class III.

When the time comes no construct the wind farm comes it will be done trying to minimize the environmental impact on the surrounding natural habitats as well as aesthetically.

The project requires a 40.3 M€ investment, 90 % financed externally and the remaining 10 % using the promoter's own resources.

Overall, this design is completely viable, technically and economically and nature friendly.

Índice general

Índice general	V
Índice de figuras	XII
Índice de tablas	XV

Capítulo 1. Introducción 1

1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.1. Evolución histórica de la energía eólica.....	2
1.1.2. Estado de desarrollo de la energía eólica	8
1.1.3. Fabricantes de aerogeneradores.....	15
1.2. MOTIVACIÓN	19
1.3. OBJETIVOS.....	20
1.4. ESTRUCTURA DEL PROYECTO	21

Capítulo 2. Evaluación del potencial eólico 23

2.1. RECURSOS EÓLICOS	23
2.2. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA	25
2.2.1. Distribución de direcciones de viento	26
2.2.2. Distribuciones de velocidades	27
2.3. ENERGÍA DEL VIENTO.....	28
2.4. EVALUACIÓN ENERGÉTICA DEL RECURSO EÓLICO.....	30
2.4.1. Localización de emplazamientos y prospección eólica.....	31
2.4.2. Ubicación y elección de las torres meteorológicas.....	33
2.4.3. Implantación preliminar de aerogeneradores	35
2.4.4. Análisis del recurso eólico.....	37
2.4.4.1. Orografía.....	37
2.4.4.2. Información geográfica	38
2.4.4.3. Estaciones meteorológicas representativas del parque eólico	38
2.4.4.4. Datos de estación de referencia significativa	39
2.4.4.5. Emplazamiento y elección de aerogeneradores.....	40
2.4.4.6. Cálculo energético	41
2.4.4.6.1. Mapa.....	41
2.4.4.6.2. Curva de Potencia.....	41
2.4.4.6.3. Datos meteorológicos	42
2.4.4.6.4. Resultados	42
2.4.4.6.5. Factores de corrección a la producción	43
2.4.4.6.6. Incertidumbre y variabilidad	44
2.4.5. Lista de acciones abiertas. Evaluación preliminar	45
2.4.6. Informe definitivo.....	45

2.5. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO DEL PARQUE EÓLICO EL MANCHEGO I EN LA RODA, ALBACETE.....	46
2.5.1. Introducción.....	46
2.5.2. Descripción del emplazamiento y del equipo de medida	46
2.5.2.1. El emplazamiento.....	46
2.5.2.2. Equipos de medida.....	48
2.5.3. Selección de la estación meteorológica de referencia	49
2.5.4. Datos de viento	50
2.5.4.1. Datos de viento registrados en el emplazamiento	50
2.5.4.2. Datos de viento registrados en el mástil de referencia Barrax	50
2.5.5. Descripción del parque eólico	52
2.5.5.1. El aerogenerador	52
2.5.5.2. Esquema de implantación del parque eólico	52
2.5.6. Resultados del análisis.....	53
2.5.6.1. Velocidad media de viento a largo plazo en el mástil Barrax	54
2.5.6.2. Velocidad media de viento a largo plazo en el mástil El Manchego.....	54
2.5.6.3. Variaciones de la velocidad del viento.....	59
2.5.6.4. Estimación de energía generada.....	60
2.5.6.5. Análisis de incertidumbre	61
2.5.7. Conclusiones.....	62
Capítulo 3. Aerogeneradores	64
3.1. CONCEPTOS DE DISEÑO DE AEROGENERADORES	64
3.2. COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR.....	68
3.2.1. Rotor eólico	70
3.2.1.1. Tecnología de palas.....	71
3.2.2. Sistema de regulación de potencia	73
3.2.3. Sistema de transmisión	75
3.2.3.1. Freno mecánico.....	76
3.2.3.2. Caja multiplicadora	76
3.2.4. Torre	77
3.2.5. Sistema de orientación.....	78
3.2.6. Generador eléctrico	79
3.3. NORMA IEC 61400-1	80
3.4. ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR.....	81
3.5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL AEROGENERADOR GE 1.5 _{XLE}	85
3.5.1. Descripción técnica del aerogenerador y componentes principales	85
3.5.1.1. Cimentación	86
3.5.1.2. Torre.....	86
3.5.1.2. Nacelle	87
3.5.1.3. Rotor	92
3.5.2. Funcionamiento	95
3.5.2.1. Red eléctrica.....	95
3.5.2.2. Sistema de generación.....	95
3.5.2.3. Unidad de control y potencia	96
3.5.2.4. Modos de operación.....	97

Capítulo 4. Gestión de terrenos	100
4.1. ACUERDOS DE TERRENOS Y SERVIDUMBRES.....	100
4.2. CONVENIO CON EL AYUNTAMIENTO	100
4.3. ACUERDO CON LA PROPIEDAD PRIVADA.....	101
Capítulo 5. Ejecución técnica del parque eólico.....	104
5.1. OBRA CIVIL	104
5.1.1. Caminos de acceso	105
5.1.2. Viales interiores.....	106
5.1.3. Cimentaciones de aerogeneradores	108
5.1.3.1. Aerogenerador GE xle	108
5.1.4. Plataformas para montaje de aerogeneradores	109
5.1.5. Centro de control	110
5.1.6. Canalizaciones MT	110
5.1.7. Parque de maquinaria	111
5.2. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA.....	111
5.2.1. Instalaciones	112
5.2.1.1. Centros de transformación	112
5.2.1.2. Líneas de aerogeneradores de MT	117
5.2.1.3. Comunicaciones por fibra óptica	119
5.2.1.4. Red de tierras	120
5.2.1.5. Torre meteorológica.....	121
5.3. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 20/132 KV.....	122
5.3.1. Emplazamiento, situación y condiciones	122
5.3.2. Sistema de 132 KV	124
5.3.3. Sistema de 20 KV	125
5.3.4. Descripción de la instalación.....	125
5.3.5. Obra civil intemperie.....	127
5.3.5.1. Acondicionamiento de la parcela	127
5.3.5.2. Movimiento de tierras	127
5.3.5.2.1. Explanación.....	128
5.3.5.2.2. Excavación	128
5.3.5.2.3. Terraplenes y rellenos	128
5.3.5.2.4. Exceso de excavación.....	130
5.3.5.2.5. Material sobrante de excavaciones	131
5.3.5.2.6. Obras de refino	131
5.3.5.3. Drenajes	131
5.3.5.4. Cimentaciones aparamenta.....	131
5.3.5.5. Bancadas para transformadores.....	132
5.3.5.6. Depósitos de recogida de aceite	132
5.3.5.7. Canalizaciones	133
5.3.5.8. Cerramiento.....	133
5.3.5.9. Urbanización.....	133
5.3.6. Obra civil edificio.....	134
5.3.7. Estructura metálica	135
5.3.8. Red de tierras	135

5.3.9. Aparamenta de 132 KV Y 20 KV	136
5.3.10. Cables de alta y media tensión	140
5.3.10.1. Alimentación transformador de potencia a celdas	140
5.3.10.2. Alimentación transformadores de servicios auxiliares y baterías de condensadores	140
5.3.10.3. Líneas de salida	140
5.3.11. Cables de baja tensión	141
5.3.11.1. Cables de potencia instalación interior	141
5.3.11.2. Cables para circuitos instalación interior	141
5.3.11.3. Cables para circuitos instalación intemperie	141
5.3.12. Cables de FO	142
5.3.13. Sistema integrado de control y protecciones	142
5.3.14. Telecontrol	142
5.4. LÍNEA DE ALTA TENSIÓN DE 132 KV DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA DEL PARQUE EÓLICO	143
5.4.1. Descripción del trazado de la línea	143
5.4.2. Coordenadas UTM de los apoyos	144
5.4.3. Pistas de acceso	144
5.4.4. Tramo aéreo de la línea	144
5.4.4.1. Descripción general	144
5.4.4.2. Conductores	145
5.4.4.3. Cable de fibra óptica	146
5.4.4.4. Postes y armados	147
5.4.4.5. Cadenas de aisladores	147
5.4.4.6. Distancias de seguridad	148
5.4.4.7. Salvapájaros	149
5.4.4.8. Antivibradores	150
5.4.4.9. Contrapesos	150
5.4.4.10. Puestas a tierra	150
5.4.5. Tramo de línea subterránea	150
5.4.5.1. Descripción general	150
5.4.5.2. Sección de zanja	151
5.4.5.3. Conductor	151
5.4.5.4. Protección mecánica izada de cable subterráneo	152
5.4.5.5. Terminales	152
5.4.5.6. Autoválvulas	153
5.4.5.7. Conexionado de las pantallas metálicas	153
5.4.5.8. Cables de tierra	153
5.4.6. Servicios afectados	154
5.4.6.1. Línea aérea	154
5.4.6.2. Tramo de línea subterránea	154
5.5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LAS INSTALACIONES	155
5.6. PLAN DE RESTAURACIÓN E INTEGRACIÓN PAISAJÍSTICA	155
5.6.2. Clasificación y cuantificación de las superficies afectadas	156
5.6.2.1. Caminos y zanjas	156
5.6.2.2. Aerogeneradores	156
5.6.2.3. Zonas de acopio y parque de maquinaria	157
5.6.3. Pendientes y orientación del área de actuación	157
5.6.4. Características del suelo	157
5.6.5. Acciones para la restauración	157

5.6.5.1. Desbroce y almacenamiento de tierra vegetal.....	158
5.6.5.2. Extendido de tierra vegetal	158
5.6.5.3. Descompactación	158
5.6.5.4. Siembra de especies pratenses	159
5.6.6. Cronograma de obra	159
5.6.7. Acciones tras la restauración	160
Capítulo 6. Explotación del parque eólico	161
6.1. ASPECTOS CONDICIONANTES EN LA EXPLOTACION DEL PARQUE EOLICO	161
6.2. MODELO Y ASPECTOS DE LA EXPLOTACIÓN	162
6.3. PRINCIPIOS DE GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO	167
6.3.1. Protocolos de mantenimiento	168
6.4. LINEAS GENERALES DE MEJORA EN LA EXPLOTACIÓN DEL PARQUE EÓLICO	170
Capítulo 7. Integración de los parques eólicos en la red eléctrica.....	171
7.1. CONEXIÓN A RED	171
7.1.1. Conexión del parque eólico El Manchego I a la red de distribución... 173	
7.2. EVOLUCIÓN HISTÓRICA EN LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA	174
7.3. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL	176
7.3.1. Consideraciones iniciales	176
7.3.2. El diseño del mercado de producción de electricidad	178
7.3.2.1. Las reglas del mercado.....	178
7.3.2.2. Proceso de operación de los parques eólicos en el mercado eléctrico.....	186
7.3.3. Integración de la generación eólica en la red eléctrica.....	187
7.3.3.1. Repercusiones en la planificación de la red eléctrica.....	187
7.3.3.2. Repercusiones en la operación de la red eléctrica.....	189
7.4. RÉGIMEN ECONÓMICO APLICABLE A LOS PARQUES EÓLICOS	191
7.4.1. Legislación aplicable	191
7.4.2. Retribución de la energía eólica	193
Capítulo 8. Viabilidad económica del proyecto.....	203
8.1. COSTES DE INVERSIÓN Y EXPLOTACIÓN	203
8.2. EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN	206
Capítulo 9. Entorno regulatorio	208
Capítulo 10. Resumen y conclusiones.....	211
Referencias.....	215

APÉNDICES.....	218
Apéndice A . Metodología de análisis de datos	219
A.1. CORRELACIÓN ENTRE LA VELOCIDAD Y DIRECCIÓN DEL VIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO CON LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA DE REFERENCIA.....	219
A.2. VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO.....	220
A.3. ESTIMACIÓN DE ENERGÍA GENERADA.....	220
A.4. CÁLCULO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS	222
A.5. ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE.....	224
Apéndice B . Aspectos ambientales e Impacto ambiental	226
B.1. ASPECTOS AMBIENTALES	226
B.1.1. Previo al inicio de obras.....	226
B.1.2. Respecto al sistema hidrológico	226
B.1.3. Respecto a la protección del patrimonio.....	227
B.1.4. Respecto de la protección del suelo.....	227
B.1.5. Respecto a la afección al terreno	227
B.1.6. Respecto a la gestión de residuos	228
B.1.7. Respecto de las afecciones a la atmósfera y ruido.....	228
B.1.8. Respecto de la protección de la flora y de la fauna	228
B.1.9. Respecto de las afecciones paisajísticas	229
B.1.10. Respecto de la coordinación	229
B.2. IMPACTO AMBIENTAL DEL PARQUE EOLICO EL MANCHEGO I.....	229
B.2.1. Identificación de impactos	229
B.2.2. Caracterización y valoración cualitativa de los impactos.....	230
Apéndice C . Procedimiento de Diseño y Ejecución de Viales y Plataformas.....	243
C.1. OBJETO.....	243
C.2. ALCANCE.....	243
C.3. NORMAS Y ESPECIFICACIONES.....	243
C.4. DISEÑO Y EJECUCION DE CAMINOS Y PLATAFORMAS	244
C.4.1. Estudios previos.....	244
C.4.2. Caracterización del terreno natural existente.....	244
C.4.3. Formación de la explanada	245
C.4.4. Dimensionado de firmes	245
C.4.5. Diseño de los arcenes.....	246
C.4.6. Diseño geométrico de los viales	247
- Criterios mínimos de diseño.....	247
- Gálibos	247
C.4.7. Dimensionado de plataformas de montaje.....	248
C.4.8. Servicios afectados	248
C.4.9. Señalización y balizamiento	248

C.4.10. Puntos singulares	249
C.5. CONTROL DE CALIDAD	249
Apéndice D. Estudio geotécnico y geológico	251
D.1. FASES DEL ESTUDIO	251
D.2. RECONOCIMIENTOS REALIZADOS	252
D.2.1. Calicatas.....	253
D.2.2. Tomografía eléctrica.....	254
- Dispositivo empleado en la prospección.....	255
- Equipo utilizado	256
D.2.3. Ensayos de laboratorio.....	256
D.3. INVENTARIO DE LOS RECONOCIMIENTOS REALIZADOS	257
D.4. CARACTERIZACIÓN GEOTÉCNICA	275
D.4.1. Geología general de la zona.....	275
D.4.2. Caracterización geotécnica	277
D.4.3. Hidrogeología	285
D.5. RECOMENDACIONES CONSTRUCTIVAS	285
D.5.1. Tipo de cimentación	286
- Cimentación de los aerogeneradores.....	286
- Cimentación de la Subestación Eléctrica	287
D.5.2. Aprovechamiento de los materiales existentes en las obras	287
D.5.3. Agresividad de los suelos al cemento del hormigón	288
D.5.4. Resistividad de los terrenos detectados	288
Apéndice E. Cimentación de torre	289
E.1. TRABAJOS PREVIOS.....	289
E.2. ENSAMBLAJE DE LA JAULA DE PERNOS.....	290
E.3. CONDUCCIÓN DE TUBOS.....	293
E.4. RECUPERACIÓN DE PLANTILLA.....	293
E.5. MARCADO DEL PERNO DE PUERTA	293
E.6. CHAPAS DE NIVELACIÓN	294
Apéndice F. Red de tierras.....	295
F.1. INTRODUCCIÓN	295
F.2. INSTALACIÓN DE TIERRAS EN FASE INICIAL. DESPAJE DE LA FALTA AL TERRENO	295
F.3. COLOCACIÓN DE ANILLOS NIVEL DE ZAPATA “V DE PASO”	299
F.4. COLOCACIÓN DE ANILLOS DE ACERAS “V DE CONTACTO”.....	300
F.5. CONEXIONES CON RED AEROGENERADOR	301
F.6. MEDICIONES Y DOCUMENTACIÓN	302
F.7. CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES UTILIZADOS, TÉCNICAS DE REALIZACIÓN Y HERRAMIENTAS NECESARIAS EN LA MANIPULACIÓN Y MEDICIÓN	302

Índice de figuras

Figura 1.1. Molinos de torre	3
Figura 1.2. Multipala americana.....	4
Figura 1.3. Aerogenerador Savonius	5
Figura 1.4. Aerogenerador Darrieus	5
Figura 1.5. Aerogenerador actual de eje horizontal	6
Figura 1.6. Evolución de los aerogeneradores, periodo 1985-2005.	7
Figura 1.7. Evolución anual y acumulada de la potencia eólica en España. 1997-2008	10
Figura 1.8. Potencia eólica instalada en España por Comunidades Autónomas 2004-2008.	10
Figura 1.9. Evolución acumulada de la potencia eólica mundial. 1997-2010.....	11
Figura 1.10. Top 10 Potencia eólica acumulada instalada. Diciembre 2008	12
Figura 1.11. Potencia eólica instalada en Europa. Diciembre 2008.....	13
Figura 1.12. Potencia anual instalada por regiones en 2003-2008.	15
Figura 1.13. Top 10: Suministradores Mundo Aerogeneradores 2008.	19
Figura 2.1. Influencia de obstáculos topográficos sobre la velocidad del viento....	24
Figura 2.2. Mapa eólico europeo. Recursos eólicos a 50 m sobre el nivel del mar. 25	
Figura 2.3. Tipo de rosa de los vientos.....	26
Figura 2.4. Histograma de velocidades de viento.....	27
Figura 2.5. Distribución de probabilidad de Weibull.....	28
Figura 2.6. Variación del coeficiente de potencia C_p máximo con el parámetro de la velocidad del rotor λ	29
Figura 2.7. Etapas del proceso de evaluación eólica	31
Figura 2.8. Estación meteorológica y sistema anemómetro-veleta.	34
Figura 2.9. Flujo de información para la implantación preliminar de aerogeneradores	36
Figura 2.10. Curva de potencia típica de un aerogenerador moderno.....	42
Figura 2.11. Situación del Parque Eólico El Manchego I	47
Figura 2.12. Panorámica de la zona.....	48
Figura 2.13. Curva de potencia.....	52
Figura 2.14. Mapa del emplazamiento de El Manchego I.....	53
Figura 2.15. Correlación de las velocidades de viento entre el mástil Barrax a 78m y el mástil El Manchego a 81 m. (WAsP).....	56
Figura 2.16. Correlación de las direcciones de viento entre el mástil Barrax a 78 m (1) y el mástil El Manchego a 81 m (2) (WAsP).....	57
Figura 2.17. Rosa de vientos anual estimada para el mástil El Manchego a 81 m.. 58	
Figura 3.1. Representación de tubo de corriente y disco actuador.....	65
Figura 3.2. Curva de Glauert. Comparativo de Coeficiente de Rendimiento Teórico y Real de rotores eólicos.....	67
Figura 3.3. Conversión de energía en un aerogenerador	68
Figura 3.4. Componentes de un aerogenerador.	70
Figura 3.5. Configuración de las turbinas de eje horizontal.....	71

Figura 3.6. Geometría de un perfil aerodinámico.....	72
Figura 3.7. Curvas de potencia para máquinas reguladas por <i>Pitch</i> , <i>Stall</i> y <i>Pitch-Stall</i>	74
Figura 3.8. Torre de acero tubular (izquierda) y torre de celosía (derecha).....	77
Figura 3.9. Izamiento de torre tubular de acero.....	78
Figura 3.10. Sección de la nacelle y el buje de un aerogenerador GE 1.5 _{XLE}	86
Figura 3.11. Vista de las hileras de pernos durante el montaje.....	86
Figura 3.12. Vista exterior de la carcasa.....	88
Figura 3.13. Vista del bastidor delantero.....	89
Figura 3.14. Vista del bastidor trasero.....	89
Figura 3.15. Conjunto multiplicadora, eje lento, bastidor delantero y bastidor trasero.....	91
Figura 3.16. Conjunto sistema de yaw.....	92
Figura 3.17. Vista lateral-frontal tridimensional de un buje.....	93
Figura 3.18. Vista del buje con los cilindros hidráulicos y rodamientos de pala....	94
Figura 3.19. Curva de potencia del aerogenerador GE 1.5 _{XLE}	99
Figura 5.1. Situación del parque eólico.....	105
Figura 5.2. Plataforma de montaje.....	109
Figura 5.3. Centro de transformación.....	114
Figura 5.4. Situación del transformador en el centro de transformación.....	115
Figura 5.5. Esquema unifilar de las instalaciones del parque eólico.....	118
Figura 5.6. Esquema de conexión con FO entre aerogeneradores.....	120
Figura 5.7. Subestación eléctrica.....	122
Figura 5.8. Emplazamiento y acceso a la subestación transformadora.....	124
Figura 5.9. Salvapájaros.....	149
Figura 5.10. Esquema de funcionamiento de un parque eólico.....	154
Figura 5.11. Cronograma de la obra.....	160
Figura 6.1. Modelo de explotación de un parque eólico.....	163
Figura 6.2. Gestión del mantenimiento.....	167
Figura 6.3. Flujo de información.....	168
Figura 7.1. Curvas de oferta y demanda en el mercado diario.....	179
Figura 7.2. Curva de oferta y demanda en el mercado intradiario.....	182
Figura 7.3. Secuencia del mercado de producción.....	184
Figura 7.4. Demanda de electricidad en España y su cobertura, 1996-2008.....	185
Figura 7.5. Flujograma de operación en el mercado eléctrico.....	187
Figura 7.6. Límite superior e inferior para la retribución eólica.....	192
Figura 7.7. Curva tensión-tiempo admisible ₆ en el punto de conexión.....	197
Figura 7.8. Corriente reactiva admisible (generada o consumida) en aerogeneradores, en función de su tensión en bornes.....	198
Figura 7.9. Liquidaciones de instalaciones en Régimen Especial a la opción de tarifa, no exentas de pago de desvíos.....	202
Figura 7.10. Liquidaciones de instalaciones en Régimen202Especial a la opción de tarifa, exentas de pago de desvíos.....	202
Figura E.1. Fondo de excavación.....	289
Figura E.2. Red de tierras y hormigón.....	289

Figura E.3. Armado de parrilla y calces	290
Figura E.4. Brida de cimentación	290
Figura E.5. Posicionamiento de los pernos	290
Figura E.6. Nivelado de brida de cimentación	291
Figura E.7. Colocación de pernos de la jaula	291
Figura E.8. Colocación de plantilla y tuercas I	291
Figura E.9. Colocación de plantilla y tuercas II	292
Figura E.10. Protección de pernos.....	292
Figura E.11. Nivelado de placas.....	293
Figura E.12. Comprobación entrada y salida de cables.....	293
Figura E.13. Marcado de perno de puerta de entrada a torre	294
Figura E.14. Apilado de chapas de nivelación	294
Figura E.15. Marcado de posición de chapas	294
Figura F.1. Rombo realizado con pletinas. Sistema de unión de pletinas.....	296
Figura F.2. Unión de esquinas del rombo.....	296
Figura F.3. Prolongaciones de la red de tierras	297
Figura F.4.Prolongaciones exteriores	298
Figura F.5. Pieza de unión de prolongaciones al mallazo	298
Figura F.6. Anillo alrededor de zapata	299
Figura F.7. Unión de anillos con prolongaciones con unión aluminotermia.....	299
Figura F.8. Torre.....	301
Figura F.9. Conexión de red de tierras general-turbina.....	301
Figura F.10. Punto de conexión de tierras de caseta prefabricada	302
Figura F.10. Soldadura	303

Índice de tablas

Tabla 1.1. Evolución de los aerogeneradores en el periodo 1985-2008.....	7
Tabla 1.2. Reparto de la potencia eólica acumulada a 01/01/09 por Sociedades propietarias en España.....	11
Tabla 2.1. Valores orientativos de n para distintos tipos de terreno.....	30
Tabla 2.2. Mediciones realizadas en el mástil El Manchego a 81 m.....	50
Tabla 2.3. Mediciones realizadas en el mástil Barrax a 78 m.	51
Tabla 2.4. Ratios de correlación entre el mástil Barrax y el mástil El Manchego .	57
Tabla 2.5. Velocidad del viento y distribución de frecuencias de dirección.....	58
Tabla 2.6. Velocidad del viento y producción de energía estimada para el parque eólico	60
Tabla 2.7. Producción de energía del parque eólico.....	60
Tabla 2.8. Incertidumbre en la producción de energía	61
Tabla 2.9. Probabilidades de superación de estimaciones de velocidad del viento	62
Tabla 2.10. Probabilidades de superación de las estimaciones de la energía neta ..	62
Tabla 3.1. Parámetros básicos de las clases de diseño de aerogeneradores	80
Tabla 3.2. Estudio de mercado para selección de aerogeneradores	84
Tabla 5.1. Anchura mínima de caminos	106
Tabla 5.2. Localización de los aerogeneradores.....	112
Tabla 5.3. Características de los transformadores elevadores.....	114
Tabla 5.4. Tipos de celda de aerogeneradores.....	117
Tabla 5.5. Longitud de cables de MT	119
Tabla 5.6. Situación de la subestación eléctrica en coordenadas UTM	123
Tabla 5.7. Centro de la subestación eléctrica	123
Tabla 5.8. Coordenadas UTM de la L.A.T.....	144
Tabla 5.9. Longitud de las líneas aéreas.....	145
Tabla 5.10. Contrapesos	150
Tabla 5.11. Cruzamientos de la línea aérea.....	154
Tabla 5.12. Descripción técnica de las instalaciones	155
Tabla 6.1. Mantenimientos preventivos semestrales.....	169
Tabla 6.2. Mantenimientos correctivos	170
Tabla 7.1. Nivel de tensión de conexión de las centrales.....	172
Tabla 7.2. Tarifas y primas de las instalaciones eólicas.....	192
Tabla 7.3. Valores porcentuales bonificación/penalización por energía reactiva .	196
Tabla 7.4. Inversiones basadas en rentabilidad	199
Tabla 8.1. Datos técnicos del parque eólico	203
Tabla 8.2. Desglose del proyecto llave en mano	204
Tabla 8.3. Comparativa de precios	204
Tabla 8.4. Costes de explotación.....	205

Tabla A.1. Longitudes de tramos subterráneos de cableado de 20 KV.....	223
Tabla A.2. Longitudes de tramos aéreos de cableado de 20 KV.....	223
Tabla A.3. Eficiencia eléctrica del Parque Eólico El Manchego I.....	224
Tabla B.1. Matriz de interacciones factores ambientales-acciones del proyecto..	230
Tabla B.2. Caracterización de impactos.....	231
Tabla B.3. Matriz de caracterización y valoración de impactos: empleo de maquinaria y transportes.....	233
Tabla B.4. Matriz de caracterización y valoración de impactos: excavaciones y movimiento de tierras.....	234
Tabla B.5. Matriz de caracterización y valoración de impactos: ejecución de obras	235
Tabla B.6. Matriz de caracterización y valoración de impactos: Funcionamiento parque eólico.....	236
Tabla B.7. Matriz de caracterización y valoración de impactos: mantenimiento de las instalaciones.....	237
Tabla C.1. IMDp.....	245
Tabla C.2. Espesores de capa por tipo de explanada.....	246
Tabla C.3. Grados de compactación y capacidad portante.....	246
Tabla C.4. Galibo horizontal en curva.....	248
Tabla D.1. Distribución y profundidad alcanzada en sondeos de El Manchego I.	253
Tabla D.2. Profundidades alcanzadas en las calicatas realizadas en las posiciones de los aerogeneradores.....	253
Tabla D.3. Profundidades alcanzadas en las calicatas realizadas en el emplazamiento de la subestación eléctrica.....	254
Tabla D.4. Muestras seleccionadas, analizas y ensayadas en el laboratorio.....	256
Tabla D.5. Muestras de suelos seleccionadas en la ejecución de los sondeos.....	257
Tabla D.6. Espesor de la Unidad Geotécnica 1 detectado durante las calicatas realizadas en el parque eólico.....	279
Tabla D.7. Espesor de la Unidad Geotécnica 1 detectado durante las calicatas realizadas en la futura subestación eléctrica.....	279
Tabla D.8. Espesor del Nivel Geotécnico 1a, detectado durante las calicatas en el parque eólico.....	280
Tabla D.9. Espesor del Nivel Geotécnico 1a, detectado durante las calicatas realizadas en la futura subestación eléctrica.....	280
Tabla D.10. Parámetros geotécnicos atribuidos a este nivel de suelos NG1a.....	281
Tabla D.11. Espesor del Nivel Geotécnico 1b, detectado durante las calicatas realizadas en el parque eólico.....	282
Tabla D.12. Espesor del Nivel Geotécnico 1b detectado en las calicatas realizadas en el emplazamiento de la subestación eléctrica.....	282
Tabla D.13. Resultados de los ensayos de laboratorio efectuados sobre materiales del Nivel Geotécnico 1b.....	282
Tabla D.14. Parámetros geotécnicos atribuidos a este nivel de suelos NG1b.....	283
Tabla D.15. Parámetros geotécnicos atribuidos a este nivel de suelos NG2a.....	283
Tabla D.16. Parámetros geotécnicos atribuidos a este nivel de suelos NG2b.....	284
Tabla D.17. Parámetros geotécnicos atribuidos a este nivel de materiales NG2c.	285

Capítulo 1

Introducción

1.1. INTRODUCCIÓN

En la última década, tanto en nuestro país como en el resto del mundo, temas como la conservación de los recursos naturales y la protección del medio ambiente, han alcanzado gran relevancia. Una de las áreas de grandes problemas medioambientales es la generación de energía y son muchos los esfuerzos que hay que promover a fin de articular un porvenir más esperanzador para las generaciones futuras, y en este sentido, uno de los logros más significativos es, sin duda, el desarrollo de nuevas actitudes respecto del uso racional de energía y políticas que fomentan al máximo el uso de energías renovables, también llamadas energías verdes o limpias, tales como la eólica, solar, hidráulica y biomasa, que reducen las emisiones de gases que producen el calentamiento del planeta. Una de estas políticas es el Protocolo de Kyoto, el cual tiene como objetivo reducir sustancialmente las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), y son muchos los países, entre ellos España, que tienen programas con objetivos concretos de incremento del uso de estas energías renovables. En este contexto, en los últimos tiempos se ha producido un fuerte impulso en el desarrollo y utilización de distintas tecnologías de generación, en particular aquellas relacionadas con fuentes renovables.

La confianza en los sistemas eólicos de generación de energía eléctrica se ha incrementado notablemente en esta última década, no solamente entre la opinión pública sino incluso entre los sectores más reacios del negocio energético. La energía eólica es vista por la opinión pública como una fuente de empleo local y vía de desarrollo del entorno, sin graves incidencias negativas sobre el medio ambiente. La gran aceptación de esta energía por la opinión pública junto con la rentabilidad de las instalaciones ha contribuido y contribuye a su rápido desarrollo.

La Unión Europea es el espacio político que se ha situado en cabeza del desarrollo de la energía eólica, inicialmente movida por intereses ambientales y en la actualidad por la realidad tecnológica y comercial. En todos los países miembros se aplican condiciones comerciales específicas para la electricidad generada a partir de energía eólica; en general, se asumen tarifas especiales de conexión a la red de transporte o distribución.

1.1.1. Evolución histórica de la energía eólica

El uso más antiguo de la energía eólica del que se tiene documentación es como medio de locomoción. La energía eólica encontró su aplicación masiva en el panorama energético de la civilización humana con el uso de la vela para la propulsión de embarcaciones.

Los ingenios hidráulicos fueron las primeras máquinas utilizadas por el hombre para obtener fuerza mecánica ya que las máquinas eólicas presentaban mayores dificultades técnicas. Las peculiares características de los vientos, su comportamiento irregular tanto en intensidad como en dirección, exigen para su aprovechamiento una tecnología capaz de desarrollar unos mecanismos de regulación y orientación de nivel más complejo que los molinos hidráulicos.

Salvo aplicaciones menores, los persas fueron probablemente los primeros en aplicar la energía eólica a la agricultura de forma masiva, usando motores de eje vertical para elevar agua de irrigación y moler grano (siglo VII). Estos aparatos estaban compuestos por velas montadas verticalmente unidas a un eje vertical, el empuje del aire sobre las velas proporcionaba un movimiento giratorio. Una pantalla estacionaria de mampostería reducía la fuerza del viento sobre las palas que avanzaban a barlovento¹, obteniéndose así un par neto sobre el eje al estar expuestas al viento las palas que avanzaban a sotavento². Esta solución anulaba la capacidad de esta máquina de eje vertical de funcionar con cualquier dirección del viento. Esto en las zonas de Persia en que se usaron no era un gran problema por ser los vientos de dirección dominante. El control de la potencia se realizaba incluyendo postigos en las aspas giratorias o en la obra de mampostería. En China se emplearon con anterioridad molinos de viento similares, denominadas panémonas, que se usaban para bombear agua en las salinas, e incluso algunos historiadores apuntan hacia la posibilidad de que pudieron ser los precursores de los molinos persas.

El molino occidental, en contraste, es de eje horizontal y se han encontrado referencias a él ya en el siglo XII. Su origen no está muy claro, aunque podía haber sido una evolución del molino persa, eventualmente traído a Occidente por los cruzados. Por ser de eje horizontal requiere un mecanismo de orientación para encarar el rotor o turbina al viento (turbina tipo axial). A cambio se obtiene una mayor potencia que con los de ejes verticales antes descritos.

Hacia el siglo XIV se desarrolló el molino de torre. Ver figura 1.1 (Soria, 2007). En éstos sólo gira la parte superior del molino, que incluye el rotor, mientras que la parte inferior es una torre de ladrillo o piedra solidaria al suelo. En este tipo de molino las palas estaban siempre del lado de barlovento, realizándose en las primeras épocas la orientación de forma manual y posteriormente con mecanismos automáticos.

El mecanismo más efectivo usado ha sido el molino de cola, el cual consiste en un eje horizontal dotado de aspas de pequeño tamaño y orientado perpendicularmente a las aspas principales. Si el rotor de potencia estaba encarado al viento el rotor de direccionamiento permanece estacionario al recibir el viento de lado.

1. Barlovento. Las máquinas con rotor a barlovento tienen el rotor de cara al viento. La principal ventaja de los diseños corriente arriba es que se evita el abrigo del viento tras la torre.

2. Sotavento. Las máquinas con rotor a sotavento tienen el rotor situado en la cara a sotavento de la torre. La ventaja teórica que tienen es que pueden ser construidos sin un mecanismo de orientación si el rotor y la góndola tienen un diseño apropiado que hace que la góndola siga al viento pasivamente.

Un cambio en la dirección del viento hace que gire, al transmitirse este giro por medio de engranajes al eje vertical de orientación, lograba su correcto encaramiento, instante en el cual deja de girar. Una evolución de este mecanismo se emplea hoy día.



Figura 1.1. Molinos de torre

La potencia máxima del molino occidental podría cifrarse en unos 7 a 15 KW y se podía controlar bien por la cantidad de aspa recubierta de tela, bien con el uso de postigos de madera en las mismas.

El molino occidental se ha usado no sólo para moler sino para bombear agua, mover serrerías, extraer mineral y para aplicaciones en las que se requería potencia concentrada.

Ya en el siglo XVII se realizaron mejoras tecnológicas en los molinos de viento, como dar cierta torsión a la pala a lo largo de su envergadura con el fin de mejorar su rendimiento aerodinámico, que empiezan a configurar los molinos modernos.

En el siglo XVIII se refinan los mecanismos del interior del molino, siendo ya común la existencia de rodamientos en los ejes de los molinos más avanzados. Las aspas pasan de ser un enrejado plano de madera recubierto de una lona con un larguero central, a ser un ala rudimentaria de iguales materiales. Disponen el larguero más próximo al borde de ataque del aspa para mejorar la corriente alrededor de él y con torsión. A finales de este siglo se podían encontrar molinos de viento por toda Europa y América del Norte y del Sur.

La aparición de los motores térmicos, primero la máquina de vapor y luego el motor de combustión interna, desplazó casi completamente a las máquinas eólicas durante la revolución industrial del siglo XIX. En este siglo cabe destacar el desarrollo de la turbina eólica multipala americana (figura 1.2. Soria, 2007), que consiste en un rotor multipala de unos 3 metros de diámetro conectado a un mecanismo de biela-manivela. Éste mueve un eje vertical con movimiento alternativo que llega hasta una bomba de émbolo situada en la base de la torre, diseñada para acumular agua en un depósito. Su orientación al viento se realiza generalmente por medio de una veleta, la cual se puede plegar sobre el rotor manualmente para desactivar su funcionamiento, o bien se realiza automáticamente al sobrepasar un valor de la velocidad del viento. Este ingenio marca la sustitución paulatina de la madera por el hierro y de la fabricación unitaria por la fabricación en serie.



Figura 1.2. Multipala americana

Por la misma época, en 1892, en Dinamarca, país con importantes recursos eólicos, el profesor Latour diseñó el primer aerogenerador eléctrico, marcando el comienzo del desarrollo de la moderna tecnología eólica. Antes de la primera guerra mundial se llegaron a instalar aerogeneradores con una potencia máxima de 25 KW.

El factor decisivo para el desarrollo posterior ha sido la tecnología aeronáutica, que ha permitido sustituir las palas lentas y de bajo rendimiento por aspas de diseño aerodinámico semejantes a las hélices de avión.

A comienzos del siglo XX se produjeron muchas aportaciones científicas y técnicas fundamentadas en la mecánica de fluidos. El investigador alemán Betz demostró que la máxima fracción de energía extraíble de una corriente uniforme abierta es el 60 %, conocido como límite de Betz. Asimismo, Glauert, experto en mecánica de fluidos, demostró que puede obtenerse mayor rendimiento cuanto mayor es el coeficiente de velocidad λ , cociente entre la velocidad de punta de pala debida al giro y la velocidad incidente del viento.

En 1927 Dekkler construyó el primer rotor provisto de palas de sección aerodinámica (redondeado en su borde de ataque (barlovento) y afilado en su borde de salida (sotavento)), permitiendo velocidades de punta de pala de 4 a 5 veces la velocidad del viento incidente. La teoría había ya demostrado que al aumentar esta relación de velocidades, menor era la influencia del número de palas sobre el rendimiento, por lo que empezaron a aparecer aeroturbinas de dos y tres palas, lo que abarataría su construcción.

Como consecuencia de la aplicación de la Ingeniería Aeronáutica, a partir de 1920, comenzaron una serie de desarrollos que confirmaron definitivamente las aeroturbinas de alto rendimiento y alta velocidad como el diseño más efectivo para la producción de energía eléctrica. Pero hicieron aparecer toda una serie de nuevos problemas, como las vibraciones estructurales, las vibraciones de las palas acopladas con la corriente de aire, etc.

En 1924, Savonius desarrolla una aeroturbina de eje vertical consistente en dos semicilindros huecos, decalados y dispuestos según un eje vertical. Tenían la ventaja de ofrecer par de arranque pero su bajo rendimiento y su reducida velocidad de giro hacían que sus aplicaciones se limitasen a bombeo de pistón. Ver figura 1.3 (Soria, 2007).



Figura 1.3. Aerogenerador Savonius

En 1927, Darrieus desarrolla la turbina de eje vertical consistente en dos o más palas dispuestas con la forma que toma una cuerda sujeta por sus extremos y sometida a un movimiento giratorio. Su rendimiento y velocidad eran comparables a las turbinas de eje horizontal pero presentaba algunas desventajas como la ausencia del par de arranque, lo que hacía necesario motorizar la turbina para que comience a girar y el empleo de tensores adicionales para garantizar la estabilidad estructural. Ver figura 1.4 (Soria, 2007).



Figura 1.4. Aerogenerador Darrieus

Hacia la segunda guerra mundial se realiza la construcción de aerogeneradores cada vez mayores pero de resultado aún no del todo satisfactorio. Tras la guerra, el bajo precio del petróleo ralentizó notablemente la expansión de la energía eólica hasta la crisis del petróleo de 1973 (Lecuona, 2005).

Como consecuencia de la crisis energética de 1973 y el encarecimiento del precio del petróleo en el periodo 1973-1986, se produce un resurgimiento de la tecnología del aprovechamiento del viento, que lleva a la aparición de los actuales aerogeneradores. Ver figura 1.5 (Soria, 2007).



Figura 1.5. Aerogenerador actual de eje horizontal

A finales de la década de los setenta aparecen los primeros aerogeneradores comerciales que denominaremos nueva generación de sistemas de conversión eólica. De estas primeras máquinas a los aerogeneradores que se están instalando en la actualidad ha existido un notable desarrollo que permite afirmar que la tecnología de aerogeneradores de pequeña y media potencia (< 600 KW) es una tecnología madura. Hoy se pueden adquirir en el mercado mundial aerogeneradores de más de veinte fabricantes diferentes con garantía de su curva de potencia y de disponibilidad.

Los factores de disponibilidad₃ de máquina, que en las primeras generaciones raramente sobrepasaban el 60 % (debido a mantenimiento y averías), hoy son superiores al 95 % en los nuevos aerogeneradores, alcanzándose el 98 % en los modelos más fiables.

La energía eólica representa hoy día una de las fuentes energéticas más baratas y con una tecnología de aprovechamiento totalmente madura. Asimismo, es totalmente competitiva con otras fuentes tradicionales de producción energética.

El espectacular desarrollo experimentado en el aprovechamiento de la energía eólica en la última década ha sido posible gracias a la existencia de programas nacionales y supranacionales de investigación y desarrollo (CEE, AIE).

En la siguiente tabla se presenta una comparativa entre las tecnologías utilizadas en las instalaciones eólicas de finales del siglo XX con los actuales aerogeneradores (Rodríguez, Burgos y Arnalte, 2003).

3. Factor de disponibilidad. Las cifras de producción de energía anual consideran que los aerogeneradores están en condiciones de servicio y preparados para girar todo el tiempo. Sin embargo, en la práctica, los aerogeneradores necesitan reparación e inspección una vez cada seis meses para asegurar que siguen siendo seguros. Además, las averías de componentes y los accidentes (fallos de suministro eléctrico) pueden inutilizar los aerogeneradores. Estadísticas muy extensas muestran que los fabricantes alcanzan, en consecuencia, factores de disponibilidad de alrededor del 98 por ciento, es decir, las máquinas están preparadas para funcionar más del 98 por ciento del tiempo.

	1985	1995	2008
Diámetro rotor (m)	15	40	72
Altura torre (m)	20	40	62
Potencia nominal (KW)	55	500	1500
Producción anual (MWh)	110	1451	4560
Peso total (t)	12	50	84
Coste estimado (€)	66600	450000	900000
Producción/Área barrida (MWh/m²)	0.621	1.155	1.16
Peso palas/Área barrida (Kg/m²)	1,6	1.2	1.09
Peso góndola/Área barrida (kg/m²)	31	18	10
Peso total/Área barrida (Kg/m²)	68	40	17
Coste /Potencia instalada (€/KW)	1212	900	600

Tabla 1.1. Evolución de los aerogeneradores en el periodo 1985-2008.

La figura 1.6 muestra la evolución de los aerogeneradores en el periodo 1985-2005 (Martínez, 2008).



Figura 1.6. Evolución de los aerogeneradores, periodo 1985-2005.

1.1.2. Estado de desarrollo de la energía eólica

• EÓLICA EN ESPAÑA

En 1979 el Ministerio de Industria y Energía, a través de Estudios de la Energía, puso en marcha un programa de investigación y desarrollo para el aprovechamiento de la energía eólica y su conversión en electricidad.

En España la situación actual comienza en 1978 con el programa de desarrollo de una aeroturbina de 100 KW, con una velocidad de 12 m/s, financiado por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Su objetivo era facilitar el proyecto de grandes aerogeneradores con potencias del orden del MW. La máquina estaba formada por una aeroturbina de eje horizontal con tres palas de fibra de vidrio y poliéster de 20 metros de diámetro. Para su emplazamiento se hizo un estudio previo de las curvas de potencial eólico en España, realizado en el Instituto de Técnica Aeroespacial (INTA).

Los trabajos financiados por el Ministerio a través del Centro para el Desarrollo Tecnológico e Industrial (CDTI), realizados entre 1981 y 1986, logran la creación de un embrión industrial nacional basado en ese momento en aeroturbinas de pequeño (20 KW a 100 KW) y medio tamaño (100 KW a 500 KW). El Plan de Energías Renovables de 1986 (PER-86) marcó directrices que favorecieron la instalación de los primeros parques eólicos, de unos 300 KW, creados por la colaboración entre el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético (IDEA-MICT), Comunidades Autónomas, compañías eléctricas y empresas privadas. En 1988 se inició el segundo Plan de Energías Renovables (PER-89) que estableció criterios de competitividad en los que se atendía más a los aspectos productivos, precio y calidad, que a las subvenciones directas para el desarrollo tecnológico (Lecuona, 2005).

El progreso de la tecnología nacional permitió tener en 1990 cuatro parques operativos de un total de ocho aeroturbinas, mientras la industria nacional lograba máquinas competitivas que superaban los 100 KW, precursoras de los actuales parques eólicos.

El nivel tecnológico logrado tras esa época, junto con la producción eléctrica, situaron en la década de los noventa a nuestro país en el cuarto lugar en Europa, lo cual totalizó un 25 % de la potencia mundial, siendo el resto prácticamente en EE.UU.

La *European Wind Energy Association* (EWEA) estimaba que para el año 2030 un 10 % de la electricidad en la Unión Europea fuera de origen eólico. La UE ha resuelto fijar para 2010 que el 12 % de la generación primaria de energía provenga de fuentes renovables. De acuerdo a la estructura de las fuentes de energía, esto puede suponer un 20 % de la electricidad. A España le corresponde producir el 29.4 % de la energía eléctrica con fuentes de energía renovable (F.E.R).

En agosto de 2005 el Gobierno aprobaba el Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010, un nuevo texto que revisaba el anterior Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2010, para reconducir los esfuerzos estatales por alcanzar un objetivo común en la Unión Europea: que las fuentes renovables contribuyan con un mínimo del 12% al consumo nacional bruto de energía en 2010 (tal y como propuso en 1997 el Libro Blanco de las energías renovables de la Comisión Europea).

La revisión de la planificación anterior venía justificada, en la mayoría de los casos, por el insuficiente desarrollo de las fuentes renovables logrado hasta la fecha, pero no así con la eólica, donde se daba justo el extremo opuesto: con el sector de los aerogeneradores era necesario replantearse los objetivos fijados para el 2010,

simplemente porque seis años antes de llegar a esa fecha prácticamente estaban conseguidos. En concreto, el Plan de Fomento de las Energías Renovables 1999-2010 se proponía lograr que en 2010 la energía eólica alcanzase una producción anual media de 1.852.000 toneladas equivalentes de petróleo (tep), pero a finales de 2004 ya proporcionaba para un año medio 1.683 Ktep.

Con la aprobación del Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, el objetivo era sumar en los próximos cinco años 12.000 nuevos megavatios instalados a los 8.155 que ya había acumulados en el país hasta finales de 2004, es decir, llegar en 2010 a los 20.155 MW, una meta impensable hace no mucho. Por comunidades autónomas, los objetivos más ambiciosos para 2010 son los fijados para Andalucía (1.850 megavatios nuevos), Comunidad Valenciana (1.579), Galicia (1.570), Aragón (1.246), Castilla y León (1.157) y Castilla La Mancha (1.066) (IDAE, 2005).

Si se consiguiese el objetivo de 20.155 MW marcado por el PER, en 2010 el parque eólico español generaría unos 45.500 GWh anuales de energía eléctrica y evitaría la emisión a la atmósfera de entre un mínimo de 16,9 y un máximo de 43,7 millones de toneladas de CO₂, según la materia prima utilizada (ciclo combinado con gas natural o central térmica de carbón, respectivamente). Para ello, el documento gubernamental calcula que se necesitará una inversión acumulada en moneda corriente de 11.756 millones de euros para el período 2005-2010, que se espera procedan en su totalidad de la iniciativa privada, ya sea como financiación propia o ajena (en su mayor parte), dado el grado de madurez y los resultados demostrados por este sector.

Durante 2008 se instalaron en España 1.609 MW eólicos con lo que la potencia acumulada a uno de enero de 2009 es de 16.740 MW, lo que supone que en los últimos cinco años se han instalado en España 10.532 MW, según el Observatorio Eólico de la Asociación Empresarial Eólica (AEE), que recoge los datos facilitados por sociedades propietarias y fabricantes y que son contrastados con las administraciones autonómicas.

Como estaba previsto, el incremento fue inferior al del 2007 (3.505 MW), año récord impulsado por el nuevo RD 661 que aceleró la construcción de todos los proyectos planteados antes de la aprobación de la nueva norma, ya que aquellos parques que se pusieran en funcionamiento antes del uno de enero de 2008 podían mantenerse hasta el 31 de diciembre de 2012 con unas condiciones más favorables en su retribución. Dicho aumento, se mantendrá o incrementará en los dos próximos años, lo que permitirá alcanzar los 20.155 MW eólicos fijados como objetivo del vigente Plan de Energías renovables 2005-2010. En la figura 1.7 se puede ver la evolución anual y acumulada de la potencia eólica instalada en España entre 1997 y 2008 (AEE, 2009).

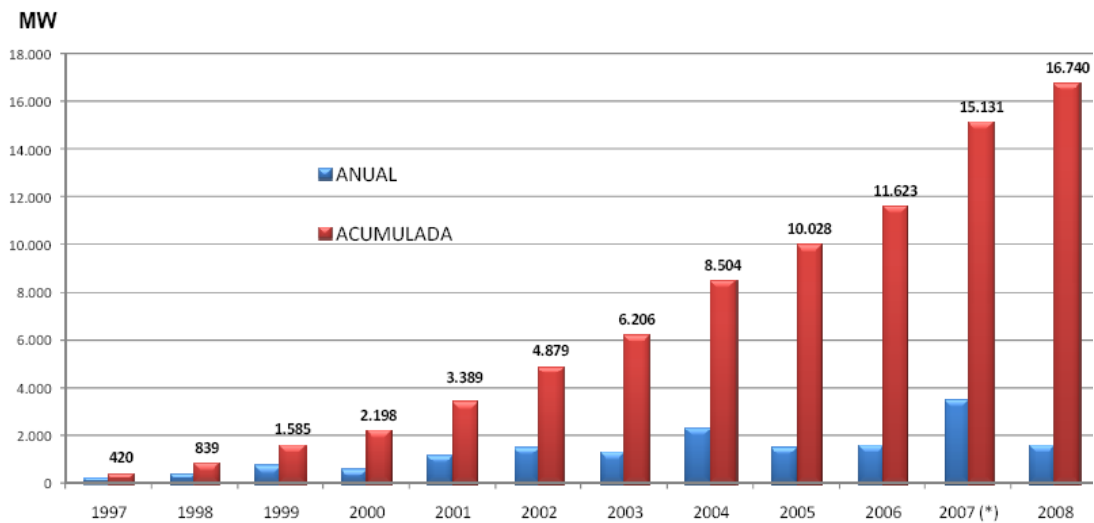


Figura 1.7. Evolución anual y acumulada de la potencia eólica en España. 1997-2008

Por Comunidades Autónomas, Castilla-La Mancha lidera el ranking con 3.415 MW, seguida de Castilla y León con 3.334 MW, que se sitúa por delante de Galicia (que encabezaba este ranking autonómico hasta 2006), que a su vez llega a los 3.145 MW. Ver figura 1.8. (AEE, 2009).

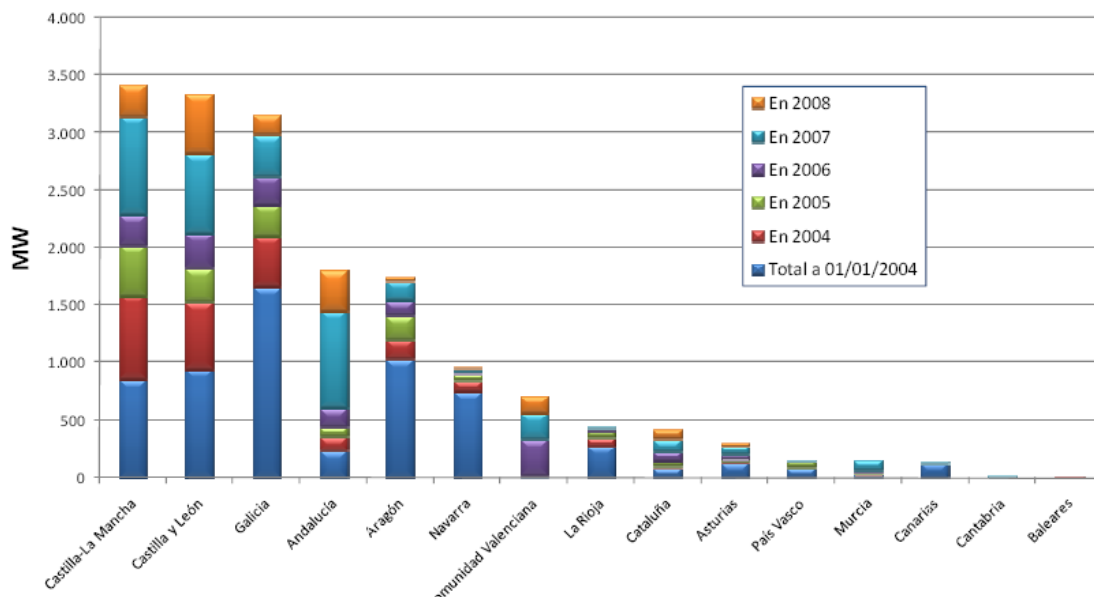


Figura 1.8. Potencia eólica instalada en España por Comunidades Autónomas 2004-2008.

El ranking por sociedades de parques está liderado por Iberdrola con una potencia acumulada de 4.602 MW. En segundo lugar con 2.689 MW instalados está Acciona, que a diferencia de Iberdrola es un grupo constructor, no es una eléctrica, seguida de Ecyr (Endesa) y Neo Energía con 1.640 MW y 1.212 MW respectivamente. En la tabla 1.2 se puede ver el reparto de la potencia eólica acumulada a 1 de enero de 2009 por sociedades propietarias (AEE, 2009).

SOCIEDAD PROPIETARIA DE PARQUES EÓLICOS	POTENCIA TOTAL (MW)	% SOBRE TOTAL
IBERDROLA RENOVABLES	4.602,35	27%
ACCIONA	2.698,84	16%
ECYR	1.640,94	10%
NEO ENERGÍA	1.292,60	8%
EUFER	613,57	4%
EyRA	495,48	3%
OLIVENTO, S.L.	421,79	3%
GAS NATURAL	382,77	2%
ENERFÍN	336,08	2%
EOLIA RENOVABLES	296,63	2%
MOLINOS DEL EBRO	235,16	1%
AGRUPACIÓ DE ENERGÍAS RENOVABLES, S.A. (AERSA)	227,58	1%
E. ON Renovables	214,54	1%
MEDWIND	197,25	1%
EÓLICA DE NAVARRA	189,91	1%
GAMESA	144,45	1%
IBEREÓLICA	140,90	1%
FORLASA	105,00	1%
OTROS	2.504,49	15%
TOTAL ACUMULADO	16.740,32	100%

Tabla 1.2. Reparto de la potencia eólica acumulada a 01/01/09 por Sociedades propietarias en España.

• **SITUACIÓN MUNDIAL**

Al finalizar 2004 la potencia eólica instalada en el conjunto del planeta se situaba aproximadamente en 47.200 MW. Esto suponía un nuevo récord de crecimiento anual, con 7.700 MW nuevos instalados durante el año 2004. Pero, sobre todo, confirmaba un cambio significativo en el desarrollo de esta industria: la globalización de la energía eólica. La industria eólica internacional está adoptando una visión muy positiva del desarrollo del mercado eólico mundial de cara a los próximos años. Para el año 2012, se espera que la potencia instalada a nivel global alcance los 208.000 MW, frente a los 120.791 MW registrados a finales del 2008. Ver figura 1.9 (WWEA, 2008).

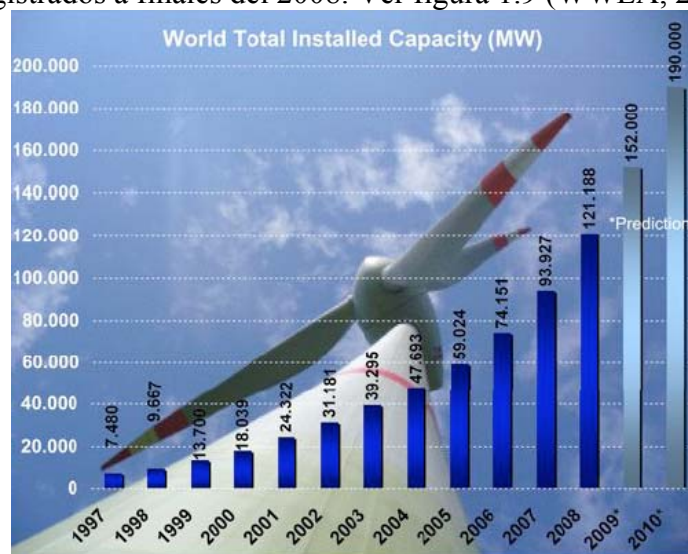


Figura 1.9. Evolución acumulada de la potencia eólica mundial. 1997-2010.

Si bien la Unión Europea (UE) representa el 55 % de toda la potencia instalada en el mundo, lo cierto es que el aprovechamiento energético del viento ha dejado de ser cuestión de un único continente. Mientras que en 2003 fueron diez los países que construyeron parques eólicos por encima de los 100 MW, en 2004 esta lista aumentaba a 19, de los cuales 9 eran no europeos. Del mismo modo, el continente asiático poseía ya el 10% de la potencia eólica instalada.

En lo que respecta al ranking mundial, los cinco países del mundo con más potencia eólica acumulada a finales de 2004 volvían a ser: Alemania (16.630 MW), España (8.155 MW), EE. UU. (6.750 MW), Dinamarca (3.120 MW) e India (3.000 MW). Debido a la globalización de la energía, este ranking ha cambiado a lo largo de los últimos cinco años, siendo en la actualidad (diciembre 2008) EE.UU. el país que lo lidera con 25.700 MW instalados, seguido de Alemania y España con 23.903 MW y 16.754 MW, respectivamente. Ver figura 1.10 (GWEC, 2009).

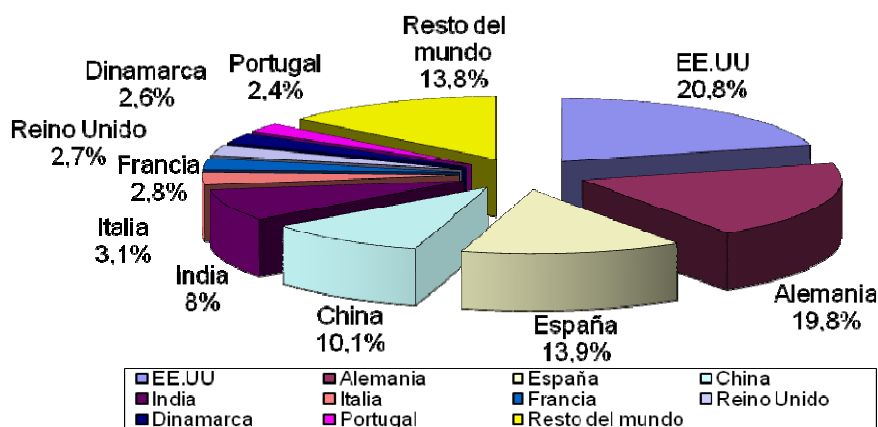


Figura 1.10. Top 10 Potencia eólica acumulada instalada. Diciembre 2008

- Europa

El continente europeo sigue siendo el más destacado en el desarrollo de la energía eólica, en especial tres países, Alemania, España y Dinamarca. No obstante, en los últimos años los aerogeneradores se han multiplicado en otras naciones del continente, destacando Italia, Holanda Reino Unido y Portugal. Los países del Este adheridos en 2004 a la UE aportan hoy en día muy pocos megavatios, aunque son mercados más prometedores.

- Alemania: El fuerte apoyo de las autoridades federales y regionales alemanas ha sido el factor decisivo que ha convertido a este país en el número uno mundial de la industria eólica. El gran despegue se produjo con la aprobación en 1991 de una ley fundamental, que garantizaba a los productores de energías renovables la percepción de hasta el 90% del precio que las compañías eléctricas cobraban a los consumidores domésticos por cada kilovatio-hora que generasen. Además, esta legislación nacional ha estado acompañada por fuertes políticas regionales.

- Dinamarca: La clave del éxito ha venido de la mano de la industria danesa de aerogeneradores, que domina el mercado mundial desde los años 80. Dinamarca es el país número uno en parques mar adentro, con más de 400 MW instalados. Sin embargo, últimamente el crecimiento del parque eólico danés prácticamente se ha paralizado.

- Reino Unido: Los atlas eólicos muestran que el Reino Unido cuenta con los mayores recursos eólicos del continente. Sin embargo, ha sido en el último lustro cuando ha empezado a explotarlo.

- Portugal: Con la finalidad de reducir la dependencia de las clásicas fuentes de combustibles fósiles, se desarrollan en Portugal programas dirigidos al uso de nuevas formas de energía alternativa, así como su incorporación a las redes de producción y distribución de energía. (Álvarez, C., 2009).

En la figura 1.11 se puede ver la potencia eólica instalada en Europa por países en diciembre de 2008 (GWEC, 2009).

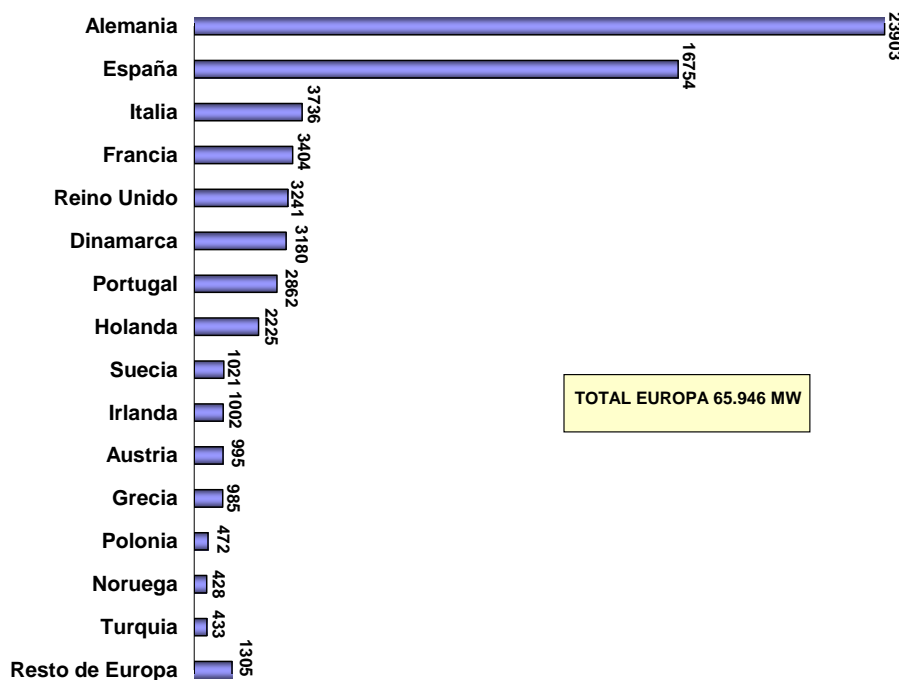


Figura 1.11. Potencia eólica instalada en Europa. Diciembre 2008

- América

El continente americano tenía instalados a finales de 2004 un total de 7.410 MW de potencia y a finales de 2008, esta cifra se había multiplicado por cuatro, alcanzándose los 27.539 MW. El mercado canadiense se muestra bastante activo y hay fundadas expectativas en torno a países como Brasil o Argentina.

- EE.UU.: Ha sido el único país del mundo en el que la energía eólica ha crecido a un ritmo similar al europeo. En 2004 acumulaba 6.750 MW, pero la instalación de nuevos megavatios se frenó debido al retraso en la prolongación de la exención fiscal a la producción (*Production Tax Credit, PTC*). La ampliación del plazo de esta bonificación hasta 2007 permitió una pronta recuperación, alcanzándose en diciembre de 2008 los 25.170 MW instalados. Estados Unidos, junto con Canadá, dispone de los mayores recursos eólicos comprobados del planeta.

- Canadá: Tiene excelentes recursos y comienza a despertarse. No obstante, la Canadian Wind Energy Association ha anunciado un ambicioso plan para disponer de un total de 10.000 MW eólicos en 2010. En diciembre de 2008 concluyó con 2.369 MW.

- Brasil y Argentina: Aunque ninguno de los dos está entre los 20 primeros países en el aprovechamiento energético del viento, se espera que Brasil logre un desarrollo

significativo cuando las primeras instalaciones impulsadas por el programa gubernamental PROINFA se consoliden, en cuya construcción participan varias empresas españolas. Argentina posee enormes recursos en la Patagonia, y algunas compañías europeas elaboraron ya planes de negocio para explotarlos, pero los años de recesión han alejado provisionalmente a los inversores (Álvarez, C., 2009).

- **Asia**

Asia concluyó 2008 con 24.368 MW acumulados, después de instalarse ese mismo año 8.589 MW nuevos. Por otro lado, India y China están entre los diez primeros países del mundo en potencia eólica acumulada. Entre los tres disponen del 18.1 % de la potencia mundial.

- India: La nación pionera en el aprovechamiento del recurso eólico entre los países en vías de desarrollo comenzó a impulsar esta fuente de energía de forma poco racional y con equipos inadecuados. Los promotores buscaban beneficios fiscales más que generación eléctrica y el 70% de los aerogeneradores eran fabricados por empresas nacionales. En los últimos años, el mercado indio ha vuelto a resurgir, pero de forma más ordenada, presentando unas elevadas probabilidades de rápido crecimiento. El fabricante indio de aerogeneradores Suzlon ha comenzado su expansión internacional recientemente, mediante la adquisición de varias fábricas de componentes de primer nivel.

- China: El hecho de que China organizase la Conferencia Mundial de Energía Eólica en 2004, más la reciente aprobación de legislación sobre energías renovables, hace esperar un fuerte impulso del mercado eólico en el gigante asiático. Este país posee buenos recursos eólicos, disponiendo a finales de 2008 de 12.210 MW. (Álvarez, C., 2009).

- **Oceanía**

La región ha mostrado una tasa de crecimiento alentadora, alcanzando 1.819 MW a finales de 2008, la mayoría de ellos gracias a Australia. Los compromisos tomados por el gobierno australiano para aumentar sus esfuerzos en la mitigación del cambio climático y en la expansión de las energías renovables, crean la expectativa de que el mercado eólico australiano mostrará un gran crecimiento aún en los años venideros. Nueva Zelanda, a la espera de un cambio en su gobierno, podrá, sin embargo, tardar un poco más en volcarse en la energía renovable. (Álvarez, C., 2009).

- **África**

Sin disponer de información suficiente en buena parte de su territorio sobre la existencia de recursos eólicos apreciables, sí que hay ciertas zonas que en los últimos tiempos han sido intensamente evaluadas, presentando un elevado potencial (norte de Marruecos, Mar Rojo, Sudáfrica...). Aun así, la mayor parte del continente posee una red eléctrica muy débil para posibilitar la evacuación de la posible energía generada, por lo que se considera que la mejor forma de contribuir a la electrificación es mediante el empleo de instalaciones a pequeña escala en poblaciones aisladas. Se prevé que en el año 2050 África doble su población actual, alcanzando los 2.000 millones de habitantes (el 21% de la población del planeta prevista para entonces). Hoy en día su población consume únicamente el 3% de la electricidad mundial. A pesar de la pobreza imperante,

se constata un notable crecimiento económico conexo a un mayor incremento de la demanda energética. Fuentes de energía como la originada por el viento servirán para paliar en el futuro la escasez de recursos energéticos endógenos.

- Egipto y Marruecos: Los países del norte de África han mostrado un especial interés por la promoción de la energía eólica. Algunos han presentado ya planes de desarrollo, pero éstos no han cuajado todavía. Egipto es el primero en el ranking eólico africano con 365 MW en diciembre de 2008, seguido de Marruecos con 134 MW.

En la figura 1.12 (GWEC, 2009) se puede ver la potencia eólica anual instalada por regiones en el periodo comprendido entre 2003 y 2008. En general, el centro del sector eólico pasa de Europa hacia Asia y Norte América. Europa disminuye su porcentaje global de capacidad total instalada de 65,5% en 2006 a 61% en el año 2007 y baja hasta 54,6% en 2008. Solo 4 años atrás Europa dominaba el mercado mundial con el 70,7% de la capacidad nueva. En 2008 el continente perdió su posición y por primera vez, Europa (32,8%), América del Norte (32,6 %) y Asia (31,5%) obtenían partes casi iguales en cuanto a la nueva capacidad. Sin embargo, Europa es aún el continente más fuerte mientras que Norteamérica y Asia están aumentando rápidamente su participación en el mercado eólico. Los países latinoamericanos y africanos cuentan solo con el 0,6% y el 0,5% de la capacidad total y se han replegado en términos de nuevas instalaciones en un 0,4% y 0,3% respectivamente sobre la capacidad instalada alrededor del mundo en 2008. (Álvarez, C., 2009).

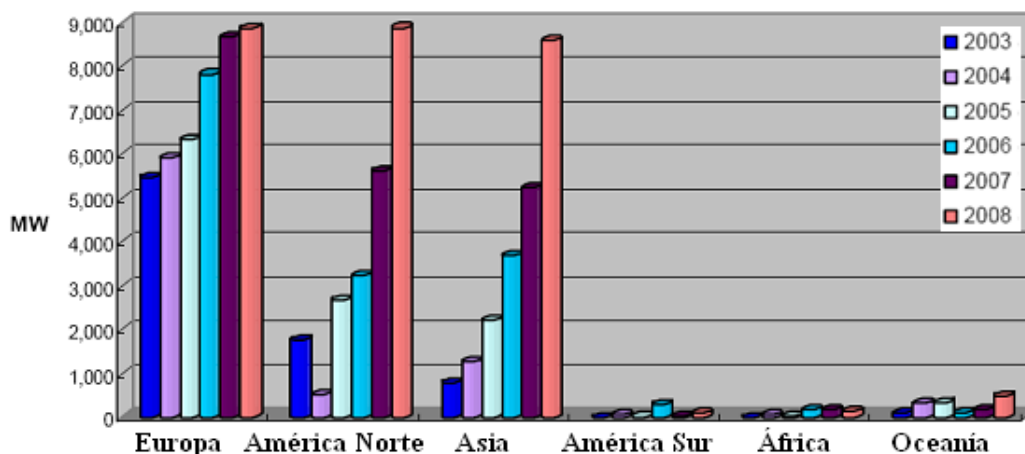


Figura 1.12. Potencia anual instalada por regiones en 2003-2008.

1.1.3. Fabricantes de aerogeneradores

Los fabricantes de aerogeneradores más importantes son (CENER, 2009):

- Vestas

Es una compañía dedicada al desarrollo, producción, marketing, venta, así como al servicio y mantenimiento de parques eólicos. Vestas Mediterranean abarca los países del Mediterráneo, América Latina y Caribe, Oriente Medio y los países del norte, centro y oeste de África. Actualmente la sede de la unidad de negocio de ventas, Vestas Mediterranean, está ubicada en Barcelona. Cuenta con oficinas en Madrid y Zaragoza, además de varias unidades de producción.

- Gamesa

Se trata de uno de los principales fabricantes mundiales de aerogeneradores. La compañía, con más de 10.000 MW instalados en todo el mundo, realiza el diseño, fabricación, venta, instalación, operación y mantenimiento de sus turbinas eólicas. Su catálogo de producto, compuesto por aerogeneradores de potencias medias (Gamesa G5X-850 KW) y aerogeneradores Multi-MW (Gamesa G8X-2,0 MW y la nueva plataforma en desarrollo Gamesa G10X), se caracteriza por una óptima adaptación a todos los emplazamientos y condiciones de viento, así como por la máxima competitividad del coste de la energía producida. Como promotor de plantas de energía, la empresa lleva a cabo la promoción, construcción, explotación y venta de parques eólicos.

- GE Energy

GE es uno de los principales fabricantes de aerogeneradores del mundo. Cuenta ya con más de 10.000 turbinas eólicas instaladas (más de 9.967 MW) y una experiencia acumulada de más de 20 años. La firma dispone de instalaciones de fabricación y montaje de aerogeneradores en Alemania, España, China, Canadá y Estados Unidos, con una gama de productos cuyas potencias van desde los 1,5 MW hasta los 3,6 MW, contando con sus servicios añadidos de operación y mantenimiento.

- Enercon

Al fundar la compañía en 1984, el ingeniero Aloys Wobben ponía en marcha lo que sería el éxito económico y ecológico de Enercon. La tarea de investigación y desarrollo está presente con un fuerte componente innovador. En 1991, tuvo lugar un hito decisivo para la empresa: el desarrollo y la producción del primer aerogenerador sin multiplicadora del mundo. Este hecho marcó la pauta de lo que sería su principal objetivo: energía para el mundo. Con motivo de la gran demanda y de las ventajas fundamentales en términos de producción, fiabilidad y vida útil, la firma comenzó la producción en serie de aerogeneradores sin multiplicadora en 1993. Hasta la fecha, todos los componentes clave (rotor, generador en anilla y armario de potencia y control) se desarrollan y producen internamente. Un concepto con el que ha establecido estándares mundiales en tecnología, calidad y seguridad.

- Suzlon Energy

Es el quinto fabricante mundial de aerogeneradores y con ambiciosas perspectivas de superar esta posición. Como parte de un gran proceso de internacionalización, Suzlon ha establecido recientemente sus oficinas centrales en Ámsterdam. Las actividades a nivel mundial se llevan a cabo desde las subsidiarias en Dinamarca, Estados Unidos, Australia, China y Brasil. El desarrollo del negocio en Europa se gestiona desde Dinamarca, disponiendo de oficinas locales en Portugal, España, Italia y Grecia.

- Siemens

Hoy día, el aumento de la demanda energética y la necesidad de la generación de energía limpia nos deben conducir a todos al concepto de fuentes de energía renovable.

Con la alta eficiencia, la solidez y la fiabilidad de las turbinas de la firma, se consigue una solución para resolver necesidades energéticas manteniendo el respeto al medio ambiente. Las turbinas eólicas de Siemens son la solución de preferencia para las principales compañías eléctricas y promotores que demandan proyectos en tierra y en el mar, no solamente debido a su robustez, sino también por su fiabilidad y productividad.

- Nordex

El Grupo Nordex es uno de los principales proveedores de turbinas eólicas. La empresa cuenta con oficinas de representación y filiales en 18 países de todo el mundo. Bajo la marca comercial Nordex la empresa ofrece potentes turbinas eólicas para la práctica totalidad de regiones geográficas del globo.

- Repower

Debido a su dilatada experiencia en cada punto estratégico de la cadena de valor de la energía eólica, la empresa ha desarrollado una gama integrada de productos y servicios que cumplen con los requisitos más exigentes, en términos de tecnología y calidad. Sus turbinas eólicas, basadas en la tecnología desarrollada por Repower, son el corazón de su gama de productos. Además, proporciona paquetes específicos de servicios que aseguran el valor que de su inversión.

- Acciona Windpower

Produce aerogeneradores de tecnología propia fabricados en dos plantas situadas en España y otra en China, con una capacidad anual superior a 1.100 unidades, que prevé ampliar a corto plazo. Ensambla aerogeneradores para su suministro al propio Grupo Acciona y también para venta a terceros. Está integrada en Acciona Energía, líder mundial en promoción y desarrollo eólico, con 4.357 MW instalados en 163 parques situados en 10 países (año 2007).

- Ecotècnia

Desde hace más de veinte años, Ecotècnia está desarrollando su actividad en el marco de las energías renovables, apostando por un desarrollo tecnológico propio y por el convencimiento que la venta de bienes o servicios ha de aportar valor a la sociedad preservando el medio ambiente. En el campo eólico, la empresa diseña, fabrica y opera sus aerogeneradores, construyendo parques eólicos llave en mano para sus clientes. Su estrategia empresarial radica en el desarrollo de la más avanzada tecnología y en la garantía de una excelente relación entre calidad y rendimiento energético. El resultado de esta línea de actuación es el reconocimiento nacional e internacional de su tecnología.

- Eozen

Compañía dedicada al desarrollo, fabricación y comercialización de aerogeneradores y palas para el sector eólico. Los aerogeneradores Eozen-Vensys destacan por la simplicidad conceptual de sus componentes y su alta fiabilidad, ya que se basan en el empleo de generadores síncronos de imanes permanentes, de

accionamiento directo, sin multiplicadora, y convertidor del 100% de la potencia de la máquina, siendo el único aerogenerador comercial que reúne todos estos elementos. La firma comercializa sus aerogeneradores Eozen-Vensys con potencia de 1,5 MW (Eozen 70 y 77 m de rotor).

- Clipper Windpower

Compañía que fabrica aerogeneradores de 2,5 MW y desarrolla activamente proyectos eólicos en América y Europa. La tecnología patentada por Clipper de su turbina eólica Libery aumenta sustancialmente la eficacia de generación con energía eólica, proporcionando un incremento de ésta en las áreas geográficas potenciales para realizar instalaciones eólicas. La turbina cumple con los estándares de Germanischer Lloyd.

- Dewind

Los aerogeneradores Dewind cumplen los estándares técnicos más altos y ofrecen un nivel máximo de la garantía para la inversión. El concepto de alta eficiencia de la firma combina el uso de componentes superiores para la fabricación de las máquinas y la fiabilidad de los aerogeneradores.

- MTorres

El Grupo MTorres inició sus actividades en el sector eólico en el año 1997, mediante el desarrollo tecnológico del aerogenerador TWT 1.500 multipolar de 1.500 KW de potencia y 72 metros de diámetro de rotor. La empresa realiza una actividad comercial e industrial de forma paralela y complementaria, en dos facetas. Por un lado, una actividad industrial con tecnología propia consolidada, fabricando los modelos pre-serie de aerogenerador y poniendo en funcionamiento las nuevas plantas industriales destinadas a la fabricación de las series comerciales de aerogeneradores. Por otro lado, actúa como promotor de parques eólicos, con la finalidad de contrastar y comprobar su tecnología en diferentes condiciones operativas, que permiten verificar tanto los rendimientos y nivel de los desarrollos y productos eólicos, como el salto tecnológico que representan y las ventajas competitivas que implican respecto a la competencia. Estos parques son una línea complementaria que da soporte y contrasta la calidad y fiabilidad de sus productos como requerimiento de máxima garantía al mercado.

- Mitsubishi Heavy Industries

MHI se ha dedicado a la investigación y desarrollo de las turbinas eólicas desde 1980 y han desarrollado desde entonces equipos de potencias entre 250 KW y 1.000 KW. Hasta la fecha, han fabricado y entregado más de 1.700 unidades por todo el mundo. La máquina del prototipo 2,4 MW está en desarrollo y será puesta en operación durante este año.

En la figura 1.13 se puede ver la clasificación de los diez fabricantes más importantes en el mercado mundial en 2008.

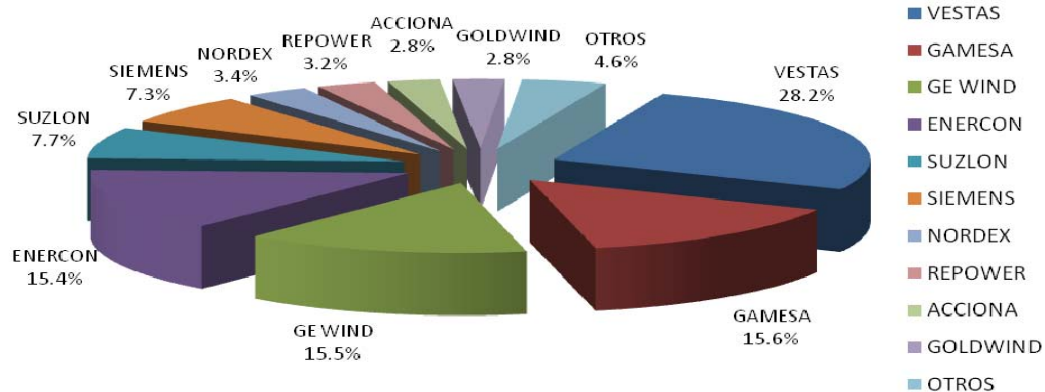


Figura 1.13. Top 10: Suministradores Mundo Aerogeneradores 2008.

1.2. MOTIVACIÓN

En los últimos años se está produciendo un cambio de paradigma en el modelo energético, una renovación de la estructura energética, un resurgimiento de la tecnología del aprovechamiento de las fuentes renovables.

A nivel mundial se está optando por un modelo energético que, garantizando la cobertura de las necesidades energéticas, resulte menos agresivo con el medio ambiente. Se está apostando por una introducción progresiva de las fuentes de energía renovables ya que se ha desarrollado una conciencia generalizada sobre la necesidad de protección del medio ambiente, a causa de los innumerables problemas ambientales que se venían detectando de manera alarmante: emisiones ácidas, derivados de la utilización masiva e incontrolada del carbón y petróleo; aumento del anhídrido carbónico atmosférico, cuya consecuencia más alarmante es el consiguiente incremento del efecto invernadero; disminución de la capa de ozono y otra serie de problemas, cuyas consecuencias podrían alterar gravemente tanto el clima como la calidad de vida en la Tierra.

La motivación de este proyecto ha surgido dentro del marco de aplicación de la energía eólica por representar hoy en día una de las fuentes energéticas renovables más económicas y viables, con una tecnología de aprovechamiento totalmente madura capaz de competir en rentabilidad con otras fuentes energéticas tradicionales.

En la última década se ha producido en España una expansión extraordinaria del aprovechamiento de la energía eólica para la generación de electricidad. La disponibilidad de zonas con potencial eólico estimable junto con las políticas de apoyo a las energías renovables, sobre todo a la eólica, han contribuido a un enorme desarrollo industrial y tecnológico de este sector. España es líder mundial, tanto en potencia instalada, donde ocupa el tercer puesto detrás de Alemania y Estados Unidos, como en número y volumen de empresas que participan en los distintos ámbitos de la energía eólica. Todas las compañías más importantes del sector industrial eólico tienen plantas en nuestro país. Existe un mercado interior y exterior incipiente y con alto potencial que es un objetivo claro para las empresas españolas.

En esta memoria: Proyecto de diseño, construcción y explotación de un parque eólico, se justificará que el parque eólico es una alternativa económicamente rentable, así como de enorme interés desde el punto de vista social y medioambiental.

El proyecto de construcción de un parque eólico, desde su promoción hasta su explotación, permite aplicar conocimientos de todo el proceso de generación eólica, así como conocimientos aprendidos durante los años académicos.

1.3. OBJETIVOS

Dentro del marco general de crecimiento de la generación eólica expuesto en las secciones anteriores, el objetivo de la presente memoria es desarrollar un proyecto de diseño de un parque eólico, competitivo y rentable, en el término municipal de La Roda, provincia de Albacete.

La energía eléctrica generada en el parque eólico, que adoptará el nombre de Parque Eólico El Manchego I, debe ser capaz de satisfacer la demanda de electricidad de los habitantes del término de La Roda y pueblos colindantes. Por consiguiente, la potencia nominal del parque se estima en torno a los 30 MW, potencia suficiente para generar energía eléctrica que cubra la demanda de las aproximadamente 30.000 familias de la zona.

La consecución de este objetivo principal engloba otros objetivos secundarios:

- Selección y clasificación de zonas para la instalación del parque eólico.
Comprende el estudio de la orografía y el régimen de vientos de las distintas zonas existentes a partir de datos reales de viento. Una vez seleccionada la zona que a priori dispone de unas condiciones de viento suficientes como para albergar el parque eólico, se analizan cualitativamente otros parámetros que ayuden a identificar no sólo cuáles son los mejores emplazamientos desde el punto de vista del recurso (zonas con mayor velocidad media anual) sino también aquellos que presentan unas restricciones menores en cuanto a protección medioambiental, acceso al emplazamiento, cercanía de la infraestructura eléctrica para la evacuación de la energía, etc.
- Elección de la tecnología de las turbinas eólicas.
Al diseñar un parque eólico se dispone de un emplazamiento delimitado, aquel que ha sido elegido en la fase de prospección del recurso eólico, y de una potencia total fijada asignada al parque. Con estas restricciones se debe seleccionar la máquina que se va a instalar en el parque. Una primera elección consiste en verificar que no existen limitaciones para la instalación de cierto tipo de aerogeneradores por motivos medioambientales, de transporte o instalación, etc. Superada esta fase, la elección de la turbina se debe realizar de tal forma que se aproveche de la mejor manera posible el recurso del emplazamiento, es decir, que la energía anual producida sea la mayor posible. Asimismo, para la elección se debe tener también en cuenta el coste unitario del aerogenerador (€/KW).
- Definición de las características de toda la infraestructura.
Se definen las características de toda la infraestructura asociada para su posterior construcción, obra civil (accesos, viales y cimentaciones) e infraestructura eléctrica (centros de transformación e infraestructura de media tensión del parque, subestación transformadora y línea de alta tensión de evacuación de energía).

- Integración de la generación eólica en la red eléctrica y su posterior venta en el mercado eléctrico.
Las instalaciones deben cumplir los requisitos técnicos y administrativos para que sea posible su conexión a la red receptora.
- Análisis de viabilidad económica del proyecto.
Se realiza un análisis de viabilidad económica para valorar el parque eólico y comprobar la rentabilidad de la inversión.

1.4. ESTRUCTURA DEL PROYECTO

El proyecto está organizado en diez capítulos y seis apéndices cuyos contenidos se detallan a continuación.

Este primer capítulo de introducción está dedicado a la evolución de la energía eólica, desde los comienzos de su utilización hasta la época actual, para explicar a continuación la motivación de este proyecto y los objetivos que se persiguen.

En el segundo capítulo se abordan los principios físicos relacionados con la conversión de la energía cinética del viento en energía mecánica y posteriormente en eléctrica. Se ha estructurado en tres partes: la primera está dedicada al estudio de las características del viento que son necesarias considerar para calcular la energía que es capaz de desarrollar. En la segunda, se describe el proceso de evaluación energética del recurso eólico existente en una zona, y finalmente, la tercera recoge, combinando la información de las dos anteriores, los resultados del estudio del recurso eólico y producción energética para el Parque Eólico de El Manchego I.

El tercer capítulo está dedicado al estudio de los aerogeneradores. El capítulo comienza con la descripción de los principales conceptos de diseño de las turbinas eólicas con el objetivo de hacer comprender el mecanismo básico de conversión de energía de las mismas. Posteriormente se describen los elementos que componen los aerogeneradores, detallando su principio de funcionamiento y características constructivas. El capítulo continúa con un estudio técnico y económico de la implantación de aerogeneradores en una determinada zona geográfica de la que se dispone de datos de viento e información sobre varios fabricantes de aerogeneradores. Finalmente, el capítulo concluye con la descripción técnica del aerogenerador seleccionado en el estudio técnico-económico.

El capítulo cuatro está dedicado a la gestión de los terrenos afectados por la instalación. Se describen los convenios con el ayuntamiento pertinente y los acuerdos con la propiedad privada.

En el quinto capítulo se detalla la ejecución técnica del parque eólico. Se ha estructurado en cuatro partes: la primera está dedicada a la construcción de la obra civil y de la infraestructura eléctrica del parque eólico. En la segunda y en la tercera, se especifica la ejecución de la subestación transformadora de interconexión de la red de media tensión del parque eólico con la red de alta tensión de la compañía eléctrica, y la ejecución de la línea de alta tensión, respectivamente. El capítulo finaliza con el Plan de Restauración e Integración Paisajística, que define los trabajos correspondientes a las labores de restauración e integración paisajística tras las obras de construcción del parque eólico.

El capítulo seis está dedicado al modelo de explotación que se va a emplear en el parque eólico una vez se haya construido, y a las líneas generales de mejora para la

disponibilidad en la explotación, con objeto de conseguir el máximo aprovechamiento del recurso eólico.

El capítulo siete corresponde a la integración de los parques eólicos en la red eléctrica. En primer lugar, se describen las condiciones técnicas y administrativas que deben cumplir los productores para conectarse a la red en el sistema eléctrico español. A continuación se detalla el funcionamiento del mercado eléctrico español, y se analizan las repercusiones que tiene la integración de potencia eléctrica de origen eólico en la planificación y operación de la red eléctrica. Por último, se describe el régimen económico aplicable a los parques eólicos.

En el capítulo ocho se ha evaluado la viabilidad financiera y rentabilidad económica del proyecto.

El capítulo nueve está dedicado al entorno regulatorio. Contiene la normativa vigente necesaria para la promoción, construcción y explotación de un parque eólico, así como para la posterior venta de energía eléctrica producida en éste.

En el capítulo diez se presentan el resumen y las conclusiones del proyecto.

Finalmente, se incluyen seis apéndices. El apéndice A presenta la metodología seguida para el análisis de los datos de viento. El apéndice B contiene los condicionantes medioambientales que se deben valorar para la construcción del parque y el Impacto Ambiental del Parque Eólico El Manchego I. El apéndice C especifica los criterios de diseño y ejecución para los viales de acceso y las plataformas de los aerogeneradores. El apéndice D aborda el estudio geotécnico y geológico de los terrenos donde se ubica el parque eólico. El apéndice E aborda los detalles constructivos de las cimentaciones de los aerogeneradores y el proceso a seguir para la realización de su ejecución. Por último, el apéndice F describe la red de tierras del parque eólico.

Capítulo 2

Evaluación del potencial eólico

2.1. RECURSOS EÓLICOS

Todas las fuentes de energía renovables (excepto la mareomotriz y la geotérmica), e incluso la energía de los combustibles fósiles, provienen, en último término, del Sol (la energía eólica tiene una procedencia directa de la energía solar).

Los recursos eólicos provienen de las corrientes horizontales en la superficie generadas por el diferente calentamiento del aire en la troposfera (capa que se extiende hasta los 11 Km de altitud) que origina corrientes verticales por efecto del menor peso del aire calentado con respecto al que le rodea. Estas corrientes verticales generan las mucho más intensas horizontales, por desplazamiento del aire, lo cual se manifiesta por la aparición de gradientes de presión horizontales. Debido a ellos el viento debería ser perpendicular a las isobaras (líneas que unen los puntos de igual presión atmosférica) e ir de las altas presiones a las bajas, pero la fuerza de *Coriolis*¹, debida a la rotación de la Tierra, desvía las corrientes. La fuerza de *Coriolis* es proporcional a la velocidad del viento y normal a ella. La desviación inducida por ella hace que las corrientes rodeen las zonas de baja presión (borrasca) dejándolas a su izquierda (movimiento antihorario), en el hemisferio Norte y dejan correspondientemente a su derecha a las zonas de alta presión (anticiclón).

La atmósfera en media emite más calor solar por radiación del que recibe y la diferencia es aportada por el suelo, que al recibir la radiación del Sol calienta el aire por convección, el cual tiende a ascender generando la inestabilidad antes citada, que induce movimientos verticales y por lo tanto, un mezclado efectivo. De esta manera se establece un equilibrio dinámico que comporta movimientos aproximadamente cíclicos, debido al periodo día-noche y al anual, aparte de otros de mayor periodo. Además, el suelo radia muy eficazmente en noches claras, enfriándose y absorbiendo calor del aire más próximo por conducción. Esto hace que el aire junto al suelo se densifique tendiendo a permanecer junto a él, creándose una atmósfera estable que previene el mezclado de capas altas de la atmósfera con capas junto al suelo. Se dice que una atmósfera es neutra cuando aparece una indiferencia la traslado de masas a distintas alturas, situación por lo tanto intermedia entre atmósfera estable e inestable.

1. Fuerza de Coriolis. Debido a la rotación del globo, cualquier movimiento en el hemisferio norte es desviado hacia la derecha, si se mira desde nuestra posición en el suelo (en el hemisferio sur es desviado hacia la izquierda). Esta aparente fuerza de curvatura es conocida como fuerza de Coriolis (debido al matemático francés Gustave Gaspard Coriolis 1792-1843).

Cerca de la superficie el viento pierde cantidad de movimiento por la disipación de la energía que supone el rozamiento con el suelo, estableciéndose una capa límite turbulenta de gran espesor, tanto mayor cuanto mayor y más tupidos sean los obstáculos en la superficie (Lecuona, 2005).

La inestabilidad de la atmósfera reduce el espesor de la capa límite pues el trasiego de masas altas, por lo tanto con gran velocidad, con bajas más lentas supone una adición de cantidad de movimiento cerca del suelo.

A efectos de aprovechar la energía del viento, conviene que la capa límite sea delgada, con el objeto de lograr altas velocidades del viento con una cierta altura de torre.

La capa límite se ve alterada localmente por la presencia de obstáculos. Así, en el lado de barlovento de una colina, meseta o acantilado se tiene la conjunción de un aumento de la velocidad del viento por la desviación que le impone el obstáculo y una reducción del espesor de la capa límite. A sotavento, sin embargo, se nota una alta turbulencia y un defecto de velocidad, denominándose esta región la estela.

Influye grandemente en la velocidad del viento la forma del relieve de la superficie de la tierra por donde discurre la corriente. Superficies de pendientes suaves y desnudas de obstáculos son los mejores lugares de potencial eólico, puesto que se van juntando las líneas de corriente del fluido y hacen que su velocidad aumente. Ver figura 2.1. (Fernández, 2006)

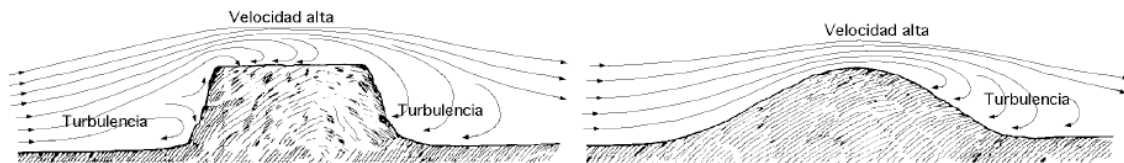


Figura 2.1. Influencia de obstáculos topográficos sobre la velocidad del viento.

La península ibérica se encuentra la mayor parte del año en una zona de vientos generales del Oeste, propios de las latitudes medias del hemisferio Norte, fenómeno que es parte de la circulación general del aire en el planeta, por lo que las costas gallegas poseen un buen potencial eólico. Su intensidad decae en verano. Sin embargo, el archipiélago canario se encuentra en la zona de los alisios, vientos muy constantes del Este, lo que hace que esta zona posea recursos eólicos interesantes.

A estas corrientes generales es necesario añadir los vientos locales que provienen de calentamientos diferenciales, como las brisas marinas, las corrientes valle - montaña, etc. Normalmente no justifican su explotación con parques eólicos, salvo casos excepcionales.

Efectos locales adicionales pueden ser debidos a particularidades orográficas que ocasionan zonas, generalmente pequeñas, con potencial aprovechable. Efectos locales notables son la canalización del viento que produce el valle del Ebro y el Estrecho de Gibraltar, pues proporcionan un contenido energético explotable.

2. Capa límite. La capa límite es un región donde la velocidad se iguala progresivamente a la velocidad de los cuerpos sólidos en contacto con el fluido. El espesor de la capa límite se suele convenir que es aquella separación de la superficie firme para la cual la velocidad es el 99 % de la velocidad libre alejada de la superficie.

Si se observa el mapa eólico europeo, mostrado en la figura 2.2, resulta evidente que los mejores vientos se encuentran en las costas occidentales y en menor medida en las costas del Mediterráneo y cuenca del Ebro. (Mur, 2006)

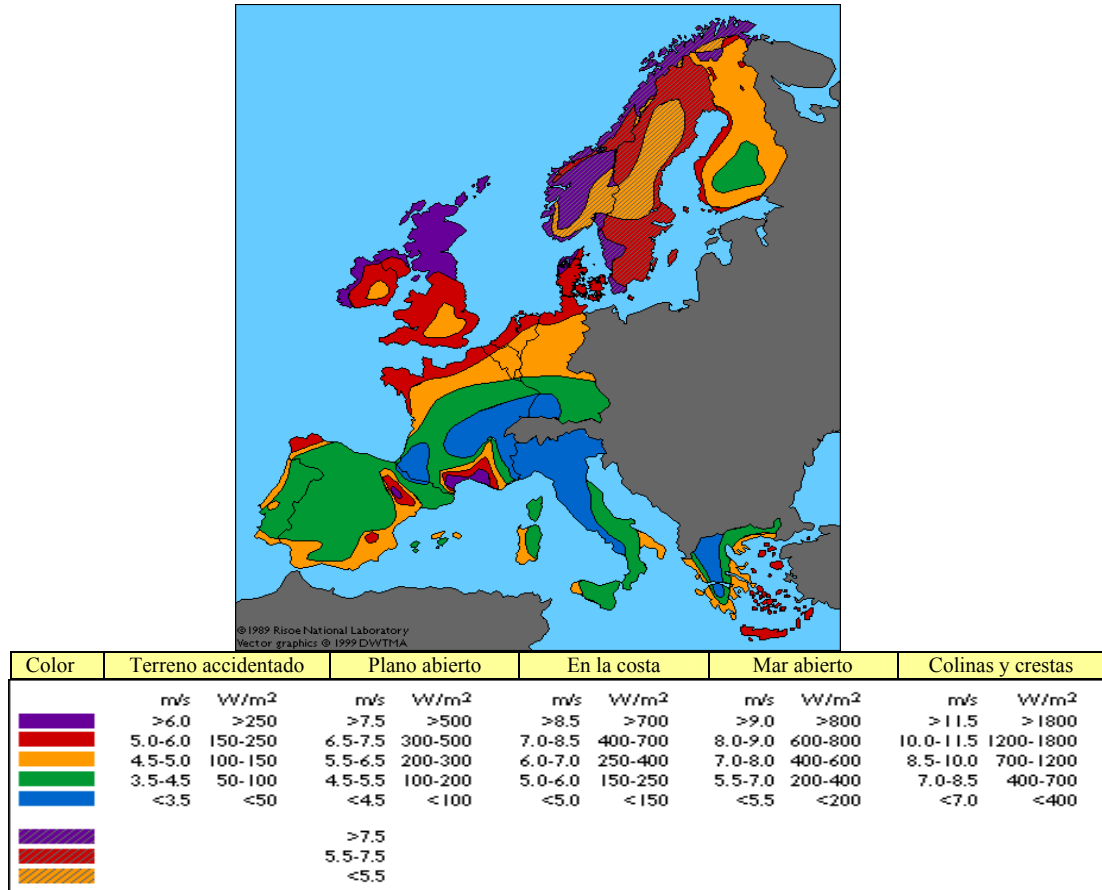


Figura 2.2. Mapa eólico europeo. Recursos eólicos a 50 m sobre el nivel del mar.

2.2. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA

El viento, debido a su origen, presenta una gran variabilidad, tanto en dirección como en intensidad, así como de un lugar a otro (Lecuona, 2005). Su caracterización desde el punto de vista energético es de gran importancia para determinar:

- Potencial disponible y con ello permitir deducir de él la rentabilidad económica de la instalación.

- Emplazamiento más adecuado.
- Cargas sobre el sistema, que permita el dimensionado idóneo.
- Estrategia operativa de arranque, parada, regulación, orientación al viento, etc.
- Vida útil del sistema por el efecto de la turbulencia, ráfagas, tormentas, etc.
- Comportamiento energético de la explotación eólica.

La valoración del emplazamiento es un interrogante de gran importancia que es necesario despejar antes de la toma de decisiones económicas. Ello requiere la realización de una campaña de medidas y una explotación de datos que ha de incluir:

- Distribución de frecuencias de la velocidad y dirección del viento (rosa de vientos).
- Distribución de velocidades medias anuales.
- Variación del viento con la altura.

- Influencia de la topografía. Selección de emplazamientos.
- Estadística de ráfagas. Valores extremos.

2.1.1. Distribución de direcciones de viento

Las características direccionales del viento son de gran importancia, especialmente para la ubicación de máquinas eólicas en terrenos no uniformes, así como el emplazamiento de varias máquinas formando un conjunto (parques eólicos), e incluso para conocer la variabilidad direccional del régimen de vientos al que debe responder el sistema de orientación de la máquina.

La representación más habitual de distribución direccional del viento es la llamada rosa de vientos, que representa el porcentaje de tiempo en que el viento proviene de una determinada dirección o también puede representar la velocidad media en cada dirección y la distribución direccional de la energía. Ésta última proporcionará una idea de que direcciones son las más energéticas en el emplazamiento seleccionado, y, por tanto, las más atractivas desde el punto de vista de potencial eólico.

La gráfica consiste en utilizar barras o extensiones que van desde el centro de un círculo hacia un punto determinado que ilustra la dirección del viento, la longitud de cada extensión indicará el porcentaje de tiempo en el que el viento se dirigió hacia esa dirección. Estas direcciones están representadas por números los cuales varían de acuerdo a las manecillas del reloj iniciando con 360° en el norte, teniendo el este con 90°, el sur con 180° y el oeste con 270°. También existen otras direcciones como NE a la que pertenecen los 45° y así obtener los grados correspondientes a las demás direcciones del viento. La calma se expresa como 0°. Las distintas direcciones del viento referidas a la rosa de los vientos pueden presentarse en 4, 8, 12 y 16 sectores.

La dirección del viento está referida siempre al lugar desde donde procede la corriente de aire. Normalmente, también se refleja en la rosa de vientos la distribución de velocidades de viento para cada intervalo direccional.

La figura 2.3 muestra un tipo de rosa de viento:

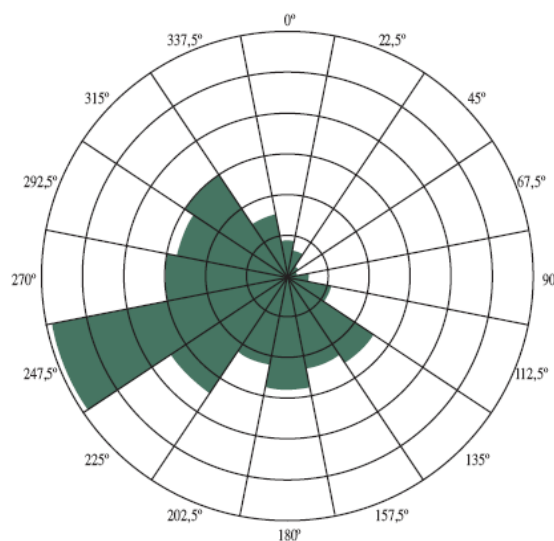


Figura 2.3. Tipo de rosa de los vientos.

2.1.2. Distribuciones de velocidades

El conocimiento de la distribución de probabilidades de velocidades de viento $p(v)$ es muy importante a la hora de determinar el potencial eólico disponible, además de para otros parámetros energéticos de interés.

Si no se dispone de las series temporales medidas en el emplazamiento a evaluar, o si se quiere extrapolar datos medidos de un lugar a otro, o de una altura a otra, el utilizar una representación analítica para la distribución de probabilidades de velocidades de viento ofrece ciertas ventajas. Las representaciones analíticas más utilizadas, por su similitud con las distribuciones reales normalmente medidas, son la distribución de Rayleigh y de Weibull.

Para conocer el comportamiento de la velocidad del viento en un punto de medida se construyen los denominados histogramas, agrupando los datos medidos en intervalos de velocidad (eje de abscisas) y representando el porcentaje de probabilidad de cada uno de ellos (eje de ordenadas). A partir de estos gráficos se puede obtener información sobre cuáles de las velocidades de viento son más frecuentes, el porcentaje de calmas, la existencia de vientos extremos.

El gráfico 2.4 siguiente muestra un histograma de velocidades (Cal Herrera, 2006).

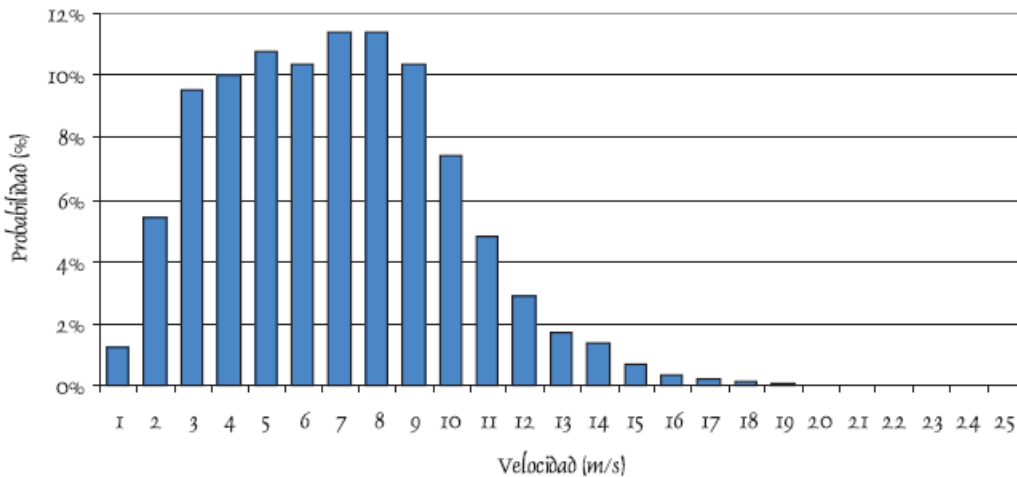


Figura 2.4. Histograma de velocidades de viento

Se puede apreciar que la distribución de probabilidad del viento en un emplazamiento no es simétrica, es decir, son escasos los vientos fuertes y bastante más comunes los suaves o medios.

La velocidad media se obtendría sumando el producto de cada intervalo diminuto de velocidad por la probabilidad de obtener esa velocidad.

Las dos funciones de distribución de probabilidades que se utilizan para describir el comportamiento del viento, son las de Rayleigh y Weibull, las cuales se adaptan bien a la forma típica de los histogramas de viento y se utilizan cuando es necesaria una expresión analítica de la probabilidad de la velocidad del viento. La de Weibull se ajusta mejor que la de Rayleigh, puesto que ésta es un caso particular de la primera para un valor de $k=2$.

En la figura 2.5 se muestra la distribución de Weibull para el ejemplo del histograma de velocidades.

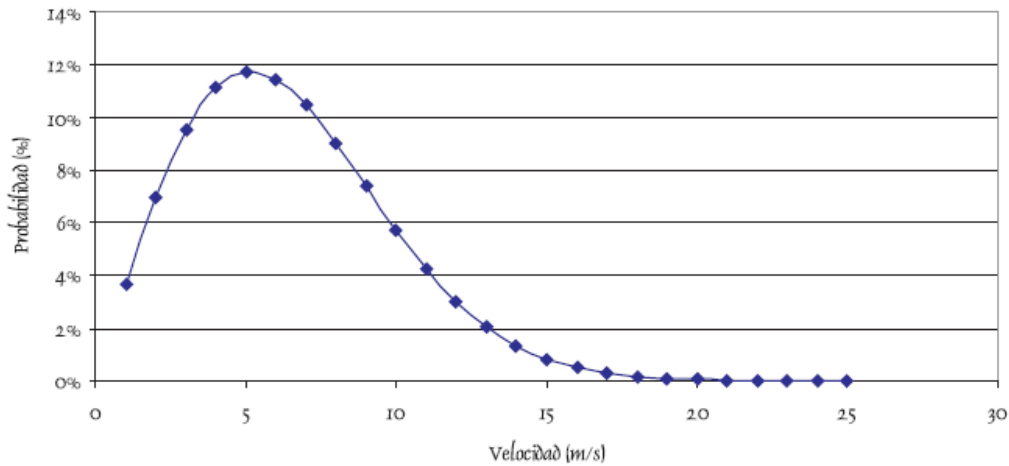


Figura 2.5. Distribución de probabilidad de Weibull

La expresión de la función de densidad de probabilidad de Weibull es la siguiente: $P(u) = (k/C) (u/C)^{k-1} \exp-(u/C)^k$ donde $P(u)$ es la probabilidad asociada a la velocidad u , C es el factor de escala que tiene unidades de velocidad y k es el factor de forma adimensional.

Estas distribuciones sirven para estimar la producción energética de un aerogenerador, al igual que los histogramas, ajustándose a partir de la serie temporal de datos de viento. En definitiva, el objetivo de la campaña de medidas de viento es caracterizar el recurso eólico disponible en una zona determinada en la que se está interesado en proyectar un parque eólico. Esta campaña debe planificarse teniendo en cuenta las características del terreno y las variaciones temporales del viento. En cualquier caso, es recomendable medir, al menos, durante un año para considerar estas posibles variaciones. También hay que tener en cuenta otros aspectos tales como la variación del viento con la altura o perfil vertical del viento, la intensidad de la turbulencia y el factor de rafagosidad, que son parámetros que van a afectar a las características del recurso disponible, y, en definitiva, a la producción energética y a la viabilidad del parque eólico (Cal Herrera, 2006).

2.3. ENERGÍA DEL VIENTO

Una masa de aire m con movimiento uniforme unidireccional de velocidad v tiene una energía cinética: $E = \frac{1}{2} m \cdot v^2$

Si ρ es la densidad del aire de la corriente uniforme, la energía por unidad de volumen de esta masa es: $e = \frac{1}{2} \rho \cdot v^2$

El flujo volumétrico \dot{Q} a través de una superficie de control estacionaria de sección frontal A es: $\dot{Q} = A \cdot v$

Luego, el flujo de energía o potencia eólica de la corriente a través de A es:

$$P = e \cdot \dot{Q} = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3$$

Esta expresión muestra la gran dependencia de la potencia con la velocidad. Asimismo indica la conveniencia de operar a nivel del mar, donde la densidad es máxima, con un valor medio de 1.225 kg/m^3 .

La totalidad de la energía cinética del viento no puede extraerse, debido a que se trata de una corriente abierta, por lo que una deceleración sustancial hace que la corriente rodee a la masa de aire remansada, reduciéndose el caudal por la sección preparada para su captura. Adicionalmente, aparecen pérdidas de diverso tipo en la extracción de la energía, en su transmisión mecánica y finalmente en su conversión eléctrica. Por ello se define el coeficiente de potencia C_p , a modo de eficiencia de conversión (con qué eficiencia el aerogenerador convierte la energía del viento en electricidad), como el cociente entre la potencia extraída, es decir, aprovechada P_a , y la disponible en el

viento. Para una corriente estacionaria valdría:
$$C_p = \frac{P_a}{\frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v^3}$$

Un valor representativo máximo es del orden de 0,4 para una aeroturbina moderna de tipo rápido.

La figura 2.6 muestra el coeficiente de potencia máximo obtenible para distintos tipos de aeroturbinas actuales como función del parámetro λ de velocidad del rotor (cociente entre la velocidad de punta de pala y velocidad del viento incidente).

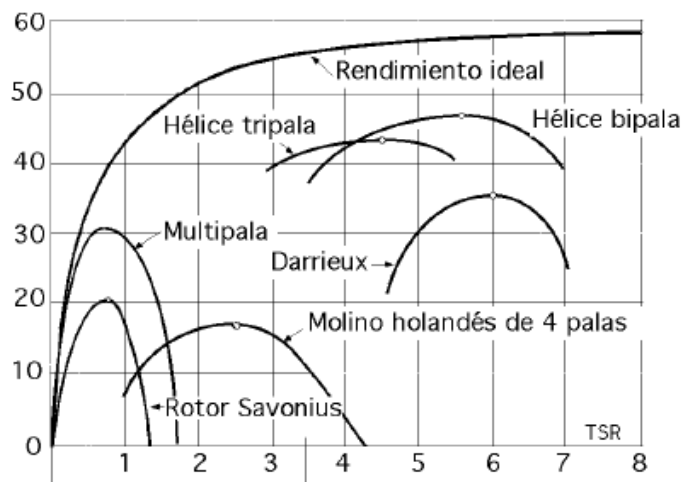


Figura 2.6. Variación del coeficiente de potencia C_p máximo con el parámetro de la velocidad del rotor λ .

Las aeroturbinas rápidas presentan una serie de ventajas:

- Se obtienen elevados valores de C_p junto con un amplio margen de velocidades para los que son posibles valores aceptables.
- Proporcionan rotores más ligeros, debido fundamentalmente a aumentar la velocidad relativa a la pala y con ello los efectos aerodinámicos, siendo por lo tanto posible construirlo de menor anchura (cuerda).
- La rapidez del rotor ocasiona que para igual potencia sea menor el par ($P = C w$), reduciéndose las cargas sobre la parte lenta del eje, con lo que puede construirse más ligero. Un régimen de giro alto del rotor requiere una multiplicación menor en la caja de engranajes, reduciéndose su costo y aumentando su eficiencia.
- Afortunadamente, el reducido C_p a bajas velocidades, que ocasiona pares bajos en el arranque, es compatible con el bajo par de arranque de los generadores eléctricos.

El área de referencia para calcular P en una aeroturbina es la de la sección recta frontal al viento de la zona afectada por el giro de las aspas. Para una aeroturbina de eje horizontal es $A = \pi D^2/4$, siendo D el diámetro del rotor. Esto está basado en el hecho de que no se ha encontrado mecanismo alguno que permita extraer energía del aire que rodee externamente al rotor.

La densidad del aire ρ puede cambiar por efecto de la climatología, afectando de manera detectable la potencia disponible. Una ubicación en montaña supone una densidad menor que a nivel del mar.

La velocidad del viento evoluciona con la distancia al suelo, debido a la capa límite terrestre, siendo afectada por los obstáculos aguas arriba del punto considerado y del perfil del terreno en las inmediaciones. Las mediciones de viento a menudo no se han realizado a la altura a la que se va a instalar la aeroturbina, aunque ello es aconsejable. Con el objeto de corregir los datos se suele usar una ley de variación con la altura como la siguiente: $v = v_0 (h / h_0)^n$, donde:

v = Velocidad del viento a la altura h sobre el punto de velocidad nula (altura de árboles, de edificios, de hierba, etc.)

v_0 = Velocidad del viento en el punto de medida, típicamente 30 metros por encima del punto de velocidad nula.

Valores orientativos de n se indican en la tabla 2.1:

Tipo de terreno aguas arriba	n
Liso (mar, arena llano, nieve llano)	0.10-0.13
Moderadamente rugoso (hierba corta, campo de cereales, regiones rurales)	0.13-0.20
Rugoso (bosques, barrios)	0.20-0.27
Muy rugoso (ciudades, edificios altos)	0.27-0.40

Tabla 2.1. Valores orientativos de n para distintos tipos de terreno.

Un estudio de la orografía de la zona permite obtener valores de n más precisos. Este estudio suele ser de simulación numérica y en algunos casos resultado de ensayos y mediciones en túnel aerodinámico haciendo uso de maquetas de la orografía de la zona (Lecuona, 2005).

2.4. EVALUACIÓN ENERGÉTICA DEL RECURSO EÓLICO

En este apartado se describe el proceso de evaluación energética del recurso eólico existente en una zona.

Se van a describir cada uno de los pasos seguidos en el tratamiento de los datos de viento del emplazamiento del Parque Eólico El Manchego I, desde su recogida en la estación de medición, hasta la obtención del potencial eólico disponible en la zona, el cual marcará el diseño definitivo del parque eólico.

Se lleva a cabo una estimación del potencial energético de un emplazamiento con el objetivo de calcular la posible producción prevista a largo plazo, incluyendo: medidas, tratamiento de datos, simulación, análisis, optimización, análisis de incertidumbres y evaluación de clase.

En la figura 2.7 se puede ver un diagrama que representa las distintas etapas en el proceso de una evaluación eólica.

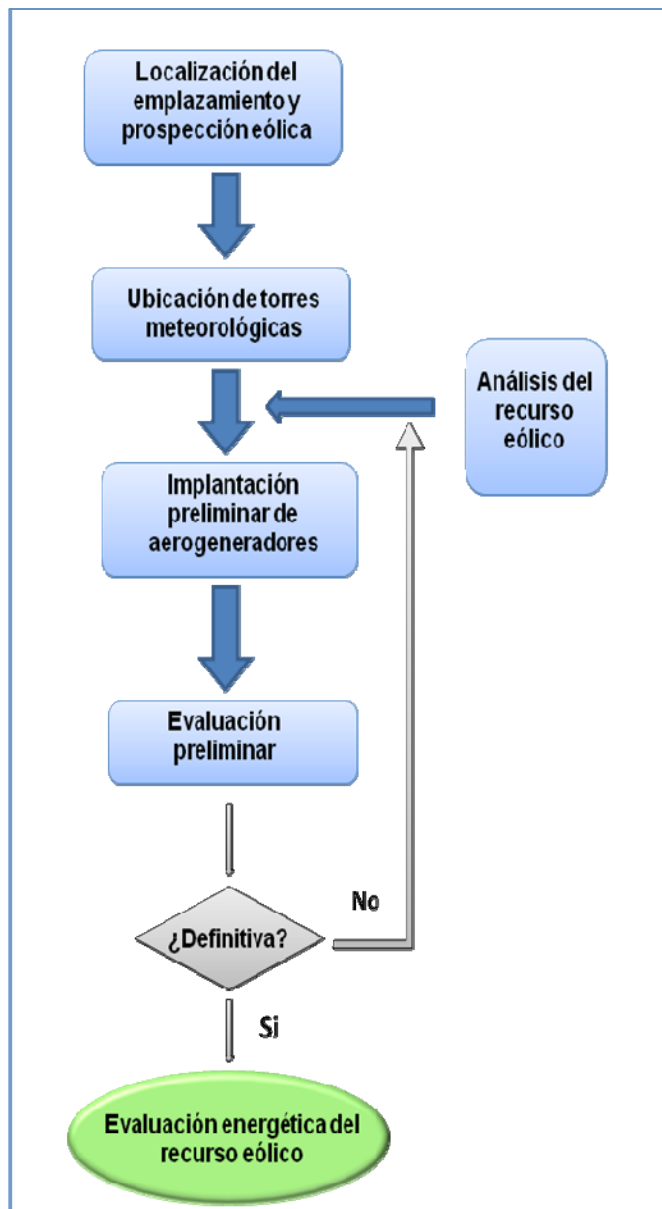


Figura 2.7. Etapas del proceso de evaluación eólica

2.4.1. Localización de emplazamientos y prospección eólica.

En el proceso de localización de emplazamientos se pretenden aislar dentro de un área las zonas donde el recurso eólico es suficiente para albergar un parque eólico.

Para la evaluación del recurso eólico durante la fase de prospección en un emplazamiento específico, se realizan mediciones de viento mediante la instalación de torres anemométricas (meteorológicas) en varios puntos del emplazamiento. Es por ello importante, intentar evitar la ubicación de estas torres de medida en puntos especialmente singulares del emplazamiento. De igual forma, también se recopilan registros históricos provenientes de estaciones meteorológicas cercanas a la zona con un número significativo de años de medidas (estaciones de referencia). Estas mediciones de viento consisten en series temporales de datos de velocidad y dirección de viento, generalmente con promediados diezminutales, así como otros parámetros tales como la desviación estándar de la velocidad, presión atmosférica y temperatura.

Para la prospección eólica es necesario:

1. Cartografía previa.

La cartografía necesaria para una prospección eólica debe tener una escala 1:50.000 o mejor.

La zona de estudio se acota mediante las coordenadas UTM₃ de los puntos que la envuelven.

Se debe detallar en la documentación adecuada las vías de acceso, así como los caminos interiores de la zona de estudio.

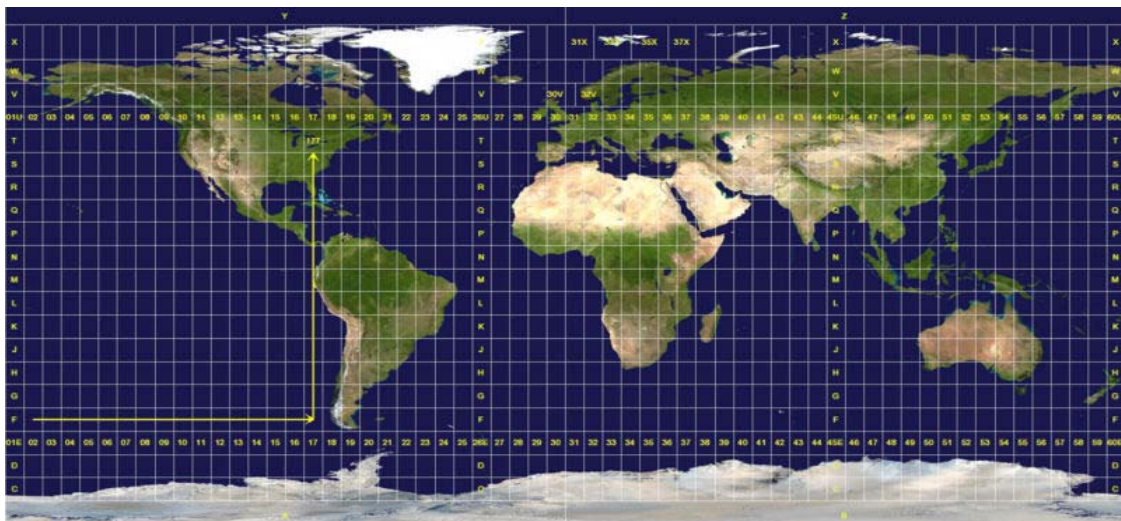
2. Estimación del recurso.

La estimación cualitativa del potencial eólico de la zona se realiza mediante un modelo por ordenador en función de los parámetros fundamentales que intervienen en la velocidad del viento.

3. Datos medioambientales.

Se debe aportar toda la información disponible que pueda tener influencia en el futuro informe de impacto ambiental (impacto sobre la flora, efectos sobre la avifauna, impacto visual, ruidos, etc.).

3. Coordenadas UTM. Husos UTM: Se divide la Tierra en 60 husos de 6° de longitud, la zona de proyección de la UTM se define entre los paralelos 80° S y 84° N. Cada huso se numera con un número entre el 1 y el 60, estando el primer huso limitado entre las longitudes 180° y 174° W y centrado en el meridiano 177° W. Cada huso tiene asignado un meridiano central, que es donde se sitúa el origen de coordenadas, junto con el ecuador. Los husos se numeran en orden ascendente hacia el este. Por ejemplo, la Península Ibérica está situada en los husos 29, 30 y 31, y Canarias está situada en el huso 28. En el sistema de coordenadas geográfico las longitudes se representan tradicionalmente con valores que van desde los -180° hasta casi 180° (intervalo -180° → 0° → 180°); el valor de longitud 180° se corresponde con el valor -180°, pues ambos son el mismo antimeridiano de Greenwich y en él se produce la conexión de los husos UTM 1 y UTM 60. Zonas UTM: Se divide la Tierra en 20 zonas de 8° Grados de Latitud, que se denominan con letras desde la C hasta la X excluyendo las letras "I" y "O", por su parecido con los números uno (1) y cero (0), respectivamente. La zona C coincide con el intervalo de latitudes que va desde 80° S (o -80° latitud) hasta 72° S (o -72° latitud). Las zonas polares no están consideradas en este sistema de referencia. Para definir un punto en cualquiera de los polos, se usa el sistema de coordenadas UPS. Si una zona tiene una letra igual o mayor que la N, la zona está en el hemisferio norte, mientras que está en el sur si su letra es menor que la "N". Notación: Cada cuadrícula UTM se define mediante el número del huso y la letra de la Zona, por ejemplo la ciudad española de Granada se encuentra en la cuadrícula 30S, y Logroño en la 30T.



4. Análisis de la competencia.

Se deben aportar como datos de entrada para la prospección las actividades realizadas por la competencia en el sector, es decir, actuaciones anteriores en la zona, como pueden ser: orientación de líneas de parques, de proyectos, etc.

5. Otra información.

Se recoge toda la información que pueda afectar al recurso eólico del área o que limite la implantación de aerogeneradores (EDPR, 2009).

2.4.2. Ubicación y elección de las torres meteorológicas

Una vez localizada una zona con potencial recurso eólico se realiza una primera aproximación al emplazamiento, consistente en:

- Estimación de las direcciones preferentes de viento en la zona.
- Estimación de potencial implantación de aerogeneradores, basada en el punto anterior, en la orografía del terreno (longitud de cuerdas, distancia entre lomas, etc.), y el tipo de aerogenerador.

Esta fase tiene por objeto la determinación de los lugares donde instalar las estaciones meteorológicas, la cantidad y el tipo de las mismas. La cantidad y tipo se determinará según el recurso y orografía del terreno.

Una vez identificados uno o varios puntos de medición convenientes, se procede a la tramitación de la licencia de instalación de la torre meteorológica. Al tratarse de una ocupación temporal y que generalmente no lleva asociados trabajos y modificaciones del terreno que sean irreversibles, no debe revestir gran dificultad.

La inclusión de torres meteorológicas de parque responde a dos necesidades fundamentales, la de alimentar al sistema de control del parque con datos meteorológicos (velocidad y dirección de viento, temperatura, presión atmosférica, precipitación, etc.) para su uso en la operación, así como para su estudio posterior en el análisis del funcionamiento del parque.

- Estaciones meteorológicas.

Las estaciones meteorológicas están formadas por los siguientes instrumentos de medida:

- Anemómetros: utilizados para determinar la velocidad del viento.

Las mediciones de las velocidades del viento se realizan normalmente usando un anemómetro de cazoletas (anemómetro de rotación). El anemómetro de cazoletas tiene un eje vertical y tres cazoletas semicónicas que capturan el viento, midiendo las dos componentes horizontales de éste. El número de revoluciones por segundo es registrado electrónicamente.

La mejor forma de medir la velocidad del viento en una futura localización de una turbina eólica es situar el anemómetro en el extremo superior de un mástil que tenga la misma altura que la altura de buje esperada de la turbina que se va a utilizar. Esto evita la incertidumbre que conlleva el recalcular la velocidad del viento a una altura diferente. Colocando el anemómetro en la parte superior del mástil se minimizan las perturbaciones de las corrientes de aire creadas por el propio mástil. Si el anemómetro está situado en la parte lateral del mástil es fundamental enfocarlo en la dirección de viento dominante para minimizar el abrigo de viento de la torre.

- Veletas: utilizadas para medir la dirección del viento.

El elemento empleado tradicionalmente para medir la dirección del viento es una veleta, que consiste en un dispositivo montado sobre un eje vertical y de giro libre, de tal modo que puede moverse cuando el viento cambia de dirección.

Normalmente, el movimiento de la veleta está amortiguado para prevenir cambios demasiado rápidos de la dirección del viento.

- Registradores de datos.

Los datos de las velocidades y direcciones del viento obtenidos por el anemómetro son recogidos en un chip electrónico en una pequeña computadora, el registrador de datos. La configuración del registrador es para promedios de diez minutos.

Los factores fundamentales a tener en cuenta en la elección de los instrumentos de medida son: coste y fiabilidad, sensibilidad, calibración adecuada con el fin de garantizar la fiabilidad de los datos, robustez para soportar posibles daños, compatibilidad de las especificaciones de sensibilidad y fiabilidad del sistema completo y accesibilidad del emplazamiento y disponibilidad y calidad de los datos.

Asimismo, las estaciones también están formadas por:

- Torres o mástiles.

La estructura principal de las torres de parque es de celosía autoportada de acero galvanizado, y debe soportar las cargas producidas por la velocidad de viento correspondiente a la racha máxima. El mástil está tensado con vientos.

- Protecciones eléctricas:

- Frente a rayos: La tierra de la torre debe cumplir la resistividad que establece la normativa de protección frente a descargas eléctricas para instalaciones de este tipo.

- Frente a cargas inducidas: Independientemente de la protección de la torre frente a descargas de rayos, será necesario proteger los componentes electrónicos frente a las cargas que se puedan inducir en el cableado, los sensores y demás equipos, por lo que los elementos de conexión entre equipos deberán estar aislados convenientemente. Asimismo, los elementos electrónicos como el registrador y los sensores deberán ir provistos de varistores, fusibles, diodos y demás elementos de forma que se garantice su protección frente a los picos de tensión producidos por las cargas inducidas anteriormente mencionadas.

La figura 2.8 (Talaván, 2009) representa una estación meteorológica y un anemómetro-veleta.



Figura 2.8. Estación meteorológica y sistema anemómetro-veleta.

Para una estimación inicial del recurso son suficientes torres de 40 m de altura. En caso de que el recurso sea suficientemente evidente, se puede realizar una campaña de mediciones con torres meteorológicas y alturas superiores.

Aparte de la distribución lógica de éstas, se debe realizar un estudio de la pendiente del terreno para determinar la representatividad de cada torre meteorológica.

En la parte de montaje se debe indicar: coordenadas de la torre, referencia al plano de localización, altura de la torre, orientación de los anclajes de vientos, altura y tipo de sensores y orientación de los sensores (las unidades de trabajo son longitud en metros y ángulos en grados Norte y dirección Este, y deben respetarse escrupulosamente).

Para verificar el buen estado de las estaciones meteorológicas se establecen visitas periódicas (periodo inferior a un mes).

1. Visita con el montador.

Se debe realizar una visita con el subcontratista del montaje para transmitir sin posibilidad de error la localización de la estación meteorológica.

2. Calibración de anemómetros.

Todos los anemómetros deben estar, por defecto, calibrados en un túnel de viento, englobado dentro del círculo MEASNET (*Measuring Network of Wind Energy Institutes*), de modo que los errores derivados de la medida del viento sean los mínimos posibles.

3. Montaje de torres meteorológicas.

Dentro de los diez días posteriores al montaje se realiza una lectura de comprobación con el objeto de descartar algún defecto de montaje de la torre.

Los datos recogidos se procesan, revisan y almacenan mensualmente (EDPR, 2009).

2.4.3. Implantación preliminar de aerogeneradores

El primer estudio del recurso se realiza cuando se disponen de al menos 4 meses de datos de viento (para zonas sin estacionalidad). Para zonas con fuerte estacionalidad de viento, el tiempo mínimo de datos debe ser el suficiente para poder estimar un ciclo estacional completo en la estación del parque, con ayuda de la estación de referencia.

En este paso se revisa la evolución de las medidas del viento tomadas en la torre. El objetivo es decidir la continuidad de la torre en cuestión.

Una vez se decida con la continuidad (no definitiva) de la estación se realiza un emplazamiento de aerogeneradores, es decir, se determinan las posiciones óptimas en las que se deben instalar las turbinas, con el objeto de aproximar la potencia instalable en la zona una vez se conocen las direcciones dominantes del viento.

En el siguiente diagrama se muestra el flujo de información para realizar la estimación energética en la torre y la implantación preliminar de aerogeneradores.

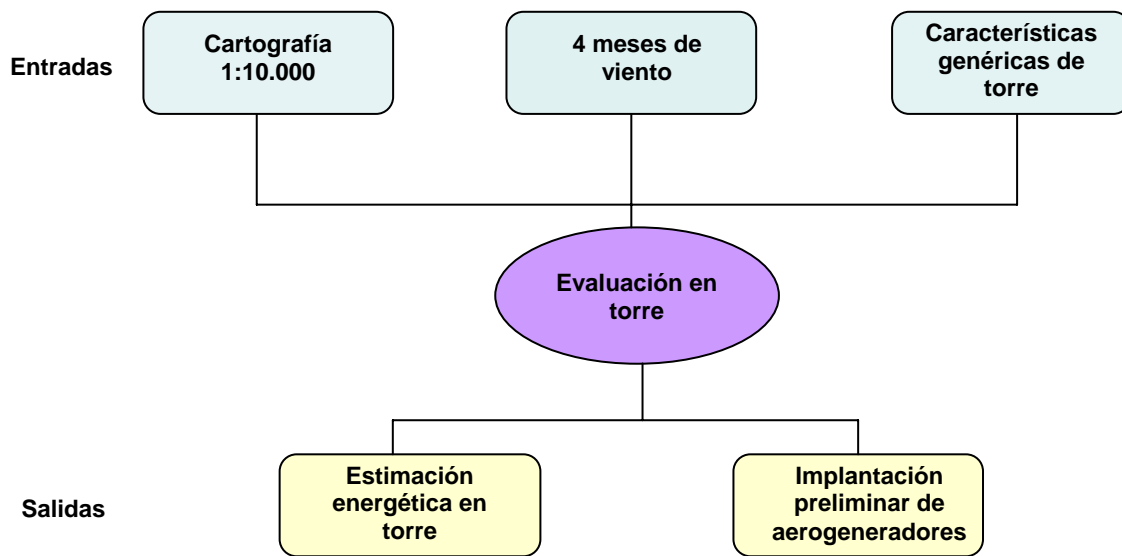


Figura 2.9. Flujo de información para la implantación preliminar de aerogeneradores

La estimación energética en torre se realiza con las siguientes entradas:

- Descripción de la zona bajo estudio (incluye la cartografía).
- Descripción de la torre meteorológica y periodo de datos medidos.
- Estimación de la representatividad a largo plazo de los datos, apoyándose en los datos que aporte la estación de referencia más cercana.
- Obtención de los parámetros de Weibull de la distribución del viento para cada uno de los doce sectores en los que se divide la rosa de los vientos.

Mediante métodos estadísticos, se analizan las series temporales de viento. Se evalúan parámetros tales como la velocidad media a las diferentes alturas de medición (con las que se extrapolará mediante modelos teóricos la velocidad de viento a la altura de los aerogeneradores proyectados), distribuciones de frecuencias de direcciones (también denominadas rosas de viento, que representan el porcentaje de tiempo en que el viento proviene de una determinada dirección) y distribuciones de frecuencias de las velocidades, así como sus aproximaciones analíticas, principalmente distribuciones Weibull, debido a la significativa similitud entre éstas últimas y las distribuciones de viento reales, que se obtienen a partir de las series temporales de datos medidos de velocidad de viento.

La distribución de direcciones, rosas de viento, citadas anteriormente resultan de gran importancia, especialmente para el diseño de la implantación de aerogeneradores, a fin de ubicar las máquinas en función de la variabilidad direccional del régimen de viento en todo el emplazamiento, de modo que se optimice la instalación desde un punto de vista energético, reduciendo al máximo las pérdidas por estelas.

De igual forma, el estudio de la distribución de frecuencias de las velocidades, es decir, la distribución de probabilidades de velocidades de viento, resulta imprescindible para determinar el potencial eólico disponible. Además, a fin de extrapolar el recurso eólico desde el punto de medición a otro lugar, el utilizar una representación analítica para la distribución de probabilidades de velocidades de viento puede ofrecer ciertas ventajas en determinados emplazamientos. Como se ha indicado anteriormente, la expresión analítica más usada en estudios de recurso eólico para representar la probabilidad de

velocidades de viento es la distribución Weibull que, en función de los dos parámetros que la definen (probabilidad de que ocurra una determinada velocidad y la velocidad), permite la evaluación de varias propiedades importantes de las características del viento, como por ejemplo la probabilidad de que existan velocidades de viento superiores a una determinada, la probabilidad de que existan velocidades de viento entre dos límites de interés, la velocidad media, así como una estimación de la energía producible en el punto de interés, al comparar su distribución Weibull asociada con la curva de potencia del aerogenerador estudiado (Estévez y Rodríguez, 2008).

2.4.4. Análisis del recurso eólico

Para llevar a cabo una evaluación-predicción del recurso eólico se necesitan las siguientes entradas:

- Datos de una estación meteorológica de referencia, próxima al emplazamiento.
- Cartografía digital del terreno.
- Datos de rugosidad y obstáculos.
- Estaciones meteorológicas que representen al parque.
- Datos de temperatura y presión.
- Información catastral.

2.4.4.1. Orografía

Para realizar un análisis de viabilidad es necesaria una cartografía del terreno que incluya todos los accidentes topográficos relevantes en el flujo del viento.

En función de los parques eólicos se definen las siguientes áreas para el estudio energético:

- Entorno del parque: definida por un círculo de radio mínimo de 5 Km, ampliable hasta 10 Km en caso de áreas de costa. Si existen accidentes orográficos destacados fuera de este entorno que afecten al flujo global deben incluirse.
- Área de afección del parque: franja de 0.5 Km cuyo radio mínimo viene dado por la envolvente de los emplazamientos de aerogeneradores y la localización de las torres meteorológicas que evalúan el parque.
- Área de parque: área dentro de la envolvente de los emplazamientos de aerogeneradores.

En caso de que alguna torre meteorológica que evalúa el parque esté fuera de la envolvente de los aerogeneradores, se considera para ésta su entorno y afección como se definen en los dos puntos anteriores.

La cartografía digital del terreno debe estar referenciada en coordenadas UTM y debe tener una precisión de al menos:

- Un punto cada 25 m para el entorno del parque (1:50.000 típicamente)
- Un punto cada 5 m para la zona de parque y zona de afección de parque (1:5.000 típicamente).

En este estado de desarrollo del proyecto, la cartografía digital del terreno tiene por objeto realizar un análisis de la pendiente del terreno con el objeto de determinar el número y tipo de torres meteorológicas a instalar, y realizar el emplazamiento de aerogeneradores (EDPR, 2009).

2.4.4.2. Información geográfica

Se entiende por información geográfica todo aquello que limita o pueda limitar la implantación de aerogeneradores en una zona o todo aquello que influya o pueda influir en la predicción del recurso eólico.

Para recoger toda la información se realiza un plano de:

- Limitaciones que condicionan la implantación de aerogeneradores:
 - Autorización administrativa: zonas autorizadas, fuera de estas zonas no pueden situarse aerogeneradores.
 - Vegetación protegida: zonas de vegetación protegida.
 - Restos arqueológicos: zonas de protección por valor arqueológico.
 - Árboles: marcar la zona de densidad y altura de arboleda.
 - Geodésico: indica los puntos geodésicos que aparecen en los parques, así como las líneas de las visuales de otros geodésicos que deben respetarse.
 - Línea de evacuación: línea eléctrica de evacuación del parque.
 - Subestación: indica el emplazamiento de la subestación definitiva.
 - Antenas: las antenas de telecomunicaciones que pueden definir una servidumbre en su entorno.
 - Núcleos de población, carreteras, líneas eléctricas, caminos públicos y otros accidentes que condicionen la implantación.

- Rugosidad y obstáculos
 - Para caracterizar la zona bajo estudio de la forma más ajustada a la realidad se realiza un plano de rugosidad y obstáculos, para lo que es necesaria una inspección visual sobre el terreno.

2.4.4.3. Estaciones meteorológicas representativas del parque eólico

- **Localización**

La cantidad y tipo de torres meteorológicas a utilizar viene condicionado por:

- Extensión de la zona de parque. Generalmente y en condiciones iguales, a mayor superficie mayor número de torres.
- Complejidad orográfica. En función de la pendiente del terreno en el entorno de cada aerogenerador se debe adaptar la toma de muestras de viento.
- Tipo de viento dominante. En función de la rosa de los vientos y de la distribución orográfica se deben instalar las torres que representen todas y a cada una de las zonas de parque.

Siempre que sea posible se debe realizar un mapa energético de la zona con objeto de ir delimitando las zonas de mayor interés.

Es posible que durante el estudio de viabilidad surja la necesidad de instalar alguna torre más cuando aparezcan incertidumbres espaciales o en altura en la predicción.

- **Datos meteorológicos**

Las estaciones meteorológicas deben disponer de anemómetros (al menos dos), veletas (al menos una), termómetro (al menos uno por zona) y barómetro (al menos uno por zona). El barómetro puede ser sustituido por el de la estación más cercana del Instituto Nacional de Meteorología (INM) u otro organismo oficial, incluyendo la corrección oportuna.

La serie de datos de viento a utilizar en una predicción energética debe cumplir:

- Promediar la velocidad y dirección del viento en diez minutos.
- Registrar valores máximos de viento de cada promedio de diez minutos (al menos en una torre de parque).
- Registrar la desviación típica de cada promedio de diez minutos.
- Ser representativa del viento típico del lugar.
- Estar libre de errores.
- Tener disponibilidad mínima de un año de datos (típicamente con disponibilidad mayor del 90 % y la pérdida no debe tener correlación temporal) para la torre principal del parque.
- Periodo común con la torre de referencia de al menos 8 meses para cada torre principal del parque (una torre no principal es aquella instalada con el objeto de disminuir la incertidumbre espacial o en altura de alguna zona en concreto).

En el caso hipotético de que tras una evaluación se detecte la falta de algún dato para corroborar la extrapolación horizontal o vertical, se recurrirá a torres meteorológicas de validación para reducir esta incertidumbre (EDPR, 2009).

2.4.4.4. Datos de estación de referencia significativa

Se comprobará la representatividad a largo plazo del periodo de datos medido utilizando para ello la estación de referencia más adecuada, escogiendo la que cumpla los requisitos siguientes:

- Mayor confianza en el método de recogida de muestras.
- Toma de muestras con mayor frecuencia.
- Mayor periodo de datos disponibles.
- Mejor correlación con la estación bajo estudio.

El estudio de la extrapolación a largo plazo consiste en un método de correlación-predicción donde se establecen correlaciones entre promedios de medidas coincidentes en el tiempo del emplazamiento a evaluar y las de la estación de referencia. Se obtiene de esta forma una regresión lineal entre ambas, y para sector en los que se divida la rosa direccional de viento de acuerdo con las características del viento de la zona.

Si no se dispone de series históricas completas, se buscarán los parámetros estadísticos representativos del viento en esa estación o a lo largo de su historia y de éstos se llevará a cabo un estudio estadístico de la representatividad de los datos disponibles. En todo caso se deberá acortar la incertidumbre de la extrapolación a largo plazo en función de los datos disponibles de la estación de referencia.

En el estudio deberá quedar reflejado el método seguido para la obtención del periodo representativo a largo plazo, y si se introducen factores de corrección previos a la aplicación del modelo (EDPR, 2009).

2.4.4.5. Emplazamiento y elección de aerogeneradores

El emplazamiento de aerogeneradores se realiza siguiendo los criterios siguientes:

- Restricciones marcadas en el plano de limitación a la implantación de aerogeneradores.
- Localizaciones que hagan máxima la energía producida por el parque.
- Separación mínima entre aerogeneradores de tres diámetros de rotor en las direcciones menos energéticas.
- Separación entre líneas de aerogeneradores en las direcciones más energéticas de 8 a 10 diámetros de rotor con efecto de reducir el efecto parque, también denominado efecto estela.
- Inexistencia de elementos generadores de turbulencia que reduzcan la disponibilidad de los aerogeneradores.
- Viabilidad de ejecución. Se debe verificar que no existen limitaciones para la instalación de cierto tipo de maquinas por motivos medioambientales, de transporte, etc.
- Limitación de potencia instalable en el parque.

Para la localización de los emplazamientos más energéticos se recurre a la realización del mapa de producción eólica del parque, obtenido mediante el modelo WAsP.

- **Modelo WAsP**

Una conocida herramienta para la evaluación del recurso eólico, es el software creado a tal efecto por el instituto danés RISO: el programa WAsP. El algoritmo de este programa se basa en la existencia del llamado viento geostrófico, que fuera de la capa límite a una determinada altura ya no depende de los accidentes del terreno y por tanto, es constante a lo largo y ancho del futuro parque eólico.

Introduciendo dos series de datos de velocidad y dirección en una torre meteorológica, previamente el WAsP calcula por sectores los factores de forma y de escala de la distribución estadística de Weibull. Esta distribución se suele ajustar muy bien al histograma de la colección, y su cálculo previo es imprescindible para poder ejecutar los algoritmos matemáticos del programa. (Está demostrado no obstante que algunos emplazamientos de la península no pueden ser representados por esta distribución).

Introduciendo en el programa el mapa digitalizado del terreno y su rugosidad, se efectúa el cálculo del viento geostrófico. Conocido éste, WAsP es capaz de reproducir la distribución estadística del viento en cualquier ubicación ejecutando el cálculo inverso, considerando la rugosidad del terreno indicada por el usuario en cada punto del mapa. Después, se calcula la producción energética de un aerogenerador allí situado, utilizando su curva de potencia para la densidad media del aire en el parque eólico.

Los algoritmos del modelo WAsP se basan en la ecuación semiempírica de Rossby y Montgomery conocida como ley de arrastre geostrófico (1935), que supone un perfil logarítmico.

Este programa ha sido utilizado profusamente a pesar de que en muchos casos sus resultados tienen poco que ver con la realidad. Afortunadamente, hoy en día la mayoría de los técnicos son conscientes de las limitaciones del modelo, puesto que es fácil para

el usuario poder contrastar su coherencia en cada caso. Si el modelo se muestra incoherente se debe descartar su utilización, como en lugares de orografía complicada, donde los resultados son muy inciertos. Sin embargo, en lugares llanos como Dinamarca puede ser una herramienta de apoyo muy valiosa. (En realidad en lugares llanos la producción de las distintas máquinas del parque eólico debería ser muy similar) (Rodríguez, Burgos y Arnalte, 2003).

- **Replanteo en campo del emplazamiento**

Una vez se disponga de un emplazamiento suficientemente consistente se replanteará el emplazamiento con la ayuda de un aparato GPS de precisión submétrica.

En caso de que surjan modificaciones en el emplazamiento, se actualizará la información obtenida hasta el momento.

Una vez seleccionado el emplazamiento de los aerogeneradores, se especificarán sus ubicaciones mediante el sistema de coordenadas UTM.

2.4.4.6. Cálculo energético

El cálculo de la producción estimada del parque está basado en la utilización del modelo WAsP. Los datos de entrada son:

2.4.4.6.1. Mapa

Basados en las premisas del apartado correspondiente a la orografía, se realiza un modelo digital del terreno (asimilable por WAsP).

El mapa resultante será revisado minuciosamente antes de su uso para descartar errores en la transformación, mediante:

- Inspección de coherencia de datos con el Editor de Mapas de RISO.
- Inspección visual del mapa resultado, uniendo las curvas de nivel siempre que sea posible.
- Chequeo del mapa resultado frente a fotografías aéreas o mapas oficiales escaneados y superpuestos con las curvas de nivel. Prestar especial atención a la coherencia de coordenadas. El objeto de este paso es descartar errores en la transformación de datos oficiales de cartografía a los utilizados por el programa WAsP.
- Adaptación de las curvas de rugosidad al terreno si es necesario. Revisión de la no existencia de ambigüedades en las curvas de rugosidad.
- Adaptación de los obstáculos existentes en la cartografía a la lista de obstáculos de WAsP.

2.4.4.6.2. Curva de Potencia

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que nos indica la potencia eléctrica que es capaz de generar para cada velocidad del viento incidente, por tanto la energía anual que es capaz de desarrollar una turbina depende de su curva de potencia.

La curva de potencia se obtiene a partir de medidas de velocidades del viento en el emplazamiento tomadas por el anemómetro, y la potencia eléctrica se lee directamente de los aparatos de control del aerogenerador (registrador de datos).

En general, los aerogeneradores modernos de eje horizontal se diseñan para trabajar con velocidades del viento que varían entre 3 y 24 m/s de promedio. La primera es la llamada velocidad de conexión y la segunda la velocidad de corte. Básicamente, el aerogenerador comienza produciendo energía eléctrica cuando la velocidad del viento supera la velocidad de conexión y, a medida que la velocidad del viento aumenta, la potencia generada es mayor, siguiendo la llamada curva de potencia. Ver figura 2.10.

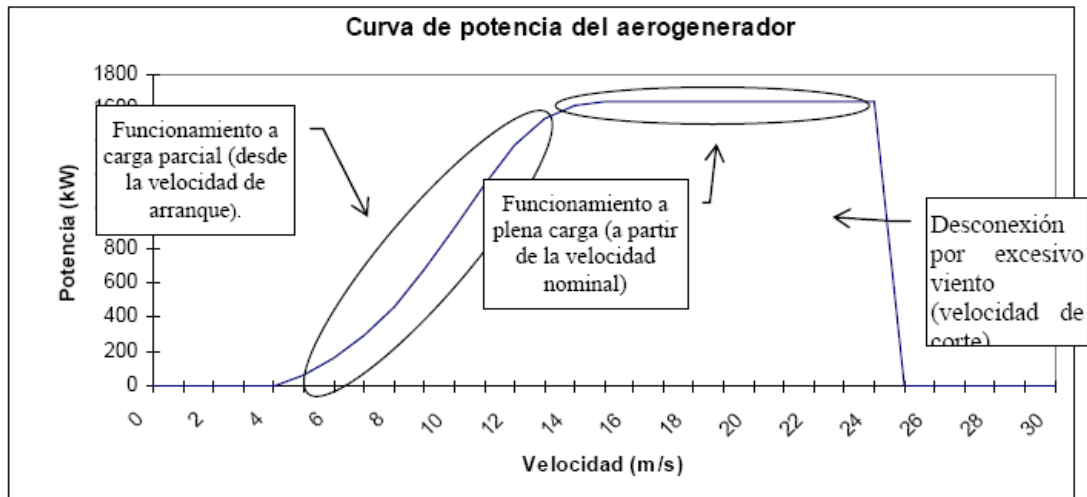


Figura 2.10. Curva de potencia típica de un aerogenerador moderno.

A partir de la curva de potencia se obtiene el coeficiente de potencia C_p . Para calcular el coeficiente de potencia para cada velocidad se divide el valor de la potencia eléctrica para cada velocidad sacado de la curva de potencia por el área de barrido del rotor, se obtiene así la potencia disponible por metro cuadrado. Posteriormente, para cada velocidad, se divide el resultado anterior por la cantidad de potencia en el viento por metro cuadrado (Cal Herrera, 2006).

2.4.4.6.3. Datos meteorológicos

Se crearán tablas con datos de viento para cada una de las series de datos representativos del largo plazo de las parejas de sensores anemómetro-veleta de cada una de las torres del parque.

Todos los datos de las parejas anemómetro-veleta serán cruzados entre sí para garantizar la bondad de las extrapolaciones en altura y horizontal.

2.4.4.6.4. Resultados

Los valores de la producción obtenidos para cada uno de los aerogeneradores serán ponderados en función de la representatividad de la estimación de cada torre meteorológica respecto a cada uno de los emplazamientos.

De esta forma se obtiene un listado completo en el que se indica:

- Número de aerogenerador
- Torre que evalúa
- Coordenadas del aerogenerador
- Producción bruta de cada aerogenerador

- Efecto estela
- Producción neta media para cada aerogenerador y por sectores de dirección (la producción neta incluye las correcciones por pérdidas en red y autoconsumo y por disponibilidad)

La producción neta por sectores permitirá conocer el impacto en la producción total del parque en caso de que algún aerogenerador tenga direcciones prohibidas en funcionamiento.

El valor final de producción neta es el valor central de una distribución normal determinada por este y por la desviación típica obtenida del cálculo de incertidumbres en el proceso.

2.4.4.6.5. Factores de corrección a la producción

Los factores de corrección dependen de cada una de las evaluaciones en función de las desviaciones que se observan en el modelo al realizar evaluaciones cruzadas entre distintas estaciones de medida del emplazamiento.

Antes de obtener la producción bruta del parque, se corrigen las producciones obtenidas con los siguientes factores:

- Factor Largo Plazo: calculado dividiendo la producción histórica en la torre de referencia, con la del periodo utilizado en la evaluación.
- Factor de ajuste del modelo a WASP: este factor compensa la desviación introducida por WASP al convertir los datos de viento representativos del largo plazo a una distribución Weibull.
- Factor de corrección horizontal: una vez corregidas las desviaciones anteriores, basadas fundamentalmente en los datos que se introducirán en el modelo, se realiza una fase previa de calibración o adaptación del modelo al entorno del parque. Este proceso consiste en la corrección de errores en las estimas del modelo basadas en las medidas obtenidas de las torres meteorológicas instaladas para la evaluación del recurso.
- Factor de corrección en altura: se obtiene de la comparación de las estimaciones y datos reales a las alturas disponibles.

De estos factores de corrección, aplicados a los resultados del modelo, se obtiene la producción bruta del parque. Esta producción representa la producción que daría un aerogenerador con una curva de potencia dada en un emplazamiento aislado. Para adaptarla a la realidad de un parque, se introducen nuevos factores de corrección:

- Factor efecto estela: es el correspondiente a la pérdida energética por el efecto que el funcionamiento de aerogeneradores cercanos causan en el viento que incide sobre el aerogenerador problema. (Este factor es el obtenido por el modelo PARK de RISO). Los parámetros básicos que afectan a este modelo (coeficiente de empuje (C_t) y constante de decaimiento) se obtienen de la especificación del fabricante para el caso del C_t , y del tipo de emplazamiento para la constante de decaimiento.
- Factor curva de potencia: este factor, por defecto 0.95, intenta compensar, de manera conservadora, todos aquellos efectos locales que puedan modificar a lo largo del tiempo la curva de potencia aplicada por defecto en el modelo.

Aplicados estos factores, se obtiene la producción neta a pie de aerogenerador. Las pérdidas debidas al transporte de electricidad y mantenimiento de la planta se introducen a partir de:

- Factores por pérdidas eléctricas: es el que permite incluir en el modelo las pérdidas eléctricas por transformación y transporte de electricidad. Por defecto se considera 0.97, salvo que exista un estudio detallado que justifique la adopción de otro valor.
- Factor de indisponibilidad: este factor reduce la producción esperada, al suponer que el parque mantendrá una disponibilidad media de aerogeneradores de media del 97 % a lo largo del año.

Con estos factores se obtiene la producción neta en subestación de entrega.

Para condiciones particulares de algún parque en concreto, se permite introducir otros factores de corrección específicos que adapten la salida del modelo a la situación real prevista de funcionamiento de dicho parque (EDPR, 2009).

2.4.4.6.6. Incertidumbre y variabilidad

El objeto de este punto es el de describir las incertidumbres y variabilidades, anual y a 10 años, de la estimación de la producción anual media obtenida como resultado de la evaluación de recurso eólico de un parque (EDPR, 2009).

Las fuentes de incertidumbre a tener en cuenta son:

- Incertidumbre en la medida del viento: asociada a la serie de datos de viento (velocidad y dirección) registrada en una torre meteorológica. Es debida a los errores sistemáticos de anemómetros, veletas, registradores de datos, etc.
- Incertidumbre de la representatividad a largo plazo del viento medio utilizado para la evaluación del parque: la fuente de esta incertidumbre está en que normalmente no se dispone de una estación de referencia que disponga de una serie de datos de 15 o más años que puedan ser considerados como viento a largo plazo sin considerar incertidumbre alguna. Por otro lado, la estación de referencia considerada no siempre está en la zona del parque, lo que hace necesario partir de un periodo de registro de datos más corto y realizar un estudio de correlación-predicción entre las estaciones del parque y la de referencia que implica introducir incertidumbres.

Por tanto, por defecto se considera una variabilidad anual media del 6 % en viento y una incertidumbre en producción del 2 % por ajuste del periodo a largo plazo.

- Incertidumbre en la modelización del viento al emplazamiento y altura del buje de cada aerogenerador, que se identifican como incertidumbre de extrapolación horizontal y vertical del viento. Conocido el viento en el emplazamiento, la modelización supone utilizar las herramientas necesarias (WAsP y estimaciones del perfil logarítmico del viento) para estimar el viento en el emplazamiento de cada aerogenerador.
- Incertidumbre en la curva de potencia del aerogenerador considerado. Por defecto se considera una incertidumbre del 2.5 % en producción. Si la curva es suministrada por un fabricante para el parque en concreto y éste garantiza dicha curva, no se tendrá en cuenta esta incertidumbre por curva de potencia.
- Variabilidad anual. Por defecto se considera 6 % de variabilidad anual en viento.
- Variabilidad en 10 años. Por defecto se considera un 2 % de variabilidad en viento.

2.4.5. Lista de acciones abiertas. Evaluación preliminar

Una evaluación del recurso eólico puede ser realizada independientemente del estado de avance del proyecto. Siempre que esto ocurra, cada informe de evaluación deberá contener una lista de acciones abiertas donde queden reflejadas inequívocamente todas las actuaciones que impiden catalogar la evaluación como definitiva. Igualmente, se incluirá una estimación del impacto que puede tener la falta de esa información (generalmente como incertidumbre).

Así, una evaluación no se considera definitiva, sino preliminar, si:

- La curva de potencia no es suficientemente fiable.
- Si la cartografía disponible no se ajusta a los requisitos exigidos, o el emplazamiento de aerogeneradores no es definitivo.
- Son necesarios datos de viento para validación espacial.
- Si el periodo de datos medidos no es suficiente en alguna de las torres meteorológicas o si el largo plazo no está suficientemente ajustado.
- El tipo y/o número de estaciones meteorológicas es insuficiente.
- Cualquier otro factor que afecta a la confianza del resultado.

En el informe definitivo de la evaluación se debe incluir la curva de potencia del parque.

2.4.6. Informe definitivo

Como resultado final de una evaluación eólica se debe editar un documento que recoja las conclusiones y el proceso llevado a cabo para la evaluación eólica.

El informe definitivo no debe contener ninguna acción por cerrar y su contenido debe ser el siguiente:

- Información general
- Localización del parque bajo estudio
- Características del parque
- Características de la evaluación
- Resultados
- Evaluación
- Plano para la modelización
- Estaciones meteorológicas principales y de referencia
- Localizaciones de las estaciones meteorológicas
- Datos de viento registrados
- Estudio de la representatividad a largo plazo del periodo considerado
- Extrapolación de los datos
- Distribución por sectores de frecuencias, velocidades y densidad de potencia
- Implantación de aerogeneradores
- Criterios de emplazamiento
- Modelización del campo de vientos
- Conclusiones

2.5. ESTUDIO DEL RECURSO EÓLICO DEL PARQUE EÓLICO EL MANCHEGO I EN LA RODA, ALBACETE

2.5.1. Introducción

El presente apartado recoge los resultados del estudio del recurso eólico y producción energética para el Parque Eólico El Manchego I, que se instalará en la provincia de Albacete, dentro del término municipal de La Roda, en el área autorizada.

El parque eólico tendrá una potencia eléctrica instalada total de 28.5 MW y estará formado por 19 aerogeneradores de General Electric (GE) de 1.5 MW de potencia nominal.

La mejor forma de determinar el recurso eólico a largo plazo en un parque eólico es mediante datos de viento registrados en el emplazamiento, por ello, se nos ha proporcionado para el estudio aproximadamente un año de datos de viento registrados en el emplazamiento.

Cuando sólo se dispone de un periodo corto de datos en el emplazamiento, es habitual combinar dichas mediciones con mediciones a largo plazo de una estación meteorológica cercana. Se nos ha proporcionado también 4 años de datos del mástil de medición cercano Barrax (estación de referencia).

Se ha analizado en el presente estudio junto con los resultados del análisis de viento, el modelo de aerogenerador para estimar la producción de energía a largo plazo del parque eólico propuesto.

2.5.2. Descripción del emplazamiento y del equipo de medida

2.5.2.1. El emplazamiento

El emplazamiento está situado aproximadamente a 6 Km al suroeste de La Roda, como muestra la figura 2.11 (Repsol, 2009).

El parque eólico de El Manchego se encuentra situado en un páramo con una elevación aproximada de 710 m sobre el nivel del mar. Dada la naturaleza del terreno y la lejanía de pendientes pronunciadas u otros accidentes geográficos que pudieran afectar al flujo de viento, se considera que es un terreno simple. La vegetación del emplazamiento consiste en zonas áridas con hierba y con arbustos, viñedos y algunas áreas de encinas de diferente frondosidad. Además, existen varios pueblos y casas aisladas en las proximidades del emplazamiento.

Los valores de la rugosidad_z de la superficie del emplazamiento y de su área colindante son:

- Emplazamiento y terreno colindante: 0.03 m
- Viñedos y zonas de arbustos más densos: 0.05 m
- Áreas de encinas: 0.30 m
- Núcleos urbanos: 0.50 m



Figura 2.11. Situación del Parque Eólico El Manchego I

6. Rugosidad del terreno. La rugosidad de una superficie se determina por el tamaño y distribución de los elementos de rugosidad que contiene. Se evalúa mediante el parámetro denominado longitud de rugosidad z_0 , que nos da la altura a la cual la velocidad media es cero cuando el viento tiene una variación logarítmica con la altura: $z_0 = 0.5 S h / Ah$ con h , S : altura y sección cara al viento de los elementos de rugosidad. Ah : área horizontal media (Cal Herrera, 2006).



La figura 2.12 muestra un ejemplo del terreno de la zona.



Figura 2.12. Panorámica de la zona

2.5.2.2. Equipos de medida

Las mediciones en el emplazamiento se han realizado con una torre meteorológica, el mástil El Manchego, de 81 metros de altura y coordenadas UTM Huso 30 ED 50: 568766 E, 4335547 N.

Se han llevado a cabo las siguientes medidas del viento en la torre El Manchego: velocidad media, máxima, mínima y desviación estándar de la velocidad en base diezminutal a 81 m, 78 m y 40 m de altura; dirección media y desviación estándar a 78 m y a 40 m de altura; y temperatura y humedad relativa. El periodo de medición comprende desde diciembre de 2006 hasta diciembre de 2007.

Los datos de viento se han medido utilizando anemómetros NRG-Maximum 40 (anemómetro de cazoletas) y veletas NRG 200P. Asimismo, se han utilizado registradores (data loggers) Meteo-32 Ammonit programados para registrar medidas diezminutales de dirección y velocidad de viento y desviación típica y velocidad máxima de velocidad de viento, así como temperatura, humedad relativa y tensión de la batería.

Los anemómetros cuentan con un certificado de calibración expedido por el National Institute of Standards and Technology (E.E.U.U.). Estos túneles de viento son miembros reconocidos de los túneles de viento asociados a la red MEASNET.

El mástil El Manchego es un mástil de celosía de 79 m de altura de sección triangular de 66 cm de lado. En el extremo superior tiene una extensión tubular de 2 m de longitud y unos 6 cm de diámetro. Los instrumentos instalados en el mástil El Manchego incluyen anemómetros y veletas montados a 40 m y a 78 m de altura y un anemómetro adicional a 81 m de altura. El anemómetro y la veleta de 40 m se encuentran instalados en sendos brazos horizontales de sección circular de unos 4 cm y una longitud de cuatro veces el lado de la torre, estando el brazo del anemómetro orientado a 180° y el brazo de la veleta a 0°. Las cazoletas del anemómetro están a más

de doce veces el diámetro del brazo por encima del mismo. Los sensores a 78 m están instalados según la misma configuración de montaje. El anemómetro superior está colocado sobre la extensión tubular, en un punto aproximadamente 2 m por encima del final de la celosía. En el extremo de la extensión tubular se ha incluido un pararrayos de unos 2 cm de sección y una separación de 0.5 m con respecto al anemómetro y una longitud vertical de 1 m, orientado al este.

Estas configuraciones de montaje son consistentes con las recomendaciones del IEA (*International Energy Agency*).

2.5.3. Selección de la estación meteorológica de referencia

En la evaluación del régimen de viento de un parque eólico generalmente es necesario correlacionar los datos registrados en el emplazamiento con los datos de una estación meteorológica de referencia a largo plazo cercana. Los datos de viento en un emplazamiento se limitan a menudo a un periodo corto de tiempo y se requiere esta correlación para asegurar que las estimaciones de la velocidad de viento en el emplazamiento sean representativas del valor a largo plazo. Al seleccionar una estación meteorológica apropiada para este propósito, es importante que tenga una buena exposición y que los datos sean consistentes durante el periodo de medición considerado.

Se ha propuesto el mástil cercano Barrax como posible estación de referencia. Como muestra la figura 2.11, la estación está situada a unos 4 km al sur del emplazamiento, y cuyas coordenadas UTM Huso 30 ED 50 son: 569368 E, 4327205 N.

Las mediciones del viento realizadas en este mástil se detallan a continuación:

- Velocidad media y desviación estándar de la velocidad en base horaria a 80 m, 45 m y 20 m. Dirección media en base horaria a 80 m y a 45 m de altura. Periodo de medición desde octubre de 2002 a febrero de 2003.
- Velocidad media y desviación estándar de la velocidad en base diezminutal a 80 m, 45 m y 20 m. Dirección media en base diezminutal a 80 y a 45 m. Temperatura media. Periodo de medición desde febrero de 2003 a octubre de 2004.
- Velocidad media, máxima desviación estándar de la velocidad en base diezminutal a 78 m, 40 m y 19 m. Dirección media en base horaria a 77 m, a 39 m y a 20 m. Temperatura media. Periodo de medición de octubre de 2004 a septiembre de 2007.

El mástil Barrax es un mástil de celosía de 100 m de altura con anemómetros NRG y veletas Thies a 80 m, 45 m y 20 m durante los dos primeros años (octubre 2002-octubre 2004). En los tres años siguientes se instalaron los sensores a 78 m, 40 m y 19 m de altura. Debido a ese cambio en las alturas de medición de velocidad de viento, en el análisis de energía no se han utilizado las mediciones de velocidad del periodo de medición de 24 meses (octubre 2002-octubre 2004), es decir, para las alturas de 80 m, 45 m y 20 m, para estimar la velocidad de largo-plazo, debido a la falta de consistencia de las mediciones. No obstante, sí se han incluido los datos diezminutales tomados en dicho periodo ya que en el estudio de las velocidades extremas no es tan importante una diferencia de altura de 2 m en las mediciones de velocidad.

Los datos de viento considerados se han medido con anemómetros NRG instalados a 78 m, 40 m y 19 m de altura en brazos horizontales de una longitud de unas tres veces el lado de la torre, y una orientación de 260°. Estas configuraciones de montaje no son totalmente consistentes con la IEA por estar los anemómetros demasiado cerca de la

estructura del mástil, y con unas orientaciones próximas a las de las direcciones dominantes. Por tanto, se han utilizado los datos de viento registrados en el periodo de medición de tres años (octubre 2004-septiembre 2007) para el análisis de energía, si bien se ha incluido un factor de incertidumbre adicional debido a los posibles efectos de la afección producida por las estelas de una turbina próxima a la torre de referencia.

2.5.4. Datos de viento

2.5.4.1. Datos de viento registrados en el emplazamiento

Los datos de viento se han sometido a un proceso de control de calidad para identificar registros que se hubieran perdido o estuvieran afectados por un mal funcionamiento de los equipos y otras anomalías.

La comprobación de los datos del mástil El Manchego a 81 m muestra 534 horas de datos de velocidad y 1280 horas de dirección de vientos perdidos o erróneos. Estos datos se han excluido del análisis. A continuación se resumen los periodos principales durante los que no hay datos válidos, junto con los detalles de los errores identificados:

- Desde el 12 de marzo del 2007 hasta el 3 de abril del 2007 no se dispone de datos.
- Desde el 12 de febrero hasta el 12 de marzo de 2007, las dos veletas miden continuamente 0.

En la tabla 2.2 se resume la duración, las estadísticas básicas y la cobertura de datos para el mástil El Manchego (EDPR, 2009).

Mes	Velocidad media de viento (m/s)	Cobertura de datos de velocidad de viento (%)	Cobertura de datos de dirección de viento (%)
Diciembre 06	4.8	25	25
Enero 07	5.8	100	100
Febrero 07	6.3	100	35
Marzo 07	7.5	38	0
Abril 07	5.3	90	91
Mayo 07	6.7	100	100
Junio 07	8.7	100	100
Julio 07	6.4	100	100
Agosto 07	6.9	100	100
Septiembre 07	7.2	100	100
Octubre 07	6.8	100	100
Noviembre 07	5.9	100	100
Diciembre 07	6.1	68	68

Tabla 2.2. Mediciones realizadas en el mástil El Manchego a 81 m.

5.4.2. Datos de viento registrados en el mástil de referencia Barrax

Los datos de viento se han sometido a un proceso de control de calidad, para identificar registros que se hubieran perdido o estuvieran afectados por un mal funcionamiento de los equipos y otras anomalías. La comprobación de los datos del mástil Barrax a 78 m muestra 5561 horas de datos de velocidad de vientos perdidos o erróneos en el anemómetro NRG. Estos datos se han excluido del análisis. Se ha utilizado la serie de velocidades de mayor cobertura.

Se ha considerado el periodo comprendido entre octubre del 2004 a septiembre de 2007 como consistente para el análisis de energía. La inconsistencia detectada en octubre del 2002 debido al cambio de altura de los anemómetros no se considera tan importante para el estudio de los vientos extremos y, por lo tanto, se ha considerado el periodo desde octubre de 2002 hasta septiembre de 2007 para el análisis de vientos extremos.

Mediante correlaciones entre el mástil El Manchego y el mástil Barrax se ha detectado un desfase temporal de 30 minutos desde el principio del periodo concurrente hasta el 2 de abril del 2007, y de 130 minutos desde el 2 de abril del 2007. Esos desfases en las series temporales de datos han sido corregidos.

En la tabla 2.3 se resumen la duración, las estadísticas básicas y la cobertura de datos para el mástil Barrax (EDPR, 2009).

Mes	Velocidad media de viento (m/s)	Cobertura de datos de velocidad de viento (%)	Cobertura de datos de dirección de viento (%)
Octubre 04	6.1	44	44
Noviembre 04	6.0	100	100
Diciembre 04	6.1	85	85
Enero 05	7.5	48	48
Febrero 05	6.3	100	100
Marzo 05	7.7	100	100
Abril 05	7.8	100	100
Mayo 05	6.1	100	100
Junio 05	7.2	66	66
Julio 05	6.8	100	100
Agosto 05	5.8	100	100
Septiembre 05	5.9	100	100
Octubre 05	6.2	100	100
Noviembre 05	6.6	100	100
Diciembre 05	5.3	100	100
Enero 06	6.6	100	100
Febrero 06	5.5	100	100
Marzo 06	7.1	100	100
Abril 06	6.1	99	100
Mayo 06	7.3	99	100
Junio 06	6.5	100	100
Julio 06	7.7	98	98
Agosto 06	6.7	100	100
Septiembre 06	6.2	100	100
Octubre 06	6.8	100	100
Noviembre 06	6.3	100	100
Diciembre 06	6.0	100	100
Enero 07	5.7	100	100
Febrero 07	6.2	100	100
Marzo 07	6.8	100	100
Abril 07	5.5	100	100
Mayo 07	6.3	100	100
Junio 07	8.4	97	97
Julio 07	6.0	100	100
Agosto 07	6.4	100	100
Septiembre 07	7.9	42	42

Tabla 2.3. Mediciones realizadas en el mástil Barrax a 78 m.

2.5.5. Descripción del parque eólico

2.5.5.1. El aerogenerador

El aerogenerador que se ha propuesto para el parque eólico de El Manchego I es el GE 1.5_{XLE} de 1.5 MW. Los parámetros básicos de dicho aerogenerador son:

- Diámetro: 77 m
- Altura de buje: 80 m
- Velocidad de rotación: 10-20 rpm.
- Número de palas: 3
- Potencia nominal: 1.500 KW

La curva de potencia utilizada en el cálculo de la producción para una densidad del aire de 1.14 Kg/m³ y una intensidad de turbulencia de entre un 10 % y un 15% es la que se muestra en la figura 2.13.

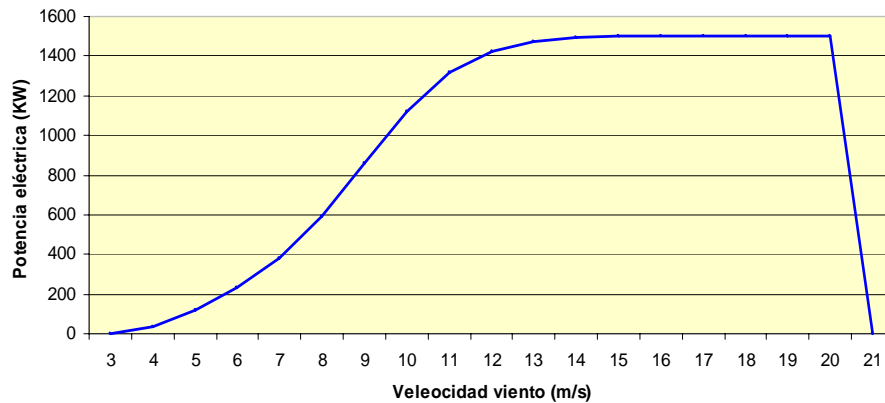


Figura 2.13. Curva de potencia

De esta gráfica que proporciona la figura 2.13, se deduce que la potencia que se obtiene para una velocidad media del viento de 6.8 m/s es de 480 KW.

Con todos estos datos ya se puede calcular la producción neta del Parque y las horas equivalentes de funcionamiento.

2.5.5.2. Esquema de implantación del parque eólico

En la figura 2.14 se muestra un mapa del emplazamiento con las posiciones de los 19 aerogeneradores que conforman el parque y las coordenadas UTM Huso 30 de cada aerogenerador.

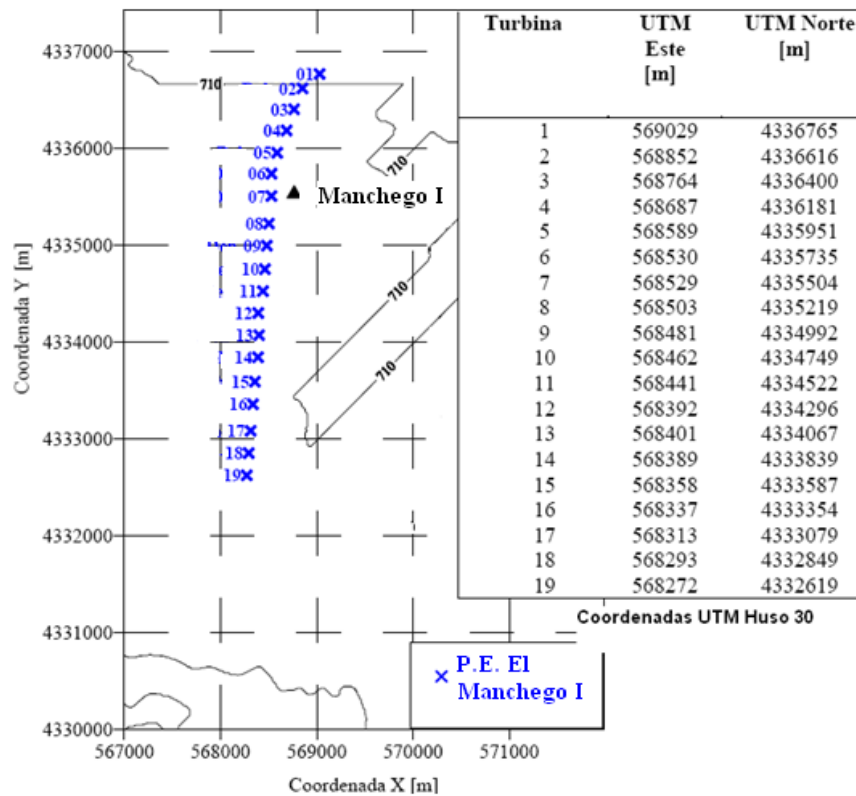


Figura 2.14. Mapa del emplazamiento de El Manchego I

2.5.6. Resultados del análisis

El análisis del parque eólico se ha realizado en varias etapas que se resumen a continuación:

- El mástil Barrax ha registrado datos de velocidad y dirección de viento a 78 m de altura durante el periodo comprendido entre octubre de 2004 y septiembre de 2007.
- El mástil El Manchego a ha registrado datos de velocidad y dirección de viento a 81 m de altura durante el periodo comprendido entre diciembre de 2006 y diciembre de 2007.
- Los datos registrados en el mástil Barrax a 78 m se han correlacionado con los datos registrados en el mástil El Manchego a 81 m. Esta correlación se ha utilizado para recrear datos en el mástil El Manchego a 81 m y obtener la distribución de frecuencias de dirección y velocidad de viento a 81 m para el periodo comprendido entre octubre de 2005 y septiembre de 2008.
- Se ha llevado a cabo la modelización del flujo de viento para determinar la variación de la velocidad de viento a la altura de buje en el emplazamiento con respecto a los mástiles de medición.
- Se ha calculado la producción de energía del parque eólico teniendo en cuenta las pérdidas por efecto estela, por efecto topográfico, por disponibilidad, por pérdidas eléctricas y otras posibles pérdidas.
- Se evaluó la incertidumbre en la estimación de la energía obtenida para el parque eólico.

Se puede encontrar en el Apéndice A una descripción más completa de los métodos utilizados en el análisis.

2.5.6.1. Velocidad media de viento a largo plazo en el mástil Barrax

El mástil Barrax se encuentra a varios kilómetros del parque eólico del presente análisis, por ello no se utiliza como mástil de inicialización.

Como se detalla en el apartado 2.5.4.2, para el análisis se dispone de mediciones de viento en el mástil Barrax durante un periodo de aproximadamente 2.9 años. Durante los 2.9 años de mediciones resultaron un total de aproximadamente 2.8 años de datos válidos de viento a 78 m debido a periodos perdidos y erróneos. Al existir mediciones de viento en el mástil El Manchego a 81 m que cubren algunos de estos periodos y añaden datos para el periodo comprendido entre septiembre y diciembre de 2007, se ha estudiado la posibilidad de utilizar el análisis Medir-Correlacionar-Predecir (MCP), que se describe en el Apéndice A para recrear los datos perdidos o erróneos en el mástil Barrax a 78 m desde los datos registrados en el mástil El Manchego a 81 m.

Se han comparado las velocidades de viento medidas en el mástil Barrax a 78 m en cada uno de los doce sectores de dirección de 30 grados con las velocidades de viento concurrentes medidas en el mástil El Manchego a 81 m, observando que los datos están bien correlacionados.

Los ratios de aceleración direccional (ratios de correlación) obtenidos se han aplicado a los datos de viento del mástil El Manchego a 81m.

De esta manera, se amplía el periodo de datos del mástil Barrax a 78 m desde octubre de 2004 hasta diciembre de 2007.

Para evitar la introducción de un sesgo en la velocidad media de viento anual debido a la estacionalidad del viento, se ha utilizado el siguiente método:

- Se ha determinado la velocidad media de viento de cada mes a partir de la media de todos los datos válidos de ese mes durante el periodo. Este valor se toma como la media mensual asumiendo que los datos válidos son representativos de los datos perdidos.

- La media de las medias mensuales se ha tomado como la media anual (media de medias).

Utilizando este método la velocidad media de viento estimada en el mástil Barrax a 78 m, ha resultado ser de 6.5 m/s para el periodo comprendido entre octubre de 2004 y diciembre de 2007.

Adicionalmente, tal y como se ha explicado en el apartado 5.4.2, se ha decidido incluir en el estudio de vientos extremos los datos diezminutales registrados en el mástil Barrax a 80 m durante el periodo comprendido entre febrero de 2004 y octubre de 2007. Para ello, se ha utilizado el perfil vertical estimado en este mástil para extrapolar los datos registrados a 80 m y a 78 m y así poder unirlos a la serie de datos formada por datos registrados y recreados desde El Manchego y formar una serie de datos final comprendida entre febrero del 2003 y septiembre del 2007.

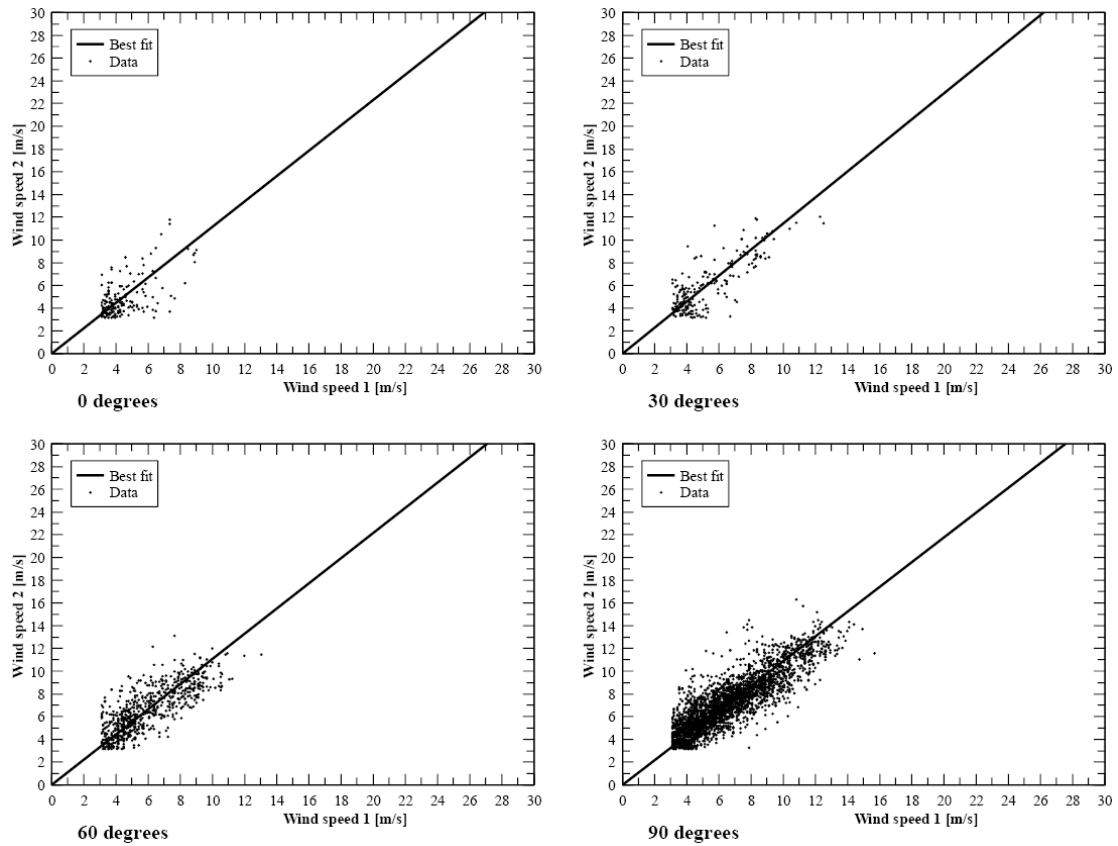
2.5.6.2. Velocidad media de viento a largo plazo en el mástil El Manchego

Como se detalla en el apartado 2.5.4.1, para el análisis se dispone de mediciones de viento en el mástil El Manchego durante un periodo de aproximadamente 1 año. Durante ese año de mediciones resultaron un total de aproximadamente 0.9 años de datos válidos de viento.

Al existir mediciones de viento en el mástil Barrax que cubren un periodo anterior y además existir varios meses de periodo concurrente entre ambos mástiles, se investigó

la posibilidad de extender el periodo en el mástil El Manchego a 81 m con la metodología descrita en el apartado anterior.

En la figura 2.15 (WAsP) se comparan las velocidades de viento medidas en el mástil El Manchego a 81 m en cada uno de los doce sectores de dirección de 30 grados, con las velocidades de viento concurrentes medidas en el mástil Barrax a una altura de 78 m, y se observa que los datos están razonablemente bien correlacionados.



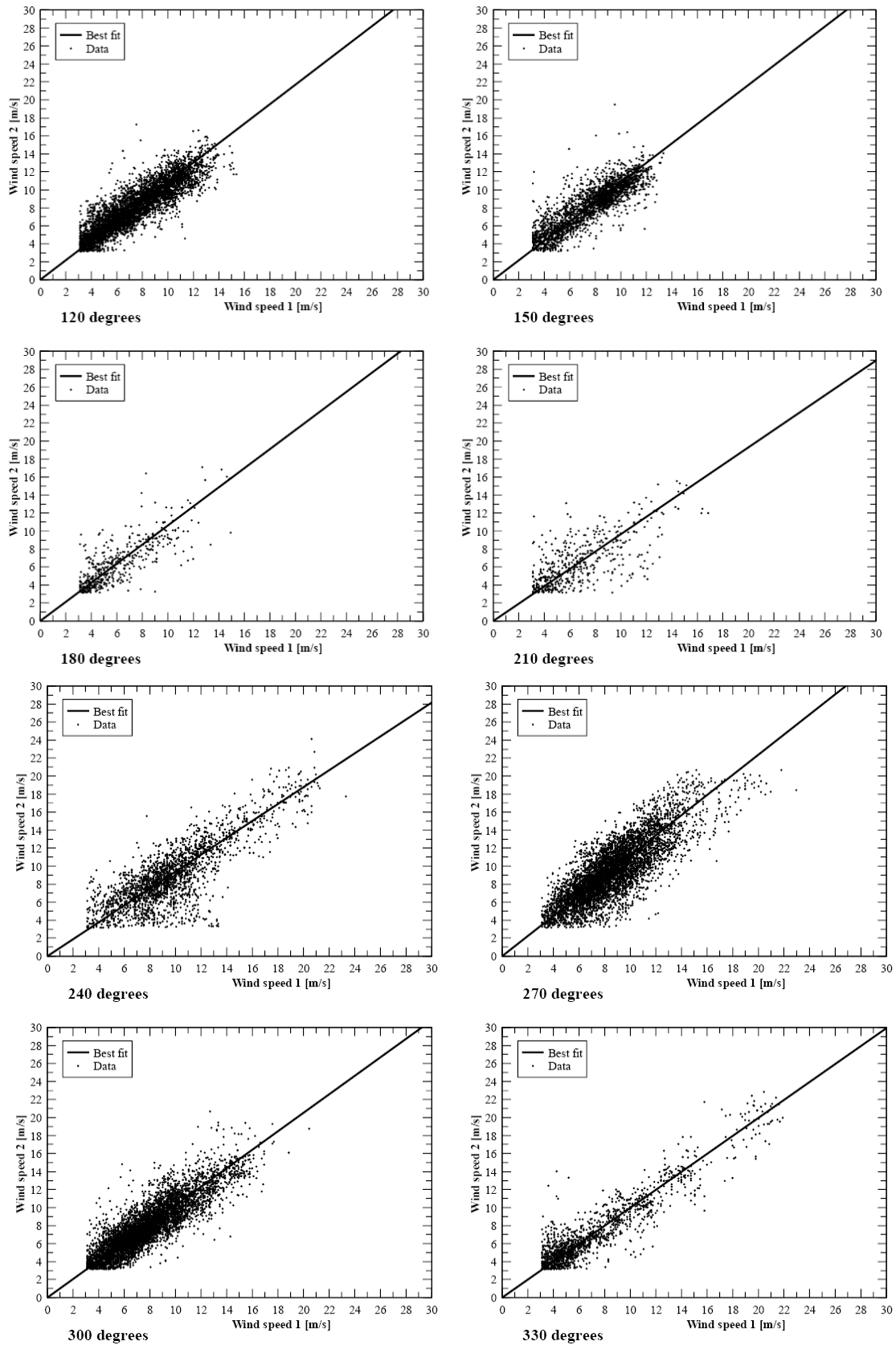


Figura 2.15. Correlación de las velocidades de viento entre el mástil Barrax a 78m y el mástil El Manchego a 81 m. (WASP)

Los factores direccionales de aceleración (ratios de correlación) calculados se muestran en tabla 2.4. Todos los valores son próximos a la unidad, lo que quiere decir que los datos están bien correlacionados, como podía verse de forma gráfica en la figura anterior.

Sector de dirección (°)	Número de datos	Ratio de correlación
345 – 15	169	1.12
15 – 45	196	1.14
45 – 75	654	1.11
75 – 105	2731	1.09
105 – 135	4653	1.09
135 – 165	2270	1.08
165 – 195	443	1.06
195 – 225	472	0.96
225 – 255	2070	0.94
255 – 285	5317	1.12
285 – 315	5432	1.03
315 - 345	1357	1.00

Tabla 2.4. Ratios de correlación entre el mástil Barrax y el mástil El Manchego

La figura 2.16 (WAsP) muestra la correlación de la dirección de viento entre los dos mástiles y se observa que los datos están bien correlacionados.

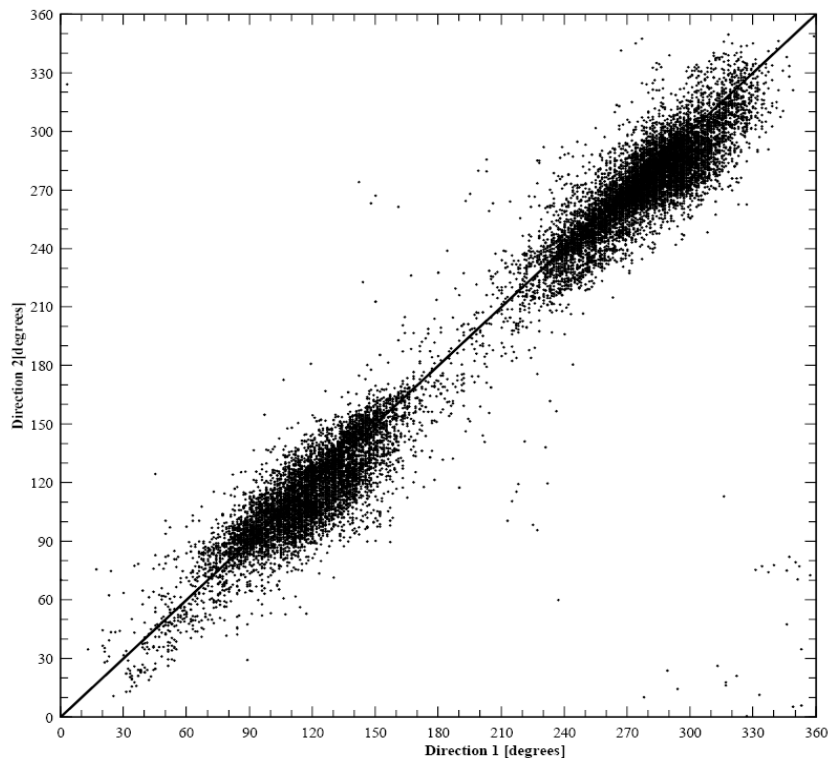


Figura 2.16. Correlación de las direcciones de viento entre el mástil Barrax a 78 m (1) y el mástil El Manchego a 81 m (2) (WAsP)

Se ha llevado a cabo la siguiente comprobación en la recreación de datos. Los ratios de aceleración direccional mostrados en la tabla 2.4 se aplicaron a los datos de viento del mástil Barrax a 78 m. Este conjunto de datos recreados se redujo para ser

exactamente concurrente con los datos medidos registrados. Se comparó la forma de la distribución de frecuencias de viento obtenida de los datos medidos y recreados. Si la correlación y recreación de datos es fiable, entonces la velocidad media de viento, la forma de la distribución de frecuencias y la rosa de los vientos de los datos de viento recreados debe ser similar a los datos reales para exactamente el mismo periodo. Este ha sido el caso, y por lo tanto se considera apropiado recrear datos de viento perdidos o inexistentes en el mástil El Manchego a 81 m a partir de datos registrados en el mástil Barrax a 78 m.

De esta manera, se ha ampliado el periodo de datos del mástil El Manchego a 81 m desde octubre de 2004 hasta diciembre de 2007 y se ha estimado la velocidad a largo plazo. Utilizando el mismo método anteriormente descrito en el apartado 5.4.2 para eliminar errores de estacionalidad, la velocidad media de viento estimada en el mástil El Manchego a 81 m, ha resultado ser de 6.8 m/s.

Los valores de la velocidad de viento a largo plazo y su distribución de frecuencias de dirección se muestran en la tabla 2.5.

Dirección	Velocidad media (m/s)	Frecuencia (%)
0° - N	5.24	0.83
30° - NNE	3.99	4.53
60° - ENE	4.03	3.09
90° - E	5.92	12.08
120° - ESE	6.83	19.26
150° - SSE	6.93	8.31
180° - S	4.79	2.39
210° - SSW	4.48	1.94
240° - WSW	7.88	6.15
270° - W	8.69	18.38
300° - WNW	7.24	18.78
330° - NNW	5.83	4.24

Tabla 2.5. Velocidad del viento y distribución de frecuencias de dirección

La correspondiente distribución conjunta de frecuencias de dirección y velocidad de viento se presenta en la figura 2.17 en forma de rosa de vientos.

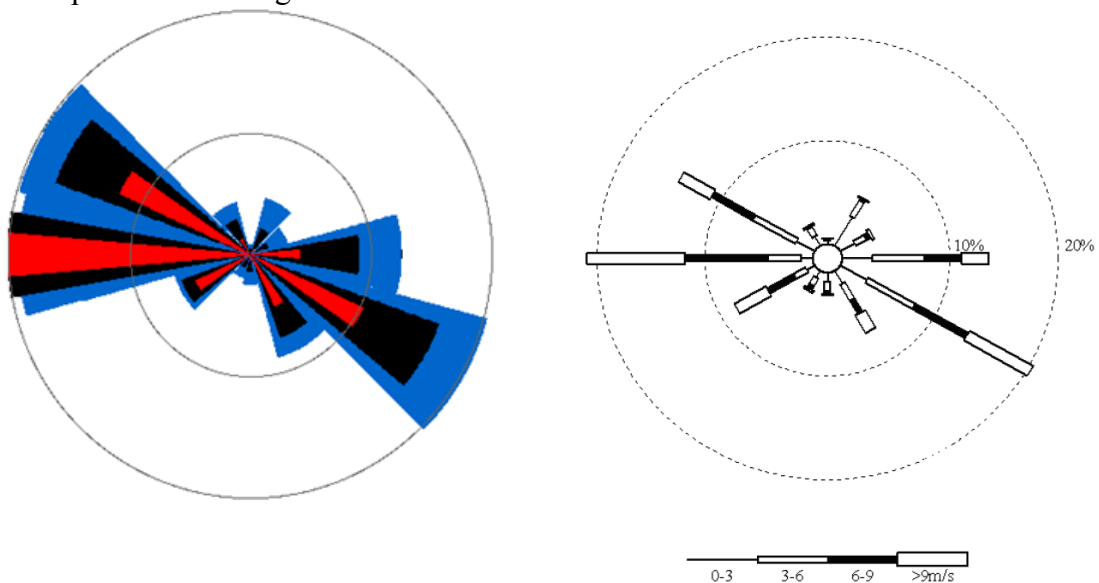


Figura 2.17. Rosa de vientos anual estimada para el mástil El Manchego a 81 m

Para cada uno de los sectores, las cuñas más exteriores (en azul) muestran la distribución de frecuencias del viento.

Las cuñas intermedias (en negro) muestran la distribución del producto de las dos columnas, es decir, las velocidades del viento multiplicadas por sus frecuencias.

Las cuñas más interiores muestran la distribución de las velocidades del viento al cubo (esto es, las energías, en rojo) multiplicadas por sus frecuencias. Indican donde encontrar una mayor potencia que impulse los aerogeneradores.

Por tanto, se observa que casi toda la energía proviene del oeste y noroeste. Una gran parte de la energía del viento viene de esa dirección en particular, lo que se deseará cuando se coloque una turbina eólica en el paisaje, será tener la menor cantidad de obstáculos posibles en esa dirección, así como un terreno lo más liso posible.

Hay que destacar que la rosa de los vientos sólo indica la distribución relativa de las direcciones del viento, y no el nivel real de la velocidad media del viento.

2.5.6.3. Variaciones de la velocidad del viento

Se ha estimado la variación de la velocidad de viento sobre el emplazamiento utilizando el modelo de flujo por ordenador WAsP, tal y como se describe en el Apéndice A. El modelo de flujo de viento se ha iniciado a partir de las distribuciones de frecuencias de velocidad y dirección media de viento a largo plazo calculadas para el mástil El Manchego.

Para las posiciones de los aerogeneradores con pendientes superiores a 17 grados en las direcciones de viento predominantes, y en mayor grado que la posición del mástil anemométrico de iniciación (Barrax), hay una tendencia del WAsP a sobrevalorar la velocidad de viento y la producción de energía de estos aerogeneradores. Por el contrario, si un mástil está situado en una zona fuertemente influenciada con pendientes superiores a las de la posición de la turbina, por encima de 17 grados, hay una tendencia del WAsP a infravalorar la velocidad de viento y la producción de energía de estos aerogeneradores.

Se ha llevado a cabo una revisión del parque eólico para establecer si dichas condiciones están presentes en el emplazamiento. El parque eólico se encuentra localizado en un terreno simple que no incluye áreas con pendientes pronunciadas que puedan causar separación del flujo. En cambio, se observa una disminución de velocidad de norte a sur tal y como se aprecia en la velocidad media registrada en el mástil del emplazamiento y en el de referencia. Por ello, se ha decidido inicializar diferentes grupos de aerogeneradores desde el mástil local más representativo así como realizar ciertos ajustes pragmáticos que se describen a continuación.

La predicción de velocidad para los aerogeneradores 1 a 16 se ha realizado desde el mástil El Manchego. Sin embargo, la posición del mástil no se considera totalmente representativa de la posición de los aerogeneradores 16 a 19, por lo que se ha tomado la medida pragmática de reducir la velocidad de viento estimada en las posiciones de estos aerogeneradores en una pequeña magnitud variable en cada posición, y nunca superior al 1%. Esta reducción de la velocidad permite representar una variación de velocidades menos brusca y más ajustada al gradiente de velocidad observado de norte a sur comentado anteriormente.

2.5.6.4. Estimación de energía generada

La energía capturada por cada aerogenerador se da en la tabla 2.6. La velocidad de viento en la posición del aerogenerador no incluye los efectos estela y las energías para cada turbina incluyen solamente el efecto topográfico, el efecto estela y un ajuste por densidad de aire.

Aerogenerador	Velocidad media de viento a la altura de buje (m/s)	Producción de energía (GWh/año)*
1	6.9	4.4
2	6.8	4.4
3	6.8	4.4
4	6.8	4.4
5	6.8	4.4
6	6.8	4.4
7	6.8	4.4
8	6.8	4.4
9	6.8	4.4
10	6.8	4.4
11	6.8	4.4
12	6.8	4.4
13	6.8	4.4
14	6.8	4.4
15	6.8	4.4
16	6.8	4.4
17	6.8	4.3
18	6.8	4.3
19	6.8	4.3

Tabla 2.6. Velocidad del viento y producción de energía estimada para el parque eólico

*. Cálculo de producción de energía:

Para una velocidad media de viento de 6.9 m/s, de la curva de potencia del aerogenerador, se deduce que la potencia que se obtiene es de 500 KW. Por tanto, la producción: 500 KW x 8760 h/año = 4.4 GWh/año

La producción de energía del parque eólico se detalla en la tabla 2.7 y las definiciones de los diversos factores de pérdida se incluyen en el Apéndice A.

Potencia nominal (MW)	28.5
Energía ideal (GWh/año)	84.4
Efecto topográfico (%)	99.8
Efecto estela (%)	99.0
Eficiencia eléctrica (%)	97.4
Disponibilidad (%)	97.0
Hielo y ensuciamiento de palas (%)	99.5
Histéresis por altos vientos (%)	99.6
Mantenimiento de la subestación (%)	99.8
Fallo en punto de conexión eléctrica (%)	100.0
Ajuste de la curva de potencia (%)	100.0
Estelas producidas por torre (%)	97.2
Energía neta (GWh/año)	75.2
Horas equivalentes (horas/año)	2640

Tabla 2.7. Producción de energía del parque eólico

Para la disponibilidad, hielo y ensuciamiento de palas, histéresis por altos vientos y fallo en el punto de conexión se han asumido valores típicos.

2.5.6.5. Análisis de incertidumbre

Las principales fuentes de desviación respecto del valor medio estimado se cuantifican y se muestran en la tabla 2.8. La obtención de estos valores se detalla en el Apéndice A.

Fuente de incertidumbre	Velocidad de viento		Producción de energía ¹	
	(%)	(m/s)	(%)	(GWh/año)
Precisión de los anemómetros	2.5	0.17		
Variabilidad de un periodo de 3.1 años	3.4	0.23		
Precisión de la correlación de Barrax	1.7	0.12		
Consistencia de mástil Barrax	2.0	0.14		
Velocidad de viento total		0.34		6.2
Contador de la subestación			0.3	0.2
Cálculo del efecto topográfico y efecto estela			3.5	2.2
Variabilidad futura del viento (1año)	6.0	0.41		7.4
Variabilidad futura del viento (10 años)	1.9	0.13		2.4
Incertidumbre total en la producción de energía (1 año)				9.9
Incertidumbre total en la producción de energía (10 años)				7.0

1. La sensibilidad de la producción neta de energía con respecto a la velocidad de viento es de 18.1 GWh/año/ (m/s)

Tabla 2.8. Incertidumbre en la producción de energía

Las incertidumbres consideradas en el análisis del parque eólico de cada aerogenerador incluyen:

- Precisión de las mediciones de viento
- Precisión de correlación
- La asunción que el periodo de datos disponibles es representativo del recurso eólico a largo plazo
- La precisión de la extrapolación de las velocidades de viento desde la altura del mástil hasta la altura del buje
- La precisión de la modelización del flujo de viento
- La precisión de la modelización del efecto estela
- La precisión del contador de la subestación
- La variación de las velocidades de viento anuales futuras en el emplazamiento.

Existen diversas incertidumbres que no se han considerado en esta etapa, incluyendo las que se detallan a continuación. Generalmente pueden ser mitigadas, especialmente en los primeros años del proyecto, mediante previsiones apropiadas.

- Conformidad con la curva de potencia propuesta
- Disponibilidad del aerogenerador
- Pérdidas eléctricas
- Histéresis por altos vientos
- Hielo y ensuciamiento de las palas
- Mantenimiento de la subestación
- Fallo en punto de conexión eléctrica
- Limitación de potencia

2.5.7. Conclusiones

Se han obtenido datos de viento en el emplazamiento representativos de un periodo aproximado de 3.1 años. Basándose en los resultados del análisis de estos datos se deducen las siguientes conclusiones referidas al régimen de viento del emplazamiento:

1. La velocidad media de viento a largo plazo estimada es de 6.8 m/s a 81 m de altura en la posición del mástil El Manchego.
2. La desviación típica asociada a las velocidades medias de viento es de 0.34 m/s para el mástil El Manchego. Si se asume que los resultados se ajustan a una distribución normal, las probabilidades de superación de las estimaciones son las de la tabla siguiente:

Probabilidad de superación (%)	Velocidad media de viento en mástil El Manchego a 81 m (m/s)
90	6.4
75	6.6
50	6.8

Tabla 2.9. Probabilidades de superación de las estimaciones de velocidad del viento

De la tabla se deduce que hay una probabilidad de tan sólo un 10 % de que la velocidad media del viento en el parque sea inferior a 6.4 m/s.

Se han realizado cálculos relativos al flujo de viento en el emplazamiento y a las pérdidas por efecto estela, llegando a las siguientes conclusiones:

3. La velocidad media de viento a largo plazo promediada para todas las turbinas a la altura de buje es de 6.8 m/s.
4. La producción de energía neta estimada para el parque eólico es de 75.2 GWh/año, incluyéndose en este valor el cálculo del efecto topográfico y del efecto estela, pérdidas eléctricas, ajuste por densidad de aire, restricciones y asunciones de disponibilidad, pérdidas por histéresis por altos vientos, pérdidas por limitación de potencia, mantenimiento de la subestación y el efecto del hielo y ensuciamiento de las palas por insectos o suciedad.

Hay otras pérdidas que podrían posiblemente afectar a la producción de energía neta del parque eólico, tal y como se detalla en el Apéndice A, pero no se han considerado.

La estimación de energía neta mencionada anteriormente representa la media, con un nivel de superación del 50 %, de la producción anual de energía del parque eólico. Este valor es la mejor estimación del valor medio esperado del proyecto. Existe, por tanto, una probabilidad del 50 % de que, incluso en periodos muy largos, la producción energética media sea inferior al valor anteriormente citado.

Se ha calculado la desviación típica asociada con la estimación de la energía neta, incluyéndose las probabilidades de superación en la tabla siguiente:

Probabilidad de superación (%)	Energía neta (GWh/año)	
	Media de 1 año	Media de 10 años
90	60.1	64.5
75	67.3	69.5
50	75.2	75.2

Tabla 2.10. Probabilidades de superación de las estimaciones de la energía neta

5. Se observa que se ha propuesto una distancia mínima entre aerogeneradores de 2.8 diámetros de rotor. A pesar de que estas separaciones se encuentran en direcciones de viento no predominantes, los mayores valores de turbulencia que se generan incrementarán las cargas por fatiga.

Capítulo 3

Aerogeneradores

Las modernas turbina eólicas son sistemas capaces de transformar, de forma eficiente, la energía cinética contenida en el viento en energía mecánica en un eje. Esta energía se puede aprovechar, o bien directamente, en instalaciones aisladas para aplicaciones de bombeo o, como es habitual, en sistemas de producción de energía eléctrica.

A lo largo de la historia de la energía eólica, han sido muchas las turbinas que se han diseñado para aprovechar la energía del viento, sin embargo, como se expuso en el capítulo 1, la tecnología de aerogeneradores para producción de energía eléctrica ha evolucionado hacia máquinas de tres palas, orientadas a barlovento, con torre tubular y sistemas de orientación activos. Estas características se pueden considerar comunes en los aerogeneradores actuales, sin embargo, existen diferencias significativas en aspectos relativos al tipo de generador eléctrico y los sistemas de control del aerogenerador.

3.1. CONCEPTOS DE DISEÑO DE AEROGENERADORES

La potencia en el viento soplando con una velocidad v a través de un área A perpendicular a v , es: $P_{viento} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A$

donde: P_{viento} : potencia en el viento en vatios
 ρ : densidad del aire (1.2 Kg/m³ a nivel del mar)
 v : velocidad no perturbada del viento en m/s
 A : área perpendicular al viento en m²

Aproximaciones teóricas a la extracción de energía del viento comenzó a realizarse con la Teoría de Momento Axial, propuesta por primera vez por Rankine en 1865. Esta teoría propone que la potencia es extraída por medio de un disco actuador en el cual se produce una caída súbita de presión en el fluido en contacto con el disco sin ningún cambio en la velocidad axial del fluido. Al localizar un disco actuador simple con un número infinito de palas en una corriente de flujo, el flujo de aire no perturbado en frente al disco experimenta una reducción en la velocidad debido a la presencia del disco. Al ocurrir una caída de presión a través del disco, la velocidad del aire se disminuye y consecuentemente el tubo de corriente se expande (Ver figura 3.1). (UPME, 2003).

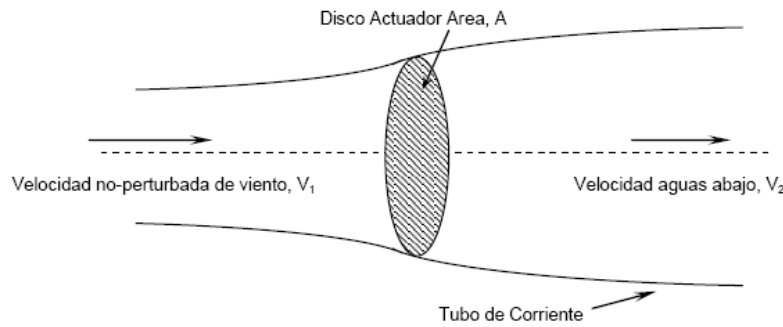


Figura 3.1. Representación de tubo de corriente y disco actuador

En esta teoría, se asume que el flujo de corriente en el tubo de corriente es unidireccional, enteramente axial, incompresible y sin viscosidad.

Combinando los principios de conservación de energía y momento, se puede determinar la máxima potencia extraída por el disco actuador.

Es fácil demostrar que:

1.- La velocidad del aire a través del disco actuador es el promedio aritmético de la velocidad no perturbada v_1 y la velocidad aguas abajo v_2 .

$$v_{disco} = \frac{v_1 + v_2}{2}$$

2.- La potencia extraída por el disco se puede expresar como:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (v_1^2 + v_2^2) \cdot A \cdot \left(\frac{v_1 + v_2}{2} \right)$$

3.- La máxima potencia extraída ocurre cuando:

$$\frac{dP}{dv_1} = 0 \text{ ó } v_2 = \frac{v_1}{3} \text{ ó } v_{disco} = \frac{2 \cdot v_1}{3}$$

En otras palabras, la condición de máxima extracción de energía eólica se cumple cuando el disco actuador experimenta 2/3 de la velocidad no perturbada del viento y la velocidad aguas abajo es 1/3 de v_1 .

Así pues, la máxima potencia extraída por el disco actuador es:

$$P = \frac{16}{27} \cdot \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^3 \cdot A \right)$$

El factor 16/27 es ampliamente conocido como el Coeficiente de Betz, quien por primera vez lo deduce en 1926. Con esta última ecuación se define el Coeficiente de Rendimiento de Rotores Eólicos (C_p), el cual es la relación entre la potencia extraída por el disco actuador y la potencia disponible en el viento en un tubo de corriente con la misma área (A) del disco.

$$\text{Entonces: } C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_1^3 \cdot A} \text{ y el límite de Betz es } C_p = \frac{16}{27} = 59.3\%$$

Este límite se debe interpretar como que el disco actuador no puede extraer el total de la energía del viento, ya que debe dejar fluir el viento, representada en una cierta cantidad de energía cinética que no se puede aprovechar. Igualmente con las simplificaciones realizadas en esta sencilla teoría es previsible que el límite de Betz, sea el límite teórico de extracción de energía eólica de rotores reales, por lo tanto sus coeficientes de rendimientos serán menores al límite de Betz.

Otro parámetro importante es el factor de interferencia axial (a), el cual mide la reducción de la velocidad no-perturbada del viento cuando pasa por el disco actuador y se define por: $a = \frac{v_1 - v_{disco}}{v_1}$ en consecuencia $v_{disco} = v_1 (1-a)$ y $v_2 = v_1 (1-2a)$.

Vale la pena mencionar que el coeficiente de Rendimiento (C_p) puede expresarse en términos de a como: $C_p = 4a (1-a)^2$. Nótese que cuando $a=1/3$ el coeficiente alcanza su valor máximo y el cual corresponde al Coeficiente o Limite de Betz.

Hasta este momento, la teoría de Momento Axial no provee suficiente información sobre la clase de aparato que puede ser usado para una eficiente extracción y conversión de la energía eólica. Se entiende que la conversión de energía eólica se realiza por medio de un aparato giratorio. Este aparato no puede físicamente tener una velocidad de rotación infinita y esto implica, entonces, generación de momento par en un eje. La generación de un momento par en un eje implica un cambio en el momento angular del aire. Estos cambios ocurren en la medida que el aire pasa por el rotor, así que alguna energía cinética rotacional residual queda en la estela.

En consecuencia, el rotor restringe la rotación de la estela a expensas de su rendimiento. Como resultado entre mayor el momento par generado en el eje del rotor mayor será el momento angular en el aire detrás del rotor. Es por esto que rotores de baja velocidad ó de alto momento-par tendrán un rendimiento inferior a rotores eólicos de más alta velocidad

Se puede entonces relacionar la potencia extraída por un rotor eólico con su velocidad angular por medio de:

$P = \Omega T$ donde Ω es la velocidad angular de rotación del rotor; T es el momento-par en el eje del rotor ó momento-par aerodinámico

Y aplicando la definición del Coeficiente de Rendimiento (C_p), uno puede expresar C_p como:

$$C_p = \lambda \cdot C_t \text{ con } \lambda = \frac{\Omega \cdot R}{v} \text{ y } C_t = \frac{T}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \cdot A \cdot R}$$

El coeficiente adimensional (λ) se conoce con el nombre de velocidad específica y relaciona la velocidad lineal de la punta del rotor (ΩR) y la velocidad no perturbada del viento (v). El Coeficiente (C_t) se conoce como el Coeficiente de Momento-par, mal llamado en español como Coeficiente de Torque.

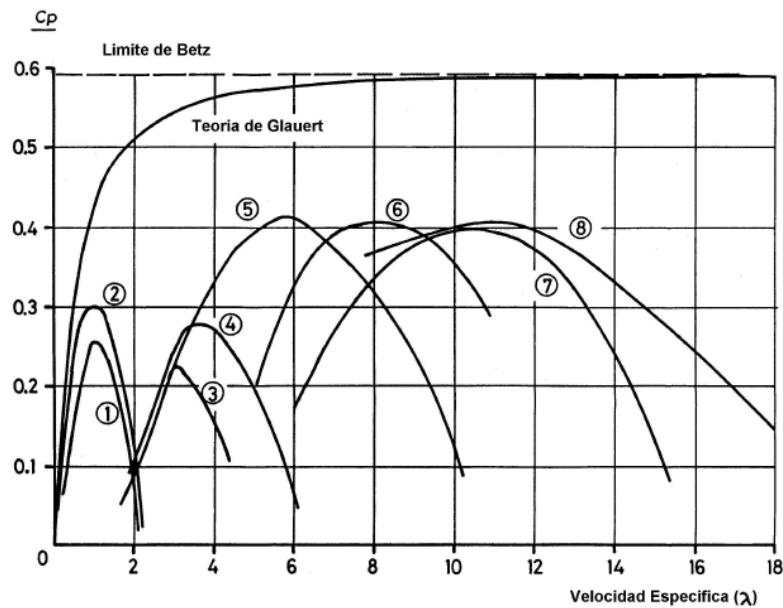
En el año de 1963, Glauert analiza la Teoría General de Momento, en la cual se considera la rotación de la estela y encuentra límites claros de extracción de potencia para rotores eólicos ideales operando a diferentes velocidades específicas.

El coeficiente adimensional (λ) se conoce con el nombre de velocidad específica y relaciona la velocidad lineal de la punta del rotor (ΩR) y la velocidad no perturbada del viento (V). El Coeficiente (C_t) se conoce como el Coeficiente de Momento-par, mal llamado en español como Coeficiente de Torque.

En el año de 1963, Glauert analiza la Teoría General de Momento, en la cual se considera la rotación de la estela y encuentra límites claros de extracción de potencia para rotores eólicos ideales operando a diferentes velocidades específicas.

La Figura 3.2 (UPME, 2003) ilustra los resultados del Análisis de Glauert, junto con el rendimiento de rotores eólicos reales. La curva de la teoría de Glauert muestra el rendimiento del rotor eólico ideal asumiendo que no existen perdidas por fricción en la medida que el flujo de aire atraviesa el rotor, y que el rotor tiene un número infinito de palas. Sin embargo esta curva teórica puede ser interpretada como el límite de

rendimiento máximo para diferentes rotores eólicos, cada uno operando con su velocidad específica óptima.



#	Rotor Eólico	Tipo	Diámetro en metros	Número de Palas	Coefficiente de Rendimiento Máximo (C_p máx.)	Velocidad específica (λ_{opt})
1	Kijito – Kenia	Horizontal	6	24	0.255	1
2	Multipala Americano	Horizontal	3	18	0.300	1
3	Musgrove – UK	Vertical	6	2	0.220	3
4	Pionier-I	Vertical	15	2	0.280	3.6
5	Sandia-Darrieus	Vertical	17	2	0.410	5.8
6	ECN-Petten	Horizontal	25	2	0.405	8
7	Cavendish	Horizontal	5	2	0.395	10.5
8	NASA Mod-OA	Horizontal	38	2	0.405	11

Figura 3.2. Curva de Glauert. Comparativo de Coeficiente de Rendimiento Teórico y Real de rotores eólicos

La curva de la figura claramente indica que rotores eólicos de baja velocidad específica (λ - bajo) tienen un rendimiento de extracción de potencia inferior a los rotores de alta velocidad específica (λ - alto) en los cuales su rendimiento se aproxima asintóticamente al límite de Betz. La teoría de Momento axial y la Teoría general de Momento no ofrecen información específica sobre el diseño de los rotores que convertirán la potencia eólica en potencia mecánica útil en el eje. Sin embargo se puede anticipar que rotores eólicos reales no tendrán un rendimiento como en el caso ideal y su Coeficiente de Rendimiento (C_p) será menor debido a diversos factores como el número finito de palas, arrastre aerodinámico, cuerdas finitas y ángulos de calaje variables. (UPME, 2003).

La combinación de estas dos teorías con la información aerodinámica de perfiles aerodinámicos facilita el estudio, el diseño y predicción del rendimiento de rotores eólicos reales.

3.2. COMPONENTES DE UN AEROGENERADOR

Para entender la necesidad de todos los sistemas que componen un moderno aerogenerador es importante conocer el principio de funcionamiento de estos sistemas y cómo es el proceso de conversión de la energía que se produce en ellos. (Rodríguez, Burgos y Arnalte, 2003).

Cuando la velocidad del viento que incide sobre un aerogenerador aumenta, lo hacen también las fuerzas que se producen sobre las palas. Estas fuerzas desarrollan par mecánico y esfuerzos sobre los elementos mecánicos del aerogenerador. El par mecánico desarrollado por la turbina, cuando está girando a una determinada velocidad, produce una potencia mecánica que se transmite al generador y se convierte finalmente en energía eléctrica. En la figura 3.3 se puede ver el proceso de conversión de la energía en una turbina eólica. (Romero, San Martín y Arrieta, 2006).

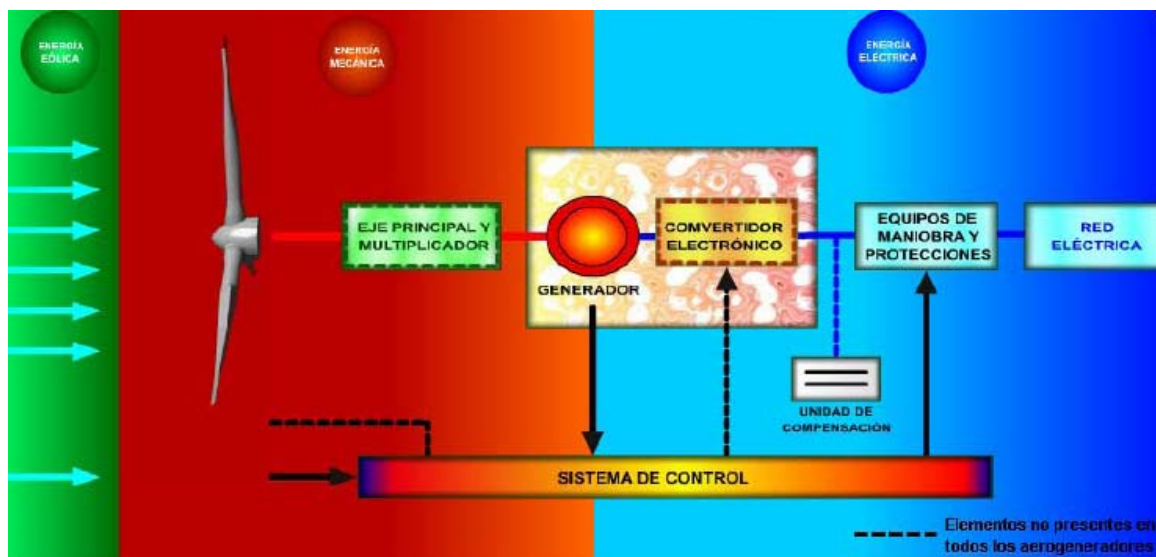


Figura 3.3. Conversión de energía en un aerogenerador

En este proceso de conversión de energía intervienen fundamentalmente: el rotor eólico que es elemento que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica, el tren de potencia que transmite la potencia mecánica desarrollada por la turbina al generador eléctrico mediante una caja de multiplicación de velocidad, y por último, el generador eléctrico que es el dispositivo encargado de transformar la energía mecánica en eléctrica. Algunos sistemas disponen, entre el generador y la red eléctrica, de convertidores electrónicos cuya función es por una parte controlar la velocidad de giro del generador y por otra acondicionar la energía eléctrica generada.

Los aerogeneradores actuales de eje horizontal están constituidos por una cimentación de hormigón armado adecuada al terreno y a las cargas del viento, sobre la cual se levanta una torre, típicamente de acero, de estructura de celosía, o bien de tipo tubular de acero u hormigón armado para mejorar su aspecto. Elevan el aerogenerador bastante, con el objeto de evitar las bajas velocidades de viento junto a la superficie del terreno. Un valor típico de la altura es $H = 0,75D + 10\text{m}$ (D es el diámetro de palas).

Al extremo de la torre se fija una góndola¹ giratoria de acero o fibra de vidrio, a la cual se accede por el interior de la torre, o por el exterior si se trata de un modelo pequeño. Ésta encierra:

- El tren de potencia (eje del rotor (lento), caja multiplicadora (de engranaje planetarios normal), de régimen de salida hasta unas 1000 a 1500 r.p.m. y de elevado rendimiento típicamente un 90% a 95%, eje rápido y acoplamientos flexibles).
- La maquinaria eléctrica (generador eléctrico, con un rendimiento del orden del 90%, controles, accionamientos y máquinas auxiliares).
- Mecanismos auxiliares, generalmente hidráulicos (freno de emergencia del rotor, freno de orientación de la góndola, mecanismo de cambio de paso, aerofrenos, sistema de orientación).
- Sistema de control basado en un microprocesador y encargado de la supervisión de las variables operativas, registro de incidencias y control del funcionamiento (arranque, parada, enganche a la red, protección de embalamiento, orientación, paso de las palas). Suele incluir un módulo de comunicación con una base de control central.

En el exterior encontramos:

- El buje, que une las palas del rotor y que puede incorporar sus articulaciones, como cambio de paso, conicidad, etc.
- Las palas, cuyo eje de giro suele estar inclinado algunos grados sobre la horizontal, al objeto de alejar las palas de la torre
 - El mecanismo aerodinámico de orientación. Suele ser de veleta de cola o molino de cola para pequeños tamaños. Para tamaños medios y grandes se usa orientación asistida detectando la dirección del viento por medio de un sensor de dirección y orientando la góndola con un motor eléctrico o hidráulico engranado a una corona horizontal.
 - Estación meteorológica, con medida de la velocidad y dirección del viento, temperatura y presión atmosférica.

En la figura 3.4 se representan los diferentes sistemas que se incorporan en los modernos aerogeneradores. No todas las tecnologías disponen de la totalidad de estos sistemas, algunos fabricantes optan por máquinas más sencillas de concepto que no incorporan sistemas aerodinámicos de limitación de potencia ni convertidores electrónicos. (Romero, San Martín y Arrieta, 2006).

1. Góndola. Formada por la bancada y la capota. La bancada constituye la estructura soporte de los elementos mecánicos del aerogenerador: multiplicadora, generador, etc. La capota es la cubierta que protege los componentes del aerogenerador.

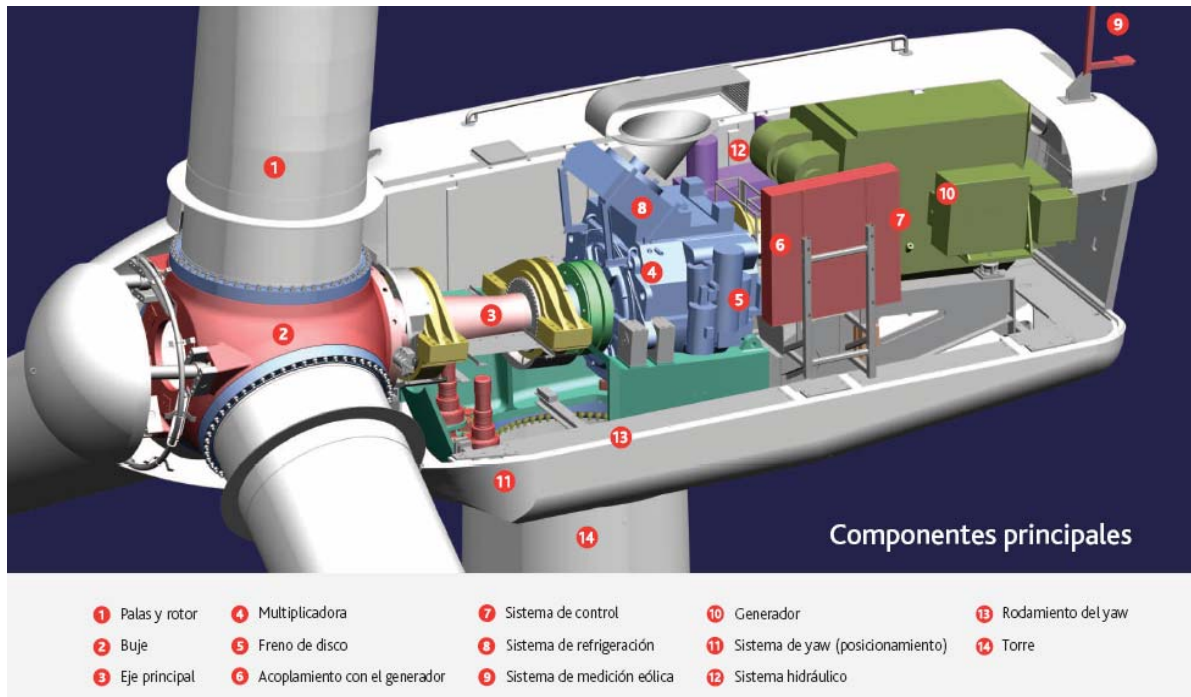


Figura 3.4. Componentes de un aerogenerador.

3.2.1. Rotor eólico

El rotor eólico es el conjunto de componentes del aerogenerador que giran fuera de la góndola. Estos componentes son las palas, el buje y el mecanismo de cambio de paso de la pala.

El tipo de rotor más adecuado en turbinas eólicas diseñadas para producir energía eléctrica es el rotor tipo hélice cuyo principio de funcionamiento aerodinámico y estructural es similar al de las hélices utilizadas en la tecnología aeronáutica.

Los parámetros más importantes relacionados con el rotor eólico son, ver figura 3.5:

- Ángulo de conicidad: es el ángulo que forma el eje longitudinal de la pala con respecto al plano normal del eje de giro del rotor. Esta disposición de la pala hace que las fuerzas centrífugas originadas en la pala contrarresten los esfuerzos aerodinámicos de empuje.
- Distancia libre entre la punta de pala y la torre (*clearance*). Esta distancia depende del ángulo de conicidad, de la deformación elástica de la pala cuando esté cargada y del ángulo de inclinación del eje de rotación.
- Ángulo de inclinación. Este ángulo aumenta la distancia libre entre la punta de pala y la torre, pero debe ser necesariamente pequeño ya que reduce el área barrida por el rotor (proyección sobre un plano vertical de la superficie generada por las palas en su movimiento de giro).
- Ángulo de batimiento.

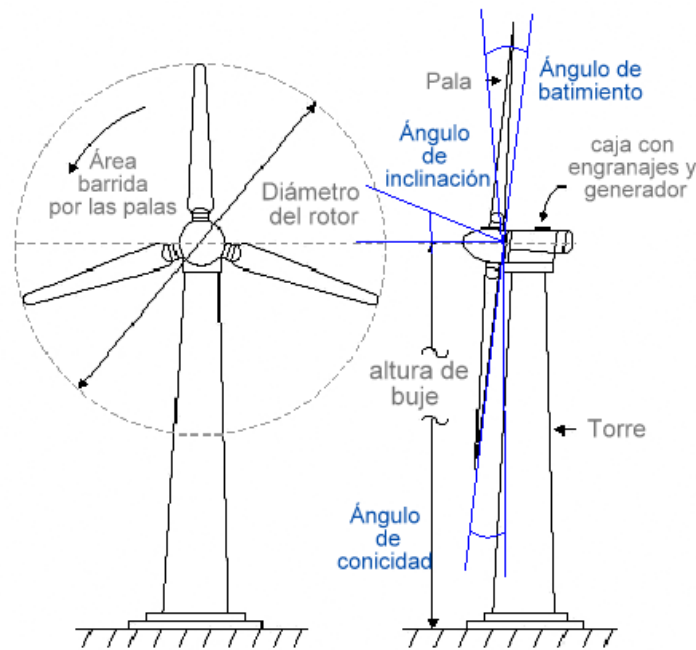


Figura 3.5. Configuración de las turbinas de eje horizontal

Otro de los componentes del rotor es el buje, que es el elemento de unión de las palas con el sistema de rotación. Los bujes pueden ser rígidos o basculantes. En los primeros la pala está fija rígidamente al eje de giro, en cambio, en los segundos el buje está conectado al tren de potencia a través de un apoyo que les permite pivotar libremente.

Los aerogeneradores de mediana y gran potencia (> 500 KW) utilizan mecanismos de cambio del ángulo de paso de pala (ángulo que forma la línea de sustentación nula con el plano de giro) para controlar el par de arranque y el par de frenado, y limitar la potencia. Estos mecanismos pueden ser hidráulicos o eléctricos e individuales o colectivos.

3.2.1.1. Tecnología de palas

- **Número de palas del rotor**

Se pueden encontrar aerogeneradores con un número de palas comprendido entre una y cuatro. En general, un menor número de palas permite mayores velocidades de giro del rotor. Mayores velocidades de giro del rotor permiten que tanto el generador como la multiplicadora (si decide utilizarse) sean de menor peso y tamaño. Lo que reduce los costes. En contraposición se tiene que el ruido producido es proporcional a la velocidad de punta de pala, por lo que no se deben aumentar excesivamente las velocidades de giro. La velocidad en punta de pala no debe superar los 80 m/s, por lo que en aerogeneradores de gran tamaño será necesario no tener velocidades de giro muy altas.

Aerodinámicamente, el rendimiento aumenta con el número de palas, aunque se encuentra que a partir de tres palas el incremento es muy pequeño, por lo que no suele ser rentable económicamente añadir una cuarta pala, ya que el coste de la pala respecto al total es del orden del 20 %.

La opción monopala representa ventajas económicas frente a las demás, y permite velocidades de rotación mayores. Sin embargo, proporciona menos energía que un generador análogo bipala y produce mucho ruido. Requiere de un contrapeso en el lado diametralmente opuesto para evitar asimetría de cargas, aunque siempre existirá una asimetría en las fuerzas aerodinámicas que aumentará las cargas de fatiga.

Los rotores bipala están ampliamente implantados en Estados Unidos. Frente a la solución más comúnmente aceptada en Europa de los rotores tripala, presenta ventajas en cuanto a costes y peso (se ahorra una pala y los sistemas asociados a ella) y facilidad de montaje. Como inconvenientes pueden citarse que tienen un mayor impacto visual sobre el paisaje, aparecen mayores cargas asimétricas (lo que los hace más complejos y sonoros) y son más sensibles a las vibraciones que los tripala.

La solución tripala es la más desarrollada en Europa. Presenta considerables ventajas frente al resto de opciones. En cuanto a la producción de potencia, ésta presenta muy pocas oscilaciones durante cada vuelta. En lo referente a las cargas que aparecen, existe un mejor equilibrio de fuerzas giroscópicas y los problemas de vibraciones se reducen, permitiendo el uso de bujes más simples y rígidos. A esto se une una mayor suavidad de funcionamiento y un menor impacto visual. Sin embargo, suelen ser más pesados, complejos y difíciles de instalar.

Los aerogeneradores con cuatro palas son más pesados y más caros debido al mayor número de palas, peor tienen ventajas en cuanto a la emisión de ruido y a su diseño, que es relativamente sencillo.

- **Materiales y características estructurales de las palas**

El material compuesto más utilizado en la fabricación de palas es la fibra de vidrio con resina de poliéster. Este material tiene gran versatilidad de fabricación y buenas propiedades estructurales y de resistencia a fatiga. Asimismo, tiene también un bajo coeficiente de dilatación y una reducida conductividad térmica, lo que hace que estos materiales sean especialmente interesantes para la protección del sistema frente al rayo.

Otro material más reciente es la fibra de carbono con propiedades idóneas para las palas pero su precio es muy elevado para aplicaciones eólicas.

Los parámetros que se han de tener en cuenta a la hora de seleccionar los materiales de las palas son el peso específico (g/cm^3), el límite elástico $\sigma(\text{N/mm}^2)$, el módulo de elasticidad $E(\text{KN/mm}^2)$ y la resistencia a fatiga (N/mm^2).

Existen básicamente dos conceptos en cuanto a la geometría de la sección de la pala.

En la figura 3.6 se puede ver la geometría de un perfil aerodinámico (sección de pala).

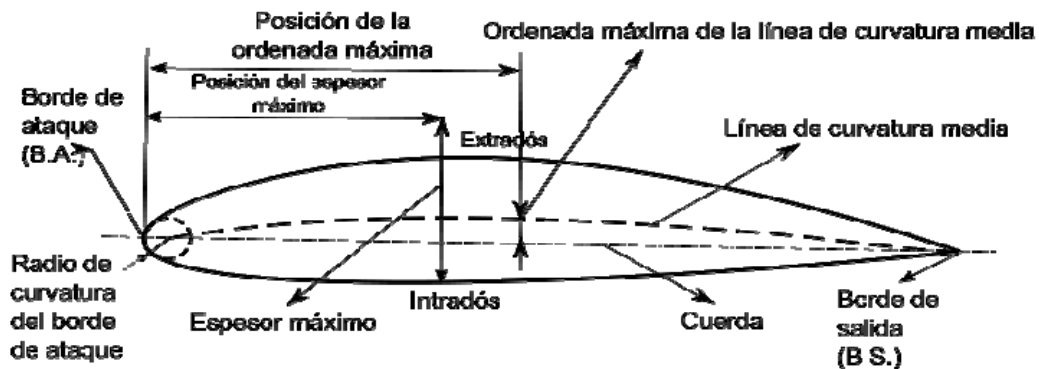


Figura 3.6. Geometría de un perfil aerodinámico

El más tradicional, está construido por un larguero, que es el elemento resistente, embebido dentro del perfil. La otra opción es construir un revestimiento resistente que soporte directamente las cargas.

La estructura de larguero resistente consiste en un larguero hueco, normalmente de sección rectangular construido con fibra de carbono y epoxi, rodeado por dos conchas que configuran el perfil, generalmente fabricadas con fibra de vidrio y epoxi. El larguero es el que soporta la mayor parte de las cargas. Hacia la punta de la pala, es normal encontrar estructuras tipo sándwich (estructuras de materiales compuestos obtenidas ensamblando dos láminas delgadas y de alta resistencia a una placa gruesa central de material ligero y de bajas características mecánicas) para aumentar la rigidez de la misma.

En el otro tipo de estructura la resistencia necesaria se obtiene construyendo un revestimiento resistente intercalando láminas de madera y de carbono. Esta disposición es posible debido a que las deformaciones que sufren en el carbono y la madera cuando son sometidos a cargas son similares, lo que no ocurre entre la fibra de vidrio y la de carbono. Se fabrican el extradós (superficie exterior curva de la pala) y el intradós (superficie interior curva de la pala) de la pala por separado. Posteriormente, las dos conchas se pegan por el borde de ataque, por el de salida y por el centro para conseguir la rigidez necesaria. Las palas así construidas soportan mejor las cargas, sobre todo las de fatiga. Este tipo de configuración no parece todavía en muchos diseños actuales, ya que se encuentran en fase de desarrollo, aunque se prevé de aplicación en los futuros aerogeneradores.

3.2.2. Sistema de regulación de potencia

La aeroturbina comienza a dar potencia a partir de una velocidad del viento que permite vencer sus pérdidas de potencia internas a la velocidad de giro mínima requerida para la generación eléctrica. A partir de ese momento resulta interesante controlar el paso de las palas, si éstas disponen de mecanismo de variación de paso, con el objeto de orientar óptimamente las palas al viento. Otra posibilidad adicional o sustitutoria es que sea posible ir aumentando la velocidad de giro del rotor a medida que aumenta la velocidad del viento, lo cual permite asimismo mejorar el rendimiento de extracción, pero dificulta el uso de la maquinaria eléctrica. Es necesario evitar sobrecargar el tren de potencia de la aeroturbina, fundamentalmente por par motor. Es necesario también evitar una velocidad de giro excesiva que ocasione sobreesfuerzos centrífugos.

Finalmente han de respetarse los límites de funcionamiento del generador, generalmente régimen de giro e intensidad. En consecuencia, debido a la inconstancia del viento es necesario disponer de métodos pasivos o activos de control del aerogenerador.

El sistema de control más necesario es el de protección frente al exceso de viento.

Fundamentalmente existen dos tipos:

- Control por cambio de paso.
- Control por pérdida aerodinámica.

El control por cambio de paso (*pitch control*) se encuentra frecuentemente en los aerogeneradores de gran potencia, pues al resultar caro y complejo se puede justificar al permitir ganancias apreciables de potencia. Frente a vientos intensos ofrece protección efectiva al permitir colocar las palas en bandera (en dirección al viento). Las palas en este sistema son móviles, y para regular la potencia se aumenta el ángulo de paso, en

lugar de reducirlo, como sucede en el control por pérdida aerodinámica activo. Con el objeto de reducir los inconvenientes del sistema de cambio de paso en toda la pala se explora realizarlo solamente en punta de pala, incluso con mecanismos autónomos y se emplea en algunas aeroturbinas. Las menores cargas que origina el control de cambio de paso, permite reducir el peso de la caja de engranajes.

El control por pérdida aerodinámica pasiva (*stall control*) consiste en usar un fenómeno natural de los perfiles aerodinámicos, que consiste en una brusca disminución de la sustentación (fuerza que hace girar las palas) y asociada a ello un también brusco aumento de la resistencia (fuerza que se opone al giro de las palas). Esto ocurre cuando el ángulo de ataque de la corriente incidente al perfil sobrepasa un cierto valor, siendo debido al desprendimiento de la corriente de la superficie del perfil. Así, si un rotor gira a velocidad constante, lo cual es muy frecuente, como es el caso de disponer de generador de inducción, al aumentar la velocidad del viento aumenta el ángulo de ataque, con lo que a partir de una cierta velocidad aparece la pérdida aerodinámica, limitándose de forma natural el par que aparece en el eje. Debido a que puede resultar insuficiente, se añaden frenos aerodinámicos, consistentes en desprendedores de la corriente retráctiles.

La entrada en pérdida ocasiona vibraciones que hace que el conjunto móvil haya de ser reforzado.

En el control por pérdida aerodinámica activa (*active stall control*) las palas son móviles. Para controlar la potencia, a medida que aumenta la velocidad, se disminuye el ángulo de paso, lo que equivale a aumentar el ángulo de ataque y llevar las palas a la zona de pérdida. Las ventajas de este sistema son que se favorece el arranque y que durante la operación estacionaria las cargas son bajas. Sin embargo, al aumentar la velocidad, las cargas crecen rápidamente.

En la figura 3.7 Se pueden ver las curvas de potencia para máquinas reguladas por *pitch*, *stall* y *pitch-stall*. (González-Longatt, 2007).

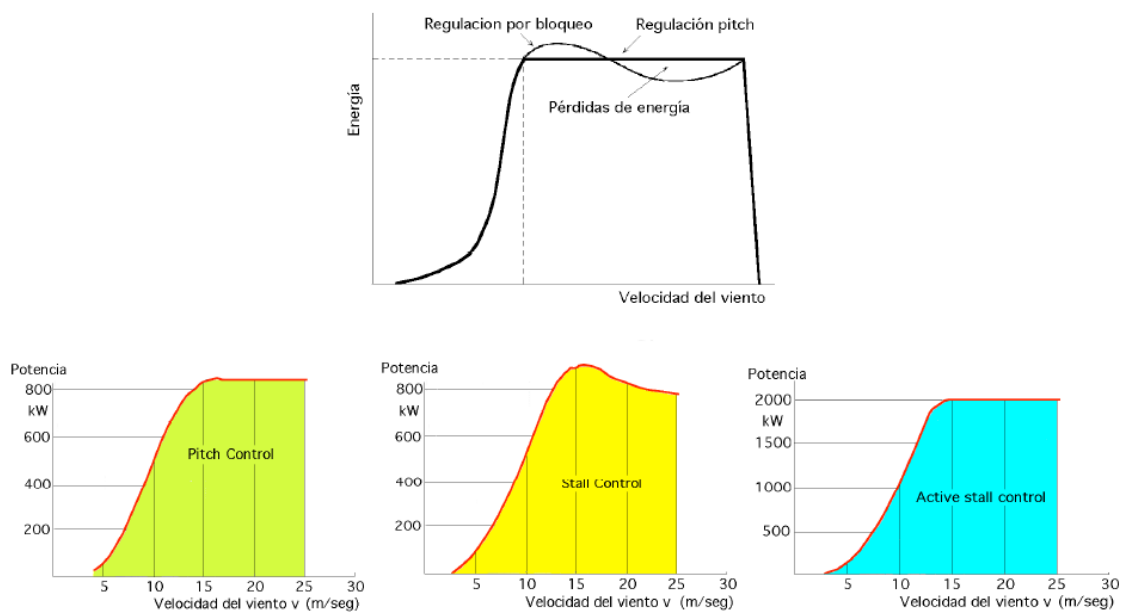


Figura 3.7. Curvas de potencia para máquinas reguladas por *Pitch*, *Stall* y *Pitch-Stall*

3.2.3. Sistema de transmisión

El sistema de transmisión o tren de potencia lo constituyen todos los elementos y componentes de la turbina que transmiten par mecánico al eje de giro.

En la mayoría de los diseños, la velocidad de giro de la turbina no se corresponde con la velocidad de giro del generador y es necesario incluir una caja multiplicadora. El cuerpo de baja velocidad de este elemento se acopla al rotor eólico a través del eje primario o eje lento y el cuerpo de alta velocidad al generador eléctrico mediante el eje secundario o eje rápido.

Las funciones del tren de potencia no se limitan a transmitir la potencia mecánica con el mayor rendimiento posible, sino que sus componentes deben estar diseñados para soportar los esfuerzos de empuje transmitidos por el rotor eólico. Por otra parte, un diseño del tren de potencia debe garantizar que todos sus elementos sean de fácil montaje y sustitución en caso de avería.

En la actualidad una solución prometedora es el empleo de generadores multipolares directamente acoplados, es decir, sin caja multiplicadora. Excluir del diseño del tren de potencia al multiplicador de velocidad es una ventaja ya que este elemento está sometido a esfuerzos cíclicos que provocan fatiga de sus componentes y reducen su vida útil. Este tipo de cargas se reduce variando la velocidad de giro de la turbina. Al variar ésta, el rotor actúa como un volante de inercia capaz de almacenar parte de la energía mecánica introducida en el sistema en energía cinética de rotación.

Existen dos formas de conseguir que el sistema gire a velocidad variable, mediante convertidores electrónicos entre el generador y la red, y usando cajas de transmisión variable y generadores electrónicos conectados directamente a la red.

La configuración del sistema de transmisión está condicionada por la posición del rotor. Este elemento se encuentra en la parte superior de la torre a una altura que debe ser en cualquier caso superior a la mitad del diámetro de la turbina.

La caja multiplicadora y el generador eléctrico están detrás del rotor eólico y dentro de la góndola, lo que hace que el peso del tren se centre en la parte superior de la torre, haciendo más complicado el mantenimiento de los componentes. (González-Longatt, 2007).

Una forma de reducir el peso de la góndola es utilizar un generador eléctrico en la zona superior de la torre. Con ello se evita el problema de retorcimiento de los cables de potencia durante los procesos de orientación. Pero hay inconvenientes, se necesita una caja multiplicadora más compleja con engranajes cónicos.

La solución más radical para reducir el problema de peso excesivo en la góndola es ubicar los componentes del tren de potencia en la base de la torre. Esta opción implica que el eje lento debe tener una longitud similar a la de la altura de la torre. Una alternativa a este diseño es mantener la caja multiplicadora en la góndola y el generador en la base de la torre. En cualquier caso, la excesiva longitud de los algunos de los ejes de acoplamiento hace que aparezcan problemas de vibraciones.

El diseño de los apoyos sobre los que se sustentará el eje de giro del rotor y su integración en el tren de potencia y en la estructura de la góndola es un punto fundamental en el diseño mecánico de una turbina.

Diferentes configuraciones relativas a los apoyos:

- Eje del rotor con apoyos separados

El eje del rotor se monta sobre dos cojinetes unidos a una estructura solidaria a la torre. Todas las cargas se transmiten a la torre. La ventaja es que la caja

multiplicadora y los cojinetes son convencionales, en cambio, el conjunto es demasiado pesado.

- Eje del rotor integrado en la caja multiplicadora

Este tipo sólo se emplea en energía eólica (no es convencional). El coste se incrementa pero se justifica si se hace en serie. Se reduce la bancada de unión con la torre.

- Eje del rotor conectado a un soporte fijo

Para evitar la robustez de los anteriores diseños el rotor se une a un eje soporte fijo conectado a la torre a través de una brida.

3.2.3.1. Freno mecánico

La función del freno mecánico es la de mantener bloqueado el eje de giro durante la puesta en marcha y mantenimiento del aerogenerador. Además del freno mecánico, en periodos de reparación también se colocan unos pernos, para impedir el giro, entre el freno y la góndola.

El freno mecánico también se puede utilizar como freno secundario de apoyo al freno aerodinámico que incorporan las turbinas de cierta potencia.

En turbinas de elevada potencia (cercas al MW) el freno mecánico se utiliza sólo para funciones de bloqueo ya que un diseño de este componente durante procesos de parada supondría unas dimensiones del disco de frenado excesivamente grandes.

La constitución física del freno consiste en un disco que gira solidario al eje de transmisión y unas zapatas de frenado que rozan con el disco cuando se activan ya sea por vía eléctrica, hidráulica o neumática.

Uno de los aspectos más relevantes en el diseño del freno mecánico es su ubicación en el tren de potencia. Este componente se puede colocar tanto en el eje rápido como en el eje lento. En la mayoría de los diseños está colocado en el eje que acopla la caja multiplicadora con el generador eléctrico, ya que en este eje la potencia mecánica generada por el rotor se transmite con una elevada velocidad de giro y un par reducido, lo que implica diámetros del disco de frenado reducidos.

3.2.3.2. Caja multiplicadora

La necesidad de la caja multiplicadora se justifica por el diferente régimen de giro entre el rotor y el generador eléctrico.

La mayoría de las turbinas de gran potencia cuentan con este sistema de acoplamiento, constituido por el eje de baja (giro lento), la multiplicadora y el eje de alta (giro rápido). Si no se coloca la multiplicadora, teniendo en cuenta las velocidades de giro típicas del rotor de los aerogeneradores (entre las 10-16 rpm), serían necesarios generadores con un número muy elevado de polos, o visto de otra manera, si se pretendiese usar generadores convencionales de 4 o 6 polos sería necesario que el rotor del aerogenerador girase a velocidades muy altas.

El parámetro de diseño más importante es la relación de transformación (cociente entre la velocidad de giro rápido y el eje de giro lento). Cuanto menor sea esta relación, menor será el tamaño de este elemento y por tanto, su coste.

Las dos únicas formas de reducir esta relación son:

- Disminuir la velocidad del generador aumentando el número de polos.
- Aumentar la velocidad de giro de la turbina en la que el diámetro esté fijado.

Existen varios tipos de cajas multiplicadoras: de engranajes rectos (en cajas de ejes paralelos con relación de multiplicación máxima) y de engranajes helicoidales (en cajas de tipo planetario, que son más caras y complicadas).

La necesidad de transmisión requiere de al menos dos o tres etapas de multiplicación.

Para dimensionarlas se debe conocer: velocidades y pares que se transmitirán y las variaciones de par bruscas, así como sollicitaciones mecánicas y esfuerzos que soportarán durante su vida útil.

En la caja multiplicadora se producen pocas pérdidas durante la transmisión y las que se producen son debidas a la fricción entre dientes del engranaje y a la fricción de rodamientos y cojinetes. El rendimiento depende del número y tipo de etapas, la potencia transmitida y la velocidad de giro (rectos: pérdidas del 2 % y planetarios: pérdidas del 1 %).

3.2.4. Torre

El parámetro de diseño más importante de una torre es la altura. Cuanto mayor es la altura, la producción de energía de la turbina aumenta, pero a su vez aumenta el coste del componente y la dificultad de instalación.

La torre debe presentar la rigidez suficiente para soportar las cargas de empuje transmitidas por el rotor eólico.

Los primeros aerogeneradores solían tener torres de celosía (estructura metálica), que sin fáciles de montar y de bajo coste. Sin embargo, a medida que el tamaño de los aerogeneradores ha ido creciendo, se ha hecho necesario disponer de torres más altas, que perturben menos el viento y en las que además se disponga de un cierto volumen interior en el que alojar determinados equipos. Por otro lado, las torres de celosía son poco estéticas, causando un gran impacto visual. Ver figura 3.8 (González-Longat, 2007).



Figura 3.8. Torre de acero tubular (izquierda) y torre de celosía (derecha)

Actualmente, la mayoría de los grandes aerogeneradores destinados a la producción eléctrica tiene torres tubulares de acero (figura 3.8) (gran rigidez, unión de varios tramos cilíndricos (2 ó 3), en las de elevada altura diseño tronco-cónico). Este tipo de torres son mucho más estéticas que las anteriores y permiten el acceso a la góndola a

través de la propia torre. En algunos casos, cuando las cargas son muy elevadas en la base de la torre y la solución tubular de acero se hace inviable por la dificultad de fabricación, es necesario un primer tramo de torre de hormigón. Por otro lado, este tipo de torres son mucho más caras y más difíciles de montar, siendo necesario en muchos casos utilizar grúas para su izamiento. Ver figura 3.9 (González-Longatt, 2007).



Figura 3.9. Izamiento de torre tubular de acero

Los criterios de accesibilidad tanto al rotor como a los equipos de la góndola son muy importantes. Para turbinas pequeñas con torres de altura inferior a 15 m, existen escaleras exteriores. Cuando la altura es superior a 30 m se utilizan escaleras interiores. Las turbinas actuales de gran potencia con alturas superiores a los 60 m, disponen, a veces, de ascensor: si el diseño es tubular, en el interior de la torre y, con acceso exterior en las de hormigón.

3.2.5. Sistema de orientación

El sistema de orientación es el dispositivo que se emplea para girar automáticamente el rotor eólico y la góndola de tal forma que la dirección del viento incidente sea lo más perpendicular posible al plano de giro de las palas.

Este sistema de orientación es activo ya que utiliza motores eléctricos o sistemas hidráulicos para efectuar el movimiento del rotor, a diferencia de otros sistemas denominados pasivos, donde las fuerzas aerodinámicas realizan las funciones de orientación.

Las turbinas a barlovento tienen sistemas activos, en cambio, las turbinas a sotavento tienen palas dotadas con un cierto ángulo que les permite orientarse de forma pasiva.

Habitualmente, los sistemas activos disponen de dos motores, uno de giro a derechas y otro de giro a izquierdas.

La velocidad de giro de orientación no debe ser demasiado elevada. Los criterios de orientación dependen del tamaño de la turbina y del viento. Normalmente, la velocidad de alineación de la góndola debe estar acotada entre valores de 0.5 grados/segundo (1 vuelta cada 12 minutos).

El sistema de orientación funciona de la siguiente manera: con la veleta se mide la dirección del viento y se compara con el ángulo de giro de la góndola. Las acciones se realizan en función de la diferencia de ambos valores, si la diferencia es inferior a un determinado valor no se toma ninguna acción de control, si es superior, el tiempo de corrección responde a una función predeterminada. Si la diferencia es muy importante (alrededor de 50 grados), la orientación se efectúa de manera instantánea.

El sistema de orientación permanece activo cuando la velocidad del viento supera la velocidad de conexión y es inferior a la velocidad de desconexión.

3.2.6. Generador eléctrico

El generador eléctrico es el elemento principal y a partir del cual se dimensionan los restantes elementos.

En aerogeneradores destinados a la producción de electricidad se pueden encontrar tres tipos de generadores: generadores de corriente continua y generadores de corriente alterna, síncronos o asíncronos (de inducción).

Los generadores de corriente continua sólo se encuentran en aplicaciones de pequeña potencia, normalmente instalaciones de aerogeneradores aislados, en los que la energía producida se almacena en baterías.

En los aerogeneradores de gran potencia se usan indistintamente generadores asíncronos (de velocidad constante) o generadores síncronos (de velocidad variable).

Los generadores asíncronos sólo tienen una velocidad de giro a la que trabajan en condiciones óptimas. Esta velocidad difiere aproximadamente en un 1 % de la velocidad de sincronismo₂ (deslizamiento del orden del 1 %).

Para velocidades diferentes el rendimiento baja notablemente por no poder acoplar la velocidad de rotación a las variaciones de velocidad de viento. No obstante, variando la resistencia del rotor del generador, se puede conseguir mayores deslizamientos (hasta del 10 %), y por tanto, optimizar el funcionamiento del rotor a velocidades de giro superiores o inferiores del orden de un 10 % de la nominal (velocidad a la que se obtiene la máxima potencia de la máquina). Son sencillos y baratos y pueden conectarse directamente a la red, presentando además cierta capacidad de sobrecarga. Sin embargo, no son autoexcitables y necesitan condensadores para corregir el factor de potencia en retraso.

Los generadores síncronos son de velocidad variable, lo que permite optimizar la captación de energía para velocidades de rotación inferiores a la velocidad nominal. Debido a que al variar la velocidad de giro del generador varía también la frecuencia de la energía eléctrica obtenida, se hace necesario un sistema de acoplamiento entre el generador y la red eléctrica, que es de frecuencia fija. Éste se establece a través de un convertidor de frecuencia, situado directamente entre el estator de la máquina y la red.

2. Velocidad de sincronismo. El motor trifásico está formado por un rotor y un estator, en el que se encuentran las bobinas inductoras. Estas bobinas son trifásicas y están desfasadas entre sí 120°. Según el Teorema de Ferraris, cuando por estas bobinas circula un sistema de corrientes trifásicas, se induce un campo magnético giratorio que envuelve al rotor. Este campo magnético variable va a inducir una tensión en el rotor según la Ley de inducción de Faraday. Entonces se da el efecto Laplace (ó efecto motor): todo conductor por el que circula una corriente eléctrica, inmerso en un campo magnético experimenta una fuerza que lo tiende a poner en movimiento. Simultáneamente se da el efecto Faraday (ó efecto generador): en todo conductor que se mueva en el seno de un campo magnético se induce una tensión. El campo magnético giratorio gira a una velocidad denominada de sincronismo. Sin embargo el rotor gira algo más despacio, a una velocidad parecida a la de sincronismo. El hecho de que el rotor gire más despacio que el campo magnético originado por el estator, se debe a que si el rotor girase a la velocidad de sincronismo, esto es, a la misma velocidad que el campo magnético giratorio, el campo magnético dejaría de ser variable con respecto al rotor, con lo que no aparecería ninguna corriente inducida en el rotor, y por consiguiente no aparecería un par de fuerzas que lo impulsaran a moverse. La velocidad de rotación del campo magnético o velocidad de sincronismo está dada por: $n_{\text{sincronismo}} = 60 f/p$ donde f es la frecuencia del sistema, en Hz, y p es el número de pares de polos en la máquina. Estando así la velocidad dada en revoluciones por minuto (rpm).

El papel de dicho convertidor es independizar la frecuencia del generador de la de la red, permitiendo que la velocidad sea variable. Las ventajas de este tipo de generador son que es autoexcitable y que la potencia extraída es de muy alta calidad. Sin embargo, son más caros y costosos de mantener que los asíncronos y precisan de un sistema de amortiguamiento adicional en el tren de potencia. (Rodríguez, Burgos y Arnalte, 2003).

3.3. NORMA IEC 61400-1

La IEC (*International Electrotechnical Commission*) es una organización mundial para la estandarización y la cooperación internacional en todas las cuestiones referidas a electrónica y electricidad. Las publicaciones de la IEC tienen carácter de recomendación para uso internacional y son aceptadas por los comités electrotécnicos de los estados miembros. (Rodríguez, Burgos y Arnalte, 2003).

La norma IEC-61400 en sus distintas ediciones marca unas pautas en los requerimientos mínimos de diseño para aerogeneradores, con idea de asegurar su integridad antes las distintas eventualidades que puedan surgir durante su vida útil. No está planteada como una guía completa de diseño, pero sirve de orientación al diseñador para establecer los objetivos que debe de cumplir su aerogenerador.

Cualquiera de los requerimientos expuestos en esta norma puede ser alterado si se demuestra que dicho cambio no compromete la seguridad del sistema. El cumplimiento de esta norma no exime a ninguna persona u organización de la responsabilidad del cumplimiento de otras normas aplicables.

Los temas principales sobre los que trata esta norma son: condiciones externas, diseño estructural, control y protección del sistema, sistemas mecánicos, sistema eléctrico, evaluación de un aerogenerador para un emplazamiento concreto, montaje y levantamiento, puesta en marcha, operación y mantenimiento.

La norma clasifica a los aerogeneradores en seis tipos en función de la velocidad de referencia y la intensidad de turbulencia (a excepción de aquellos cuyo emplazamiento o condiciones de operación no son las típicas, como pueden ser instalaciones en el mar o en zonas de vientos huracanados); esta clasificación puede observarse en la tabla 3.1:

Clase de turbina	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	Valores especificados por el diseñador
A I_{ref}		0.16		
B I_{ref}		0.14		
C I_{ref}		0.12		

Tabla 3.1. Parámetros básicos de las clases de diseño de aerogeneradores

Donde la V_{ref} es la velocidad del viento de referencia promediada sobre un periodo de 10 minutos, e I_{ref} es el valor esperado para la intensidad de turbulencia a la altura del buje a 15 m/s.

La norma define la velocidad media anual a la altura de buje como $V_{ave} = 0.2V_{ref}$, por tanto, el aerogenerador seleccionado para el emplazamiento estudiado debe ser de clase III, ya que la velocidad media anual en el emplazamiento es de 6.8 m/s y por consiguiente, la velocidad de referencia es de 34 m/s.

Esta clasificación está realizada con vistas a catalogar un aerogenerador según unas condiciones de viento que pueden corresponder a diversos emplazamientos, y no para dar las características concretas de ninguna zona.

Para todos los tipos de aerogeneradores definidos, a excepción de la categoría especial S, la norma exige que el tiempo de vida debe ser de al menos 20 años.

Por último, cabe destacar que esta norma es aplicable a aerogeneradores de cualquier tamaño pero no da ninguna recomendación específica para aerogeneradores instalados en el mar.

La norma IEC-61400 define una serie de condiciones externas, que son todas aquellas condiciones ambientales, eléctricas y del terreno que afectarán a la operación del aerogenerador, y que definen las cargas a las que se verá sometido el molino durante su vida útil.

3.4. ELECCIÓN DEL AEROGENERADOR

De una elección adecuada de la tecnología de aerogeneradores utilizada en el emplazamiento dependerá, en buena parte, la rentabilidad final del parque eólico.

Para la elección de la máquina eólica que mejor se ajuste técnica y económicamente, se realiza un estudio de mercado en el que se comparan varios modelos de aerogeneradores.

Los recursos técnicos y económicos son los principales criterios para la valoración de los aerogeneradores pero también otros factores muy importantes a tener en cuenta son: el plazo de entrega de los mismos, ya que uno de los objetivos principales es tener conectado el parque a la red eléctrica en el menor tiempo posible y la potencia eléctrica instalada, es decir, la potencia total que se instale debe ser lo más próxima posible a la potencia concedida, en este caso, se está autorizado a instalar 28.5 MW (limitación impuesta por la compañía distribuidora, en este caso Iberdrola, ya que la capacidad de la red eléctrica a la que se va a evacuar la electricidad generada en el parque solo puede absorber dicha potencia).

Asimismo, se pretende optimizar los costes de operación y mantenimiento de las máquinas para obtener una mayor rentabilidad del parque eólico.

En el estudio de mercado que figura en la tabla 3.2 se comparan cuatro modelos de aerogeneradores de tres tecnologías diferentes, Vestas (V-90 y V-90 2), General Electric (GE) 1.5_{XLE} y Repower (MM92). El diseño de estas cuatro máquinas se ajusta a las condiciones del emplazamiento, definidas por la norma IEC-61400, en cuanto a velocidades máximas, turbulencia y velocidad media anual.

Analizados todos los campos de la tabla, el modelo que mejor satisface los requisitos especificados anteriormente es el modelo GE 1.5_{XLE}.

General Electric se compromete a entregar las máquinas en el segundo trimestre de 2009, en cambio Vestas y Repower realizarían la entrega en un plazo posterior.

Con la tecnología GE se puede instalar la máxima potencia autorizada, 28.5 MW, ya que cada aerogenerador tiene una potencia unitaria de 1500 KW, por lo que se pueden instalar 19 aerogeneradores (19 aerogeneradores x 1500 KW/aerogenerador = 28.5 MW), en cambio, la potencia unitaria de los modelos de Vestas y Repower es de 2000 KW, por tanto, el número de máquinas se reduce a 14 y la potencia total instalada a 28 MW.

También se especifican los costes de máquina, en los que se puede observar que el precio unitario de los aerogeneradores GE, 1.612.000 €, es notablemente inferior al de los otros modelos analizados. Por tanto, el coste total de la inversión con la tecnología General Electric es de 28.929.000 €, inferior al de los otros modelos a pesar de que el número de aerogeneradores que se puede instalar es mayor.

Los fabricantes se encargan de realizar los trabajos de operación y mantenimiento de los aerogeneradores durante la explotación del parque eólico, siempre y cuando el promotor del parque contrate sus servicios. Por ello, cada tecnología presenta ofertas de operación y mantenimiento (O&M) de las máquinas, independientes del coste total de la inversión. El promotor del parque, encargado de la supervisión del mismo durante la vida útil de éste, tiene la opción de acogerse a costes fijos o variables de operación y mantenimiento.

General Electric durante los dos primeros años de vida del parque realiza los trabajos de O&M sin ningún coste adicional ya que estos costes los incluye en la inversión total inicial, a diferencia de Vestas y Repower.

MODELOS	V-90	V-90 2	GE 1.5 xle	Repower MM92
Datos				
Clase IEC	III	III	III	III
Potencia unitaria (KW)	2000	2000	1500	2000
Diámetro de rotor (m)	90	90	82.5	92.5
Altura de buje (m)	80	80	80	80
Plazo entrega en campo	Diciembre 2009	Enero 2010	2009 (2T)	Julio 2009
Potencia instalada	28.00	28.00	28.50	28.00
Número de aerogeneradores	14	14	19	14
TOTAL INVERSIÓN	30230.2	31439.8	28929.4	34155.8
Coste máquina				
Precio base unitario aerogeneradores ('000 €)	2135.0	2135.0	1390.0	2420.7
Transporte y montaje	incluido	incluido	98.5	incluido
Coste torre	incluido	incluido	Incluido	incluido
Transformador 20 KV	incluido	incluido	Incluido 20 KV	incluido
Celdas 20 KV	incluido	incluido	Incluido 20 KV	incluido
Coste huecos	incluido	incluido	incluido	incluido
Ascensor	incluido	incluido	incluido	incluido
Baliza especial (mitad de posiciones)	7.0	7.0	7.0	9.0
Control activa y reactiva	incluido	incluido	3.2	incluido
Integración subestación + torre	incluido	incluido	20.0	incluido
Coste actualización de precios	incluido	incluido	incluido	incluido
Seguro	incluido	86.36	incluido	10.0
Diseño cimentación	0.32	0.32	incluido	incluido
Incremento de coste / pérdidas de llave en mano por evacuación a 20 KV	NA	NA	50.0	NA
Precio unitario de aerogeneradores ('000 €)	2159.3	2245.7	1522.6	2439.7

Coste de mantenimiento				
Coste de O&M 1-2 años variable			NA	3 €/MWh
Coste de O&M 1-2 años fijo	28000 €/aero	28000 €/aero	incluido	19110 €/año aero
Coste de O&M 3-5 años variable			NA	5 €/MWh
Coste de O&M 3-5 años fijo	42000 €/año aero	42000 €/año aero	35000 €/año aero	19110 €/año aero
Coste de O&M 6 años	Coste 5+IPC	Coste 5+IPC	Coste 5+IPC	
Actualización precio de O&M 5 primeros años	IPC	IPC	IPC	
Actualización precio de O&M a partir de 6 años	IPC	IPC	IPC	
Precios año	2008	2008	2009	Para entregas 2009
Origen dato	Oferta julio 2008 (asumimos que 3-5 años valor fijo con el mínimo)	Oferta julio 2008 (asumimos que 3-5 años valor fijo con el mínimo)	Oferta octubre 2008	Oferta noviembre 2008

Tabla 3.2. Estudio de mercado para selección de aerogeneradores

3.5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL AEROGENERADOR GE 1.5_{XLE}

El aerogenerador Wind Energy GE 1.5_{XLE} es un aerogenerador de velocidad variable, potencia nominal de 1500 KW, tensión nominal de 12 KV, y disponible para la generación eléctrica en frecuencias de 50 ó 60 Hz. (GE Wind Energy, 2005)

El aerogenerador está disponible en las siguientes variantes de acuerdo al diámetro de rotor:

- Diámetro 70.5 m para clases IEC I y II
- Diámetro 70.5 m para la clase IEC I A
- Diámetro 77 m para clase IEC II
- Diámetro 82.5 m para IEC III

El suministro del aerogenerador puede realizarse con diferentes alturas de buje: 58.7 m, 80 m y 100 m.

El aerogenerador GE 1.5 es un aerogenerador de tres palas a barlovento, de eje horizontal. El rotor y la nacelle están montados en lo alto de una torre tubular compuesta por tres tramos.

La máquina emplea un sistema de orientación automática (yaw), que permite un perfecto alineamiento del rotor con la dirección del viento y un enclavamiento estable en la posición óptima de producción, garantizado por su robusto sistema de frenado.

La máquina está provista de un sistema de regulación automática de ángulo de paso (*pitch*), que permite a cada pala girar, independientemente de las otras dos, sobre su eje longitudinal, comandadas por una misma consigna de posición, a la cual pueden dirigirse las palas con distintas velocidades.

El generador es de tipo asíncrono doblemente alimentado de rotor devanado. Su equipo de potencia permite regular las corrientes rotóricas de manera que la potencia volcada a la red tenga las características de tensión y frecuencia requeridas en cada momento. Con vientos altos, la regulación de potencia al valor nominal se lleva a cabo con el sistema *pitch*.

La instalación mecánica del aerogenerador se completa cuando el rotor, con las tres palas ya ensambladas, se monta sobre la nacelle, que descansa en lo alto de la torre.

3.5.1. Descripción técnica del aerogenerador y componentes principales

El diseño del aerogenerador GE 1.5 consta de un tren de potencia distribuido, constituido por el rotor, el eje lento, la multiplicadora, el acoplamiento elástico y el generador. Ver figura 3.10 (GE, 2005).

El rotor se compone de tres palas sujetas a un buje de fundición, recubierto éste por el cono-nariz, de poliéster reforzado con fibra de vidrio.

El resto de componentes del tren de potencia, salvo el generador, descansan sobre el bastidor delantero, situado ya dentro de la nacelle. El generador descansa sobre el bastidor trasero, también dentro de la nacelle.

Sobre el bastidor delantero se asienta también el grupo hidráulico.

Todos los componentes alojados en la nacelle están protegidos por la carcasa exterior de poliéster reforzado con fibra de vidrio.

La nacelle descansa sobre el rodamiento dentado de yaw, que tiene una pista móvil unida al bastidor delantero y una pista fija unida a la torre. La actuación de 4 motorreductoras, instaladas en el bastidor delantero, sobre el rodamiento posibilita la orientación del aerogenerador (yaw).

La torre se compone de tres tramos atornillados entre sí.
A continuación se detallan las características de los componentes principales.

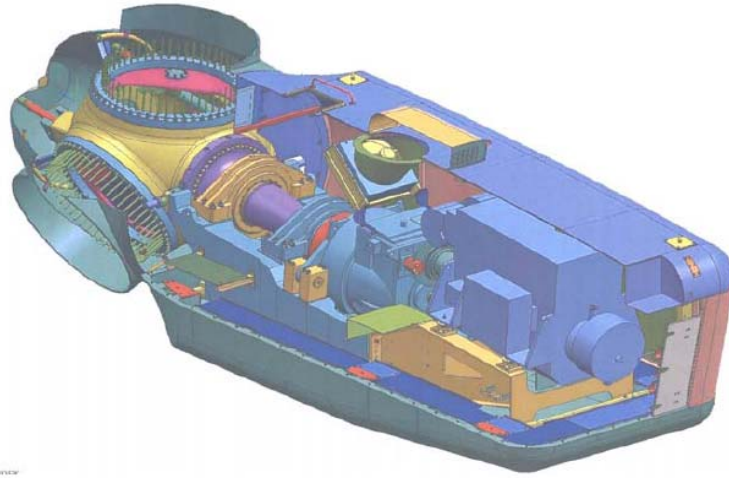


Figura 3.10. Sección de la nacelle y el buje de un aerogenerador GE 1.5 XLE

3.5.1.1. Cimentación

La fijación de la turbina GE 1.5 al terreno se realiza mediante una corona formada por una doble hilera de pernos, embebida en una zapata de hormigón armado. La parte superior de dichas hileras de pernos verticales queda visible tras el fraguado del hormigón, y preparada para recibir el primer tramo de torre que, posteriormente, una vez que ha sido correctamente asentado, se atornilla a dichas hileras. Ver figura 3.11.



Figura 3.11. Vista de las hileras de pernos durante el montaje

Las dimensiones, armadura, etc. de la zapata de hormigón depende del tipo de turbina y de las características geológicas del terreno.

3.5.1.2. Torre

La torre es una estructura troncocónica tubular de acero sobre cuya parte superior se apoya la nacelle.

La torre se compone de tres tramos:

- Tramo 1 o inferior
- Tramo 2 o intermedio
- Tramo 3 o superior

Dichos tramos se atornillan entre sí por las bridas situadas en sus extremos para formar conjuntamente la torre. La brida inferior del primer tramo se atornilla a la hilera de pernos de la cimentación descrita anteriormente y la brida superior del tercer tramo al rodamiento de yaw, fijado a la nacelle.

La estructura portante de cada tramo de torre se compone de chapas curvadas soldadas entre sí, denominadas virolas, y de las bridas inferior y superior, también soldadas a las virolas.

Como ya se ha indicado previamente, existen tres variantes de altura de buje: 58.7 m, 80 m y 100 m.

Para la altura de buje de 100 m existen dos variantes de torre: una polivalente para las clases CI/CII y otra específica para la clase CIII.

Las diferencias entre las mencionadas torres consisten en la diferente longitud de sus tramos y en los diferentes espesores de chapa, que son más gruesos para las CI/CII dados los mayores requerimientos de resistencia, motivados por unas condiciones de trabajo más exigentes en dichas clases.

De las torres de 58.7 m y 80 m existe un solo diseño polivalente que se adapta a cada una de las clases.

El tratamiento superficial de la torre asegura una vida en servicio prácticamente ilimitada y libre de mantenimiento.

El acceso al interior de la torre es posible a través de una puerta metálica situada en la parte inferior.

En el interior de la torre se encuentran una serie de componentes eléctricos y de control que se describirán más adelante. Asimismo, el interior de la torre está iluminado en los puntos necesarios.

El diseño de la torre permite la instalación (de manera opcional) de un elevador en el interior de la torre, para facilitar el acceso a la nacelle y las labores de mantenimiento. No obstante, en todos los casos existe la posibilidad de acceso por escalera manual hasta lo alto de la torre. Esta escalera está provista de una línea de vida y demás elementos de seguridad.

3.5.1.2. Nacelle

La góndola o nacelle se sitúa en lo alto de la torre y se orienta según la dirección del viento gracias al sistema de posicionamiento (sistema de yaw). Todos los elementos que se describen a continuación se encuentran en su interior, albergados dentro de la carcasa de protección.

A la nacelle se accede desde el interior de la torre a través de una trampilla y una escalera de acceso. Desde el interior de esta existe también un acceso al buje para poder realizar labores de comprobación y mantenimiento en él sin necesidad de salir al exterior.

- **Carcasa de protección**

La carcasa de protección de la góndola se fabrica en poliéster reforzado con fibra de vidrio, con espuma aislante en la cara interior. Se compone de 5 piezas:

- Una inferior

- Dos laterales
- Una trasera
- Una superior

Las dos piezas laterales, la superior y la trasera conforman una capota indivisible, que se puede desmontar de la pieza inferior permitiendo el acceso en campo por medio de grúa a los componentes internos grandes (generador, multiplicadora, etc.) en caso de necesidad de un mantenimiento correctivo que exija retirarlos para su correcta reparación.

Así, a efectos prácticos, la carcasa de la nacelle está dividida en una semicarcasa inferior y una semicarcasa superior, extraíble para acceso con grúas al interior.

En exterior de la carcasa en la parte superior trasera se sitúan los sensores ambientales (veleta y anemómetro) y la baliza o luz de gálibo.

La nacelle incorpora en la parte trasera una puerta y una pequeña grúa (carga máxima 250 Kg) para permitir la elevación de repuestos o material diverso desde el suelo hasta la nacelle, facilitando las labores de mantenimiento.

Asimismo, existe una trampilla-claraboya en la parte superior para posibilitar el acceso a la parte exterior superior de la nacelle y para iluminación natural. Para acceder al interior del buje hay otra trampilla-claraboya en la parte delantera, que permite el acceso al mismo sin salir al exterior de la máquina.

La carcasa de la nacelle dispone también de dos aberturas para refrigeración, una en la parte trasera para disipación de calor generado por el generador y otra en la parte superior para disipación de calor generado por la multiplicadora (intercooler de aceite).

Además de la iluminación natural a través de las claraboyas, el interior de la nacelle está iluminado eléctricamente.

La semicarcasa inferior tiene forma de bañera, de manera que cualquier sustancia líquida que se derrame en el interior de la nacelle se drene por el centro. Justo por debajo del rodamiento de yaw existe una canaleta que recoge dichas sustancias líquidas, conduciendo estas por una manguera a lo largo de la torre hasta un bidón de 50 l situado en la base de la torre.

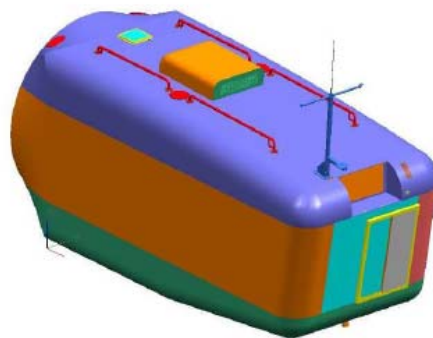


Figura 3.12. Vista exterior de la carcasa

• Bastidor delantero

La turbina GE 1.5 consta de dos bastidores: uno delantero y otro trasero. El delantero se apoya sobre la torre a través del rodamiento de yaw, y el trasero se encuentra a su vez atornillado al delantero. El bastidor delantero se fabrica en un solo bloque de fundición nodular de gran robustez que le permite soportar las elevadas cargas que el rotor transmite al eje principal y a la multiplicadora. Ver figura 3.13(GE, 2005).

Directamente sobre se apoyan sobre el mismo los siguientes componentes:

- Rotor
- Eje lento y rodamientos
- Multiplicadora y acoplamiento elástico
- Grupo hidráulico
- Motorreductoras y corona de giro

Sus dimensiones aproximadas son 4 m de largo, 2,2 m de ancho y 1,8 m de altura.

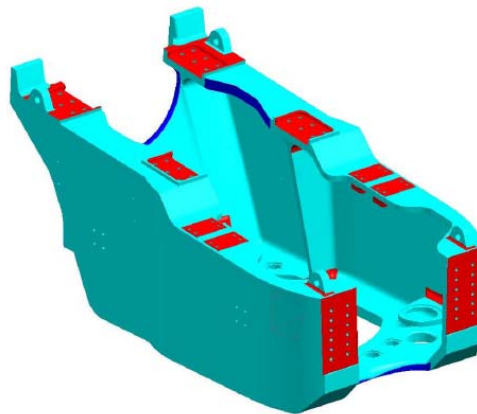


Figura 3.13. Vista del bastidor delantero

- **Bastidor trasero**

El bastidor trasero va atornillado al delantero. Sobre el bastidor trasero se sitúan el generador y el armario superior de control (*top controller*).

El bastidor trasero se realiza en calderería, mediante soldadura de chapas de acero. Ver figura 3.14(GE, 2005).

Consta básicamente de dos vigas laterales principales sobre las que se apoya el generador, unidas por dos transversales.

Sus dimensiones aproximadas son 3,2 m de largo, 1,7 m de ancho y 1 m de altura.

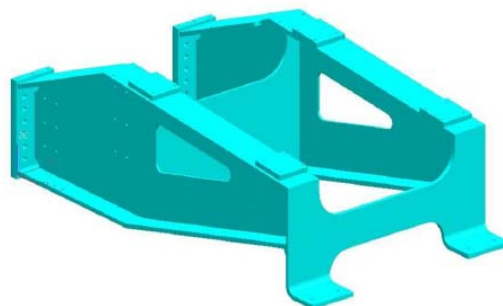


Figura 3.14. Vista del bastidor trasero

- **Eje lento y rodamientos**

El eje principal de la turbina GE 1.5 transfiere la energía del viento captada por el rotor en forma de energía cinética angular hasta la multiplicadora.

Con el fin único de evitar que las palas pudieran llegar a tocar la torre, en caso de altas velocidades de viento, el eje principal de la turbina GE 1.5 se coloca sobre el bastidor con una inclinación respecto de la horizontal de 5°.

El eje lento o principal está conformado por acero aleado de alta resistencia, forjado con tratamiento superficial anticorrosión de zinc. Su forma es troncocónica, terminando en un plato que le confiere el aspecto visual de una de trompeta, que se une al buje mediante pernos, y disminuye de diámetro longitudinalmente hasta alcanzar su diámetro menor en la unión con la multiplicadora.

En la parte más cercana al rotor, el eje termina en un plato, con el cual se realiza la unión del eje principal y el rotor. Este plato se utiliza también para realizar la función de bloqueo mecánico de la turbina.

El eje principal se fabrica con un taladro interno de un diámetro aproximado de 150 mm en cuyo interior se alojan las conducciones del sistema hidráulico que transmite presión al sistema de orientación de las palas (*pitch*) y las conducciones eléctricas necesarias para el correcto control de dicho sistema.

Dos soportes que se fijan al bastidor principal y que albergan a los dos rodamientos del eje lento, reciben el peso del eje y los esfuerzos del rotor. A su vez dichos esfuerzos se transmiten desde el bastidor principal hacia la torre.

- **Multiplicadora y acoplamiento elástico**

La función de la multiplicadora es transferir el par desde el eje lento hasta el eje rápido del aerogenerador aumentando la velocidad angular. El sistema de transmisión es de una etapa planetaria y tren helicoidal. El factor de multiplicación depende de la clase del aerogenerador, dado que el rango de velocidades angulares de operación del rotor depende de la clase de la turbina.

El eje rápido es fundamentalmente un acoplamiento elástico que conecta el eje de salida de la multiplicadora con el eje del generador. Este acoplamiento es capaz de transmitir la potencia en forma de par torsor y a la vez absorber desalineaciones de los ejes de la multiplicadora y del generador sin introducir grandes esfuerzos en dichos componentes.

El eje rápido es fundamentalmente un acoplamiento elástico que conecta el eje de salida de la multiplicadora con el eje del generador. Este acoplamiento es capaz de transmitir la potencia en forma de par torsor y a la vez absorber desalineaciones de los ejes de la multiplicadora y del generador sin introducir grandes esfuerzos en dichos componentes.

La multiplicadora se apoya sobre el bastidor delantero en dos puntos. Esta unión se realiza mediante unos soportes elásticos cuya función es amortiguar las vibraciones y reducir el ruido.

La multiplicadora consta de su propio sistema de lubricación y refrigeración forzada. Con este sistema se lubrican y refrigeran engranajes y rodamientos mediante un circuito cerrado de aceite a presión y temperatura controladas con etapas de refrigeración y filtrado. Este circuito se compone de:

- Una bomba accionada por un motor trifásico
- Filtros
- Bloque de válvulas
- Intercooler con ventilador
- Resistencia monofásica calefactora

La temperatura del aceite y los actuadores enumerados arriba están monitorizados y gestionados por la unidad de control.

En la parte trasera de la multiplicadora existe un freno de disco hidráulico y un sistema de bloqueo del tren de potencia.

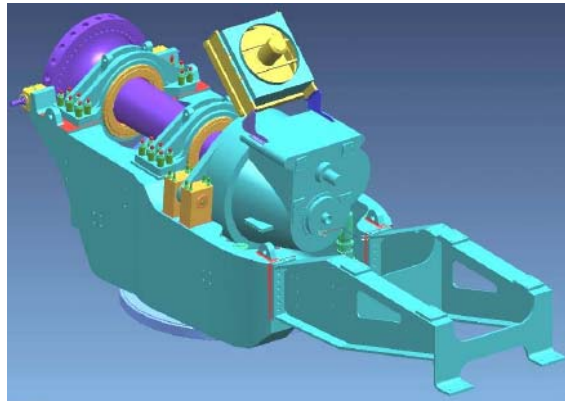


Figura 3.15. Conjunto multiplicadora, eje lento, bastidor delantero y bastidor trasero

- **Generador**

El generador es un generador asíncrono trifásico de inducción, doblemente alimentado, de rotor devanado y excitación por anillos rozantes. Su potencia nominal es 1500 KW y puede suministrarse para ser utilizado en frecuencias de red 50 y 60Hz.

La velocidad de sincronismo es de 1200 r.p.m.

La velocidad de giro del rotor es variable y se adapta a la velocidad del viento. No obstante, la potencia se suministra a la red siempre a 50/60 Hz +2/-3 Hz y 12 KV±10%.

Esto es posible adecuando la excitación rotórica a la velocidad angular del rotor, de manera que la potencia se genera a tensión y frecuencia constantes.

El rango de velocidades del generador es 870-1600 r.p.m. La velocidad nominal es 1440 r.p.m.

La característica más reseñable de este generador es que la potencia se genera a media tensión (20 KV), lo cual ahorra transformadores y reduce pérdidas.

El Generador se apoya sobre el bastidor trasero mediante cuatro elementos amortiguadores (*Silent-Blocks*), cuya función es reducir la amplitud de las vibraciones y el ruido.

La refrigeración se lleva a cabo por ventilación forzada por medio de dos ventiladores para incrementar el intercambio de calor.

La temperatura en los devanados del estator, en el cuerpo de anillos rozantes, y en los rodamientos está monitorizada. La temperatura de dichos puntos se controla con ayuda de resistencias calefactoras y de los ventiladores mencionados anteriormente.

- **Sistema de yaw**

La orientación de la nacelle con la dirección del viento predominante se lleva a cabo mediante el sistema de yaw. Este consiste en una corona dentada solidaria a la torre y en cuatro motorreductoras solidarias a la nacelle con sus respectivos cuatro engranajes engranados en la corona de la torre, que hacen que la nacelle gire en ambos sentidos con respecto a la torre, sobre el rodamiento de yaw. Ver figura 3.16(GE, 2005).

Cada una de las cuatro motorreductoras se compone de un motor eléctrico trifásico de jaula de ardilla y una etapa de engranajes reductores. El arranque y parada de dichos motores se controla por medio de un arrancador suave, que genera una señal rampeada de arranque y parada. Los motores constan asimismo de un freno eléctrico que está activado cuando no hay tensión.

El sistema de yaw se completa con un sistema de freno activo, realizado a través de 12 pinzas de freno hidráulicas, que fijan mecánicamente la nacelle en la orientación correcta. Están en servicio cuando la máquina tiene tensión, es decir, cuando el grupo hidráulico puede generar presión y los frenos eléctricos de los motores están desactivados.

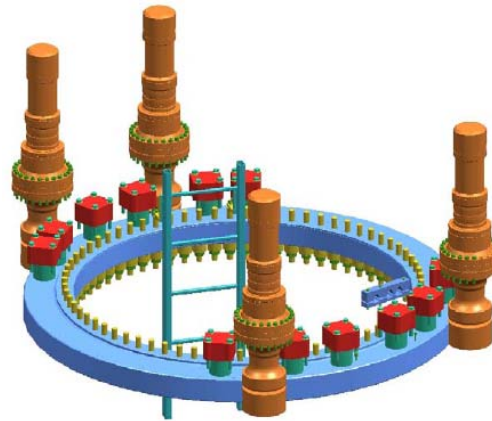


Figura 3.16. Conjunto sistema de yaw

3.5.1.3. Rotor

La función del rotor es captar la energía del viento y convertirla en energía cinética de rotación.

El rotor del aerogenerador GE 1.5 se compone de tres palas montadas sobre un buje de fundición de hierro nodular, el cual está cubierto por el cono-nariz, de poliéster reforzado con fibra de vidrio. Está diseñado para funcionamiento a barlovento.

Tal y como se ha indicado anteriormente, existen varias variantes de rotor según el diámetro de la superficie que barren: 70.5 m, 77 m y 82.5 m. En todas las variantes el buje es el mismo, cambiando únicamente las palas, que son respectivamente de 34 m, 37,3 m y 40.3 m.

El rotor está diseñado para operar entre 10.1 r.p.m y 18.7 r.p.m.

La velocidad del rotor se regula con una combinación de control de par resistente del generador (vientos bajos) y de control de pitch (vientos altos). El rotor gira en sentido horario mirando la turbina desde el frente.

Para evitar colisiones de la pala con la torre en caso de vientos altos, el rotor tiene una inclinación de 4° (*tilt*) respecto a la vertical, consecuencia de la inclinación del eje lento respecto a la horizontal.

Integrado en el buje está el sistema de orientación de pala (*pitch*), de accionamiento independiente para cada una de las tres palas, que permite variar el ángulo de paso en un rango de 2° (producción con la mayor superficie de pala expuesta al viento) a 90° (bandera-parada). Este sistema actúa también como freno aerodinámico, llevando las palas a posición de bandera.

- **Buje**

El buje, fabricado en fundición nodular, es el mecanismo que transmite la energía de las tres palas al eje lento. La unión del buje al eje lento es atornillada, con tres bulones adicionales de cortadura. Ver figura 3.17(GE, 2005).

En el interior de este componente hueco se alojan los elementos que componen el sistema de pitch.

El buje dispone de 8 aberturas:

- 3 aberturas laterales para la inserción de rodamientos de pala
- 1 abertura frontal central para acceso al buje desde el cono-nariz
- 3 aberturas frontales pequeñas para los cilindros de pitch
- 1 abertura trasera central para introducción de tubos de presión y cables para el sistema de pitch (conexión eje lento)

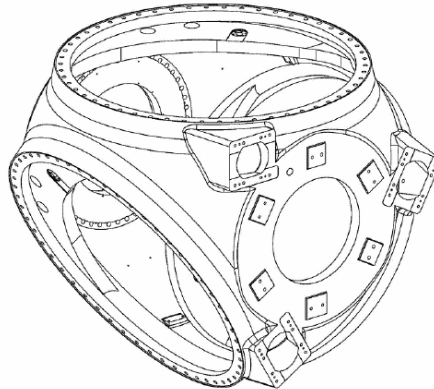


Figura 3.17. Vista lateral-frontal tridimensional de un buje

• Palas

Cada turbina GE 1.5 tiene tres palas, conectadas al buje mediante sus respectivos rodamientos de pala. Las palas están fabricadas en fibra de vidrio reforzada con poliéster, con un recubrimiento superficial suave destinado a proteger los materiales de la radiación UV y a proporcionar el color a la pala. Cada pala está formada por dos cortezas unidas y soportadas por vigas y costillas internas.

Correspondiendo con los dos diámetros de rotor disponibles comercialmente, existen tres longitudes de pala: 34 m, 37.3 m y 40.3 m.

El perfil aerodinámico de las palas varía a lo largo de su eje longitudinal, tanto en sección y forma como en ángulo de incidencia del borde de ataque.

Unos insertos especiales de acero conectan la pala a la pista móvil del rodamiento de pala.

El rodamiento de pala permite el giro de la pala respecto a su eje longitudinal. Su pista fija está atornillada al buje y la móvil a la pala.

• Sistema de pitch

El sistema de pitch permite variar el ángulo de paso de cada pala, al girar ésta sobre su eje longitudinal. El objetivo de este sistema es doble:

- Regular la potencia generada con vientos altos
- Freno aerodinámico en caso de parada controlada o emergencia.

Normalmente se accionan las tres palas simultáneamente. Sin embargo, cada una de las palas del rotor tiene un sistema independiente de ajuste de ángulo de paso, accionado por un cilindro hidráulico específico para cada pala. Estos cilindros están físicamente

ensamblados a las placas pitch, solidarias a la pista móvil de los rodamientos de pala, provocando con su actuación el giro de la misma.

Con el accionamiento independiente de cada pala se consigue un dispositivo de seguridad doblemente redundante, ya que con sólo una pala en bandera, se podría conseguir la detención el rotor.

Cada pala tiene un acumulador de nitrógeno alojado en el buje, en el que hay una reserva permanente de aceite a presión suficiente para garantizar poder llevar la pala a bandera, incluso en el caso de falta de tensión de alimentación del grupo hidráulico (caída de presión en el sistema).

Los componentes del sistema de pitch en el buje son (figura 3.18, GE, 2005).:

- 3 cilindros hidráulicos para accionamiento mecánico del giro de pala
- 3 acumuladores de aceite a presión con cámara de nitrógeno.
- 3 bloques de válvulas para el accionamiento de los cilindros
- Sensores de posición de pitch (integrados en los cilindros)
- Circuitería hidráulica (latiguillos y/o tubos)
- Circuitería eléctrica y de comunicaciones (cables y cajas de conexiones)

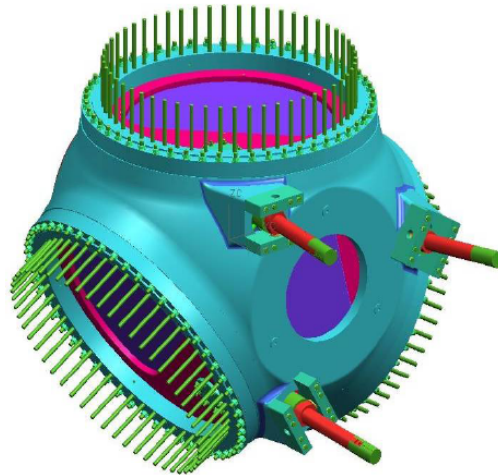


Figura 3.18. Vista del buje con los cilindros hidráulicos y rodamientos de pala

- **Sistema de bloqueo de palas**

En el buje existe un dispositivo hidráulico de bloqueo de palas. En caso de parada de emergencia, este dispositivo bloquea mecánicamente las 3 palas (mediante 3 bulones) cuando llegan a la posición de bandera.

- **Cono-nariz**

El cono nariz protege el buje de las inclemencias meteorológicas. Está fabricado en poliéster reforzado con fibra de vidrio. El diseño de este cono-nariz junto con el del buje permite un acceso cómodo y seguro al interior del buje, sin necesidad de salir al exterior de la turbina.

El cono-nariz consta de dos partes, una principal con aberturas para las tres palas y la conexión al eje lento y otra que cierra el conjunto por su parte delantera.

3.5.2. Funcionamiento

El control que incorpora la turbina GE 1.5 funciona básicamente como se describe a continuación (modo automático).

Con vientos bajos, la velocidad de giro del rotor es proporcional a la velocidad del viento. Cuanto mayor es la velocidad del viento, mayor es la velocidad de giro del rotor, controlando ésta mediante el denominado control de par. El par resistente del generador es el que evita que el rotor se sobreacelere. Este control se utiliza desde el momento en que el aerogenerador entra en producción hasta que la potencia producida por el generador alcanza su valor nominal (1500 KW). En esta fase, la potencia producida es directamente proporcional a la velocidad del viento.

Con vientos altos, la velocidad del rotor se mantiene constante en su valor nominal (máximo). Dado que en estas condiciones el generador se encuentra saturado entregando la potencia nominal y no puede ofrecer un par resistente mayor, el control de la máquina se realiza regulando el ángulo de paso de las tres palas. Este es el denominado control de pitch que, mediante control aerodinámico, mantiene la potencia volcada a la red constante e igual a la potencia nominal (1500 KW) hasta llegar a la velocidad de corte.

A continuación se describen más detalladamente diferentes aspectos del funcionamiento de los aerogeneradores GE 1.5.

3.5.2.1. Red eléctrica

Las condiciones nominales de la red a la que debe conectarse el aerogenerador son 20 KV, 50 Hz ó 60 Hz. El intervalo de tensión en funcionamiento debe estar comprendido entre +10/-10% del valor nominal. El intervalo de variación en frecuencia es de +2/-3 Hz.

La red eléctrica debe ser suficientemente estable (dentro de los márgenes mencionados) puesto que variaciones frecuentes de tensión o frecuencia más allá de los límites en operación pueden causar daños en los componentes mecánicos de la máquina. Caídas de la red eléctrica deberían ocurrir como promedio solamente una vez por semana durante la vida del aerogenerador.

En caso de pequeñas redes eléctricas independientes, será necesario comprobar las condiciones reales.

En todas las condiciones de operación se puede obtener un factor de potencia unitario a la salida del cuadro de 20 KV y una conexión a la red eléctrica muy suave, gracias a su rutina de sincronización a red.

En la cimentación se integra una conexión a tierra de máximo 10 Ω , adaptando la topología de la red a las características del terreno.

3.5.2.2. Sistema de generación

El sistema de generación eléctrica es de velocidad variable, y asegura que la velocidad y el par mecánico del aerogenerador siempre suministren a la red una potencia eléctrica estable. El funcionamiento se explica a continuación.

El estator está directamente conectado a la red. El rotor bobinado se alimenta con una señal controlada en amplitud y frecuencia, producida por el equipo de potencia. Las corrientes rotóricas se introducen en el rotor mediante anillos rozantes.

La velocidad del giro del rotor se optimiza con relación a la del viento. El equipo de potencia a su vez adecua la magnetización del rotor a la velocidad del mismo, generando en el estator la potencia a la tensión y frecuencia deseadas.

Dado que la excitación del rotor está controlada por el equipo de potencia, el generador puede funcionar por encima y por debajo de la velocidad de sincronismo. En régimen subsíncrono, el rotor consume energía de la red y en régimen hipersíncrono produce energía que entrega a la red, debido a la autoinducción.

En todo caso, el generador es visto como síncrono desde la red. El control de corrientes rotóricas permite también el control del factor de potencia, que se puede imponer como un parámetro definible por el sistema de control.

Otro resultado de la generación síncrona que caracteriza al sistema de generación es la suave conexión a la red eléctrica. Estas conexiones suaves se consiguen mediante una rutina de sincronización a la red, en la que se genera una tensión en el estator del generador igual a la de red en magnitud y fase, con lo que se conecta a red con corriente de conexión cero, y con simples contactores, sin ser necesario equipo adicional como tiristores en el caso de grupos asíncronos convencionales.

Como resultado del control de par mecánico se pueden reducir las cargas en el tren de potencia, permitiendo absorber el exceso de energía de las ráfagas de viento transformándolo en energía cinética de rotación en el rotor que permite la autoinducción y la entrega de energía a red desde el rotor en régimen hipersíncrono.

Asimismo se consigue disminuir el nivel de ruido debido a la menor velocidad de giro del rotor en vientos bajos, en los que el aporte de ruido medioambiental del aerogenerador podría ser bien perceptible respecto al nivel de ruido de fondo causado por el propio viento.

3.5.2.3. Unidad de control y potencia

La unidad de control y potencia, basada en el sistema INGECON-W, monitoriza y controla todas las funciones críticas del aerogenerador, para optimizar constantemente el funcionamiento del mismo en todo el rango de velocidades del viento. Se sitúa en la base de la torre, en el interior de un armario eléctrico, comúnmente llamado “Ground”.

La unidad de control y potencia puede descomponerse en dos, tal y como indica su nombre:

- La unidad de control, que consta de un PLC (*Programmable Logic Controller*), y que es la encargada de controlar toda la máquina

- La unidad de potencia, que trabaja en comunicación con el PLC. Consta de una CCU (*Converter Control Unit*) y de un equipo de potencia al que controla.

El PLC y la CCU se hallan constantemente comunicados y coordinados entre sí. Asimismo, presentan una interfaz al usuario en forma de pantalla táctil integrada en el armario ground.

- **Unidad de control**

El PLC junto con sus tarjetas de entrada/salida capta las señales de las diversas funciones del aerogenerador, calcula las acciones de control óptimas y da las órdenes a los actuadores correspondientes (motores, electroválvulas, relés...) para conseguir el funcionamiento seguro y la mejor captación de la energía eólica disponible en el

emplazamiento. También es el encargado de activar la parada de emergencia en caso de que la turbina no funcione correctamente.

Las funciones principales de la unidad de control (PLC) son:

- Orientación de la góndola respecto al viento predominante. Supervisión y corrección del estado de torsión de los cables de la torre.
- Gestión del grupo hidráulico que proporciona energía mecánica al sistema del pitch y a los freno de parking y del sistema Yaw.
- Supervisión de los sensores ambiente: viento, dirección predominante de viento, temperaturas.
- Supervisión de la velocidad de giro de los diferentes componentes mecánicos.
- Supervisión y monitorización del estado de vibraciones.
- Supervisión de las funciones del generador y del convertidor. Conexiones y desconexiones a red.
- Consignas de potencia activa y reactiva.
- Regulación de la velocidad.
- Posicionamiento y control del ángulo de pitch (palas).
- Control de alarmas y modo de operación.
- Intercambio de datos con Telemando.
- Contadores de energía, horas y disponibilidades.
- Gestión de parámetros de la turbina.

- **Unidad de potencia**

La unidad de potencia está compuesta por los siguientes elementos:

- Equipo de potencia (convertidor)
- CCU
- Medida de tensiones y corrientes
- Medida de velocidad (Encoder)
- Protecciones contra sobretensiones en el convertidor
- Sistemas de refrigeración
- Contactores de alimentación
- Contactor de acoplamiento del estator a red

El equipo de potencia consta fundamentalmente de un convertidor rectificador de entrada desde la red, una batería de condensadores para el almacenamiento de carga en forma de tensión continua y un convertidor inversor de salida hacia el rotor. En régimen hipsíncrono, el flujo de energía a través del equipo de potencia se invierte, aportando el rotor energía a la red.

3.5.2.4. Modos de operación

Los aerogeneradores GE 1500 tienen tres modos o sublógicas de operación, que se describen a continuación:

- Modo Automático
- Modo Manual
- Modo de Emergencia

- **Modo automático**

El modo automático es el modo normal de funcionamiento (autónomo) de la turbina.

Al reiniciar la máquina en modo automático, la máquina pasa por tres fases:

- Ensayo
- Pausa (una vez completado el ensayo)
- Marcha (cuando las condiciones de viento son propicias)

En fase de pausa, las palas están en posición de bandera, de tal forma que no recogen la energía del viento. Cuando la velocidad de viento alcanza la velocidad de necesaria para el arranque (dependiente de la clase de la turbina), la turbina pasa de la fase de pausa a marcha. Esto significa que las palas se mueven a la posición de 0°, recogiendo la mayor cantidad de viento posible.

Cuando las palas se posicionan a 2°, el rotor empieza a acelerarse. Cuando el generador alcanza las 870 r.p.m, se acopla a la red, comenzando a entregar energía a la misma.

Si la velocidad del viento aumenta, por medio de la variación en la excitación del rotor del generador, se va adecuando el par resistente del generador de forma que la velocidad de rotación del tren de potencia aumente hasta llegar a las 1440 r.p.m nominales del generador. Este tipo de control es el denominado control de par, que ya fue mencionado anteriormente. Se utiliza hasta que se alcanza la potencia nominal del generador a 1440 r.p.m

Para velocidades de viento superiores a las correspondientes a este punto, se regula la velocidad de giro del rotor mediante el control del ángulo de pitch de las palas, manteniendo las 1440 r.p.m y la máxima potencia en el generador. Este tipo de control es el denominado control de pitch.

El sistema de pitch continúa regulando hasta que se alcanza la velocidad de corte, (dependiente de la clase de la turbina). En ese momento se vuelve a la fase de pausa, dirigiendo las palas a posición de bandera.

- **Modo manual**

El modo manual se emplea para realizar pruebas de mantenimiento de la máquina. Trabajando en este modo, el usuario puede manejar manualmente todos los subsistemas de la máquina desde la pantalla táctil del armario *ground*. No obstante, en este modo, el PLC continúa supervisando por seguridad todas las operaciones.

- **Modo emergencia**

El modo emergencia se alcanza cuando se abre la denominada serie de emergencia, que se activa cuando cualquiera de los sensores de los que dispone la máquina detecta algo anómalo (nivel de vibraciones, sobrevelocidad, etc.), o se pulsa alguno de los pulsadores de parada de emergencia.

En modo emergencia, la máquina se encuentra en reposo y segura.

Este modo debe desactivarse imperativamente por medio de accionamiento manual, tras inspeccionar la máquina.

La curva de potencia del aerogenerador GE 1.5_{XLE} proporcionada por el fabricante se muestra en la figura 3.19 (GE, 2005).

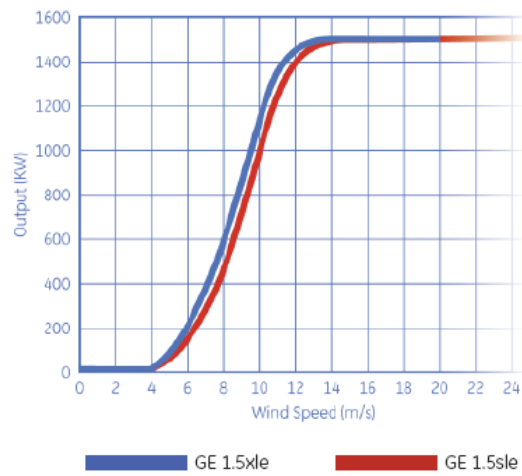


Figura 3.19. Curva de potencia del aerogenerador GE 1.5_{XLE}

Capítulo 4

Gestión de terrenos

4.1. ACUERDOS DE TERRENOS Y SERVIDUMBRES

Los terrenos afectados por la instalación pueden ser de titularidad pública o privada. En el primer caso, la ocupación se resolverá mediante el establecimiento de un canon de ocupación que será de menor o mayor cuantía. En caso de Montes Públicos, ese canon entre otras cosas se destina a la conservación y mejora de los montes y la tendencia es a establecer unos criterios uniformes en cuanto a su magnitud. La propiedad municipal de los terrenos hace que exista una mayor variación en cuanto a las cantidades solicitadas, dependiendo de la zona, del recurso eólico asociado, el valor de los terrenos, etc.

En caso de que los terrenos sean de titularidad privada, existen dos opciones fundamentales, la compra o el alquiler de los mismos. En este caso también existen diferencias importantes en cuanto a la valoración dependiendo del uso a que estén sometidos, el recurso o el grado de desarrollo eólico de la zona.

4.2. CONVENIO CON EL AYUNTAMIENTO

El Ayuntamiento está interesado en que se promueva el parque eólico El Manchego I en su término municipal, con objeto de obtener las máximas ventajas socioeconómicas y de desarrollo local, comarcal y regional. Asimismo, GE pretende llevar a cabo las siguientes actividades: promoción, construcción y explotación de infraestructuras de producción de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de energía eólica en el término de La Roda. (EDPR, 2009).

El objeto del convenio es fijar los compromisos entre el Ayuntamiento de La Roda (Albacete) y la empresa General Electric Wind Energy (GE) para propiciar el desarrollo del proyecto del parque eólico El Manchego I y sus instalaciones accesorias a ejecutar en el municipio de La Roda; así como la cesión de uso de terrenos municipales para la instalación del parque eólico.

El Ayuntamiento se compromete a otorgar en los plazos más breves posibles la preceptiva licencia municipal de obras de la instalación y los permisos y autorizaciones adicionales necesarios que sean de su competencia; así como de autorizar la construcción, adecuación e implantación de cuantas instalaciones sean precisas para la instalación del parque eólico e instalaciones conexas sobre los territorios de titularidad municipal. Asimismo, autoriza el uso de las infraestructuras municipales (carreteras, caminos, etc.) y construcción de servidumbres de paso que sean precisas o convenientes por otros terrenos municipales.

Como contraprestación por el uso de las infraestructuras municipales durante la vida útil del parque y la cesión de terrenos municipales, GE se compromete a abonar un canon anual al Ayuntamiento por la implantación del parque eólico y su infraestructura

de evacuación. La cantidad a abonar por los aerogeneradores ubicados en su término municipal es la siguiente:

- 2000 €/año por cada megavatio, incluyendo la subestación transformadora y resto de infraestructura, instalado en terrenos de propiedad privada.
- 2000 €/año por cada megavatio, incluyendo la subestación transformadora y resto de infraestructura, instalado en terrenos de propiedad municipal.

Estas cantidades se adecuarán anualmente con la variación del índice de precios al consumo (IPC).

El canon urbanístico se liquidará de acuerdo con la legislación vigente y conforme al siguiente calendario de pagos:

- Primer pago: 25 % a la obtención de la licencia de obras.
- Segundo pago: 25 % a lo largo de los dos primeros meses de inicio de obras.
- Tercer pago: 25 % a la obtención del acta de puesta en marcha del parque eólico.
- Cuarto pago: 25 % a la finalización del primer año de explotación del parque.

Por la instalación de torres meteorológicas para la medición de la viabilidad eólica (fase de promoción), GE abonará las tasas correspondientes a las licencias de obra y actividad que corresponda a las citadas torres.

GE se compromete a respetar los caminos, sendas, cañadas, cauces naturales y sus aguas permanentes o temporales, que sólo podrán ser afectados previa obtención de la correspondiente autorización de la administración competente en cada caso. Asimismo, será responsable de los daños que pudieren originarse en los terrenos por culpa o negligencia de su personal, con exclusión en cualquier caso de los supuestos de fuerza mayor (sucesos imprevisibles o inevitables).

El Ayuntamiento se compromete a no realizar actuación alguna sobre los terrenos que limita la capacidad de producción de los aerogeneradores.

Al final de la vida útil del parque o cuando por cualquier causa se paralice definitivamente la explotación de uno o varios aerogeneradores, GE procederá en el menor plazo posible al desmantelamiento de los mismos y de las instalaciones conexas, reponiendo los terrenos a su estado inicial o semejante. Si cesara definitivamente la actividad de producción de energía eléctrica, GE retirará la instalación en su totalidad en el plazo máximo de un año, llevando a cabo la restauración de los terrenos afectados.

El plazo de la ocupación de los terrenos se establece en un periodo equivalente a la vida útil del parque eólico, con un límite máximo de 30 años desde la firma del convenio.

4.3. ACUERDO CON LA PROPIEDAD PRIVADA

General Electric Wind Energy (GE) pretende llevar a cabo la implantación de un parque eólico en el término municipal de La Roda, a cuyo fin precisa proceder a realizar las siguientes instalaciones, o alguna de ellas: instalación de torres anemométricas, instalación de aerogeneradores de energía, construcción de tendidos eléctricos subterráneos y aéreos, acondicionamiento de viales ya existentes, y construcción de nuevos caminos y zanjas, y ocupación de los terrenos con los materiales, maquinaria y los equipos necesarios para la instalación del parque. (EDPR, 2009).

GE pretende instalar el parque en varias fincas del municipio que reúnen las características adecuadas para la instalación de los elementos del mismo (terrenos de

propiedad privada y de propiedad municipal). Para las fincas municipales, GE establece un convenio con el Ayuntamiento, como se ha descrito en el apartado anterior, en cambio, para los terrenos privados debe llevar a cabo acuerdos con los propietarios de cada una de las fincas situadas en la zona de influencia, como se detalla a continuación.

El propietario de cada finca concede a GE una opción irrevocable y exclusiva para la cesión de uso de los terrenos de su propiedad necesarios para efectuar en ellos las instalaciones pertinentes.

En contraprestación por dicha cesión de uso, GE abonará anualmente la cantidad de:

- Si se instala algún aerogenerador en la finca: 2700 € por aerogenerador instalado si la potencia unitaria es de 1500 KW, correspondiente desde la puesta en marcha del parque eólico y hasta la finalización de la cesión. En caso de que fueran instalados aerogeneradores de una potencia diferente, mayor o menor, la compensación económica será calculada utilizando la siguiente relación: 1800 €/MW instalado.
- Si no se instala ningún aerogenerador en la finca: en este caso GE abonará al propietario la cantidad que resulte de sumar los siguientes conceptos:
 - 1.5 euros por cada metro de zanja para conducción eléctrica dentro de la propiedad.
 - 0.9 euros por cada metro cuadrado de camino de acceso o servicio dentro de la propiedad.
 - 3 céntimos de euro por cada metro cuadrado de cosecha dentro de la propiedad que haya sufrido daños por la construcción del parque.
- Si se instala una torre meteorológica temporal de medición del viento con la finalidad de analizar la viabilidad: 450 € por torre.

Estas cantidades, IVA excluido, se abonarán con carácter anual hasta la finalización de la vigencia de la cesión y su valor será actualizado anualmente con el IPC que sea publicado por el Instituto Nacional de Estadística de España el día uno de enero de ese mismo año.

El pago se realiza desde la puesta en marcha del parque y se efectuará a anualidad vencida dentro de los quince primeros días del mes de enero de cada año, mediante transferencia bancaria, contra factura emitida conforme a la normativa vigente. El primer año el precio será proporcional a los días transcurridos desde la puesta en marcha del parque hasta el final del año natural, conforme a la siguiente fórmula:

$$\frac{\text{precioanual} \times \text{díashastafindeaño}}{365\text{días}}$$

En el momento en que la cesión se materialice, quedarán constituidas las siguientes servidumbres: servidumbre de paso eléctrico aérea y subterránea y servidumbre de paso (derecho de paso a todo vehículo, maquinaria, trabajadores y todo el personal que sea necesario para la construcción del parque). Las servidumbres se registrarán por lo dispuesto en la Ley 54/1997 reguladora del sector eléctrico y por el Real Decreto 1955/2000 regulador de las actividades de transporte, distribución, comercialización y procedimientos de autorización de instalaciones de energía o, en su caso, por la normativa que pudiera sustituirla. Asimismo, el propietario no puede utilizar la parte de la finca cuyo uso cede a GE.

Al final de la vida útil del parque o cuando por cualquier causa se paralice definitivamente la explotación de uno o varios aerogeneradores, GE procederá en el menor plazo posible y a su costa al desmantelamiento de las instalaciones.

La cesión de los terrenos tendrá una duración mínima de 30 años, que podrá ser prorrogada por periodos de 10 años a la solicitud de GE, siempre que se mantenga el parque eólico en funcionamiento.

Capítulo 5

Ejecución técnica del parque eólico

La ejecución técnica es la construcción del parque eólico con todas las obras de infraestructura que se precisen, y que básicamente son: caminos de acceso y viales interiores, cimentaciones y plataformas para los aerogeneradores, centros de transformación para ubicación de cabinas y transformador elevador (en el interior de casetas prefabricadas de hormigón a pie de de generador), suministro y tendido de los cables de media tensión (MT), baja tensión (BT), fibra óptica (FO), etc., puesta a tierra de todo el parque, centros de transformación y restauración medioambiental.

Para poder evacuar la energía eléctrica producida por los aerogeneradores en el parque eólico, es preciso construir una subestación de 132/20 KV, denominada El Manchego I, y que servirá para conectarse a la subestación eléctrica existente de La Roda mediante una línea de alta de tensión, 132 KV, de nueva construcción. Igualmente es preciso construir una red de distribución de 20 KV que servirá para conectar los centros de transformación de los aerogeneradores con la subestación transformadora.

Para la construcción del parque eólico se puede optar por la contratación de todos los servicios y suministros en conjunto a un precio cerrado (llave en mano) o bien por la contratación de los trabajos y suministros por partidas. La primera opción es la elegida para la construcción del Parque Eólico El Manchego I ya que es mucho más sencilla para el promotor y permite el cálculo a un precio cerrado.

5.1. OBRA CIVIL

Además de la obra civil que se describe para el parque eólico se deben valorar los condicionantes medioambientales que sean de aplicación y el impacto ambiental del parque eólico, incluidos en el Apéndice A.

Con respecto al sistema hidrológico se contemplarán las siguientes actuaciones: no se alterará la red hidrológica en la zona de actuación, se evitará trazar viales en cercanías de arroyos y abarrancamientos, no se construirá en las cercanías del parque ninguna planta de hormigón, las tareas de limpieza, repostaje y cambios de aceite de maquinaria se realizarán sobre superficies impermeabilizadas evitando la intrusión de contaminantes en las capas freáticas subyacentes y las casetas de obra dispondrán de la adecuada evacuación de las aguas residuales mediante la recogida en tanques estancos y su posterior vertido a la red general de saneamiento.

Con respecto a la protección del patrimonio, si en el transcurso de los trabajos de excavación apareciesen en el subsuelo restos históricos, arqueológicos o paleontológicos, se paralizarán las obras.

Con respecto a la protección del suelo, la tierra vegetal procedente de las vías de servicio, excavaciones para cimentación de los aerogeneradores, líneas subterráneas de interconexión e instalaciones auxiliares, se retirará de forma selectiva para ser utilizada posteriormente en la restauración. Asimismo, se evitará la construcción de nuevos viales

caminos o pistas y aprovechando al máximo los ya existentes. Los estériles procedentes de excavaciones se reutilizarán para el relleno de viales y terraplenes, especialmente para el asentamiento de la subestación y edificio de control.

Con respecto a la gestión de residuos que se generan en el desarrollo del parque eólico se está obligado a entregarlos a un gestor autorizado de residuos para su valorización o eliminación, y en todo caso se está obligado a mantenerlos en condiciones adecuadas de higiene y seguridad.

Con respecto a la protección de la flora y la fauna, se respetará al máximo la vegetación natural adoptando las medidas necesarias para evitar cualquier daño.

Se informará a la propiedad del parque o a quien ésta delegue de todas las labores de apertura de viales, tala, o poda, restauración etc., con antelación suficiente para informar de las mismas al Servicio Territorial de Medio Ambiente. (EDPR, 2009).

5.1.1. Caminos de acceso

El Parque Eólico de El Manchego I se instalará en la provincia de Albacete dentro del Término Municipal de La Roda. La situación y emplazamiento puede verse en el plano siguiente (Repsol, 2009):

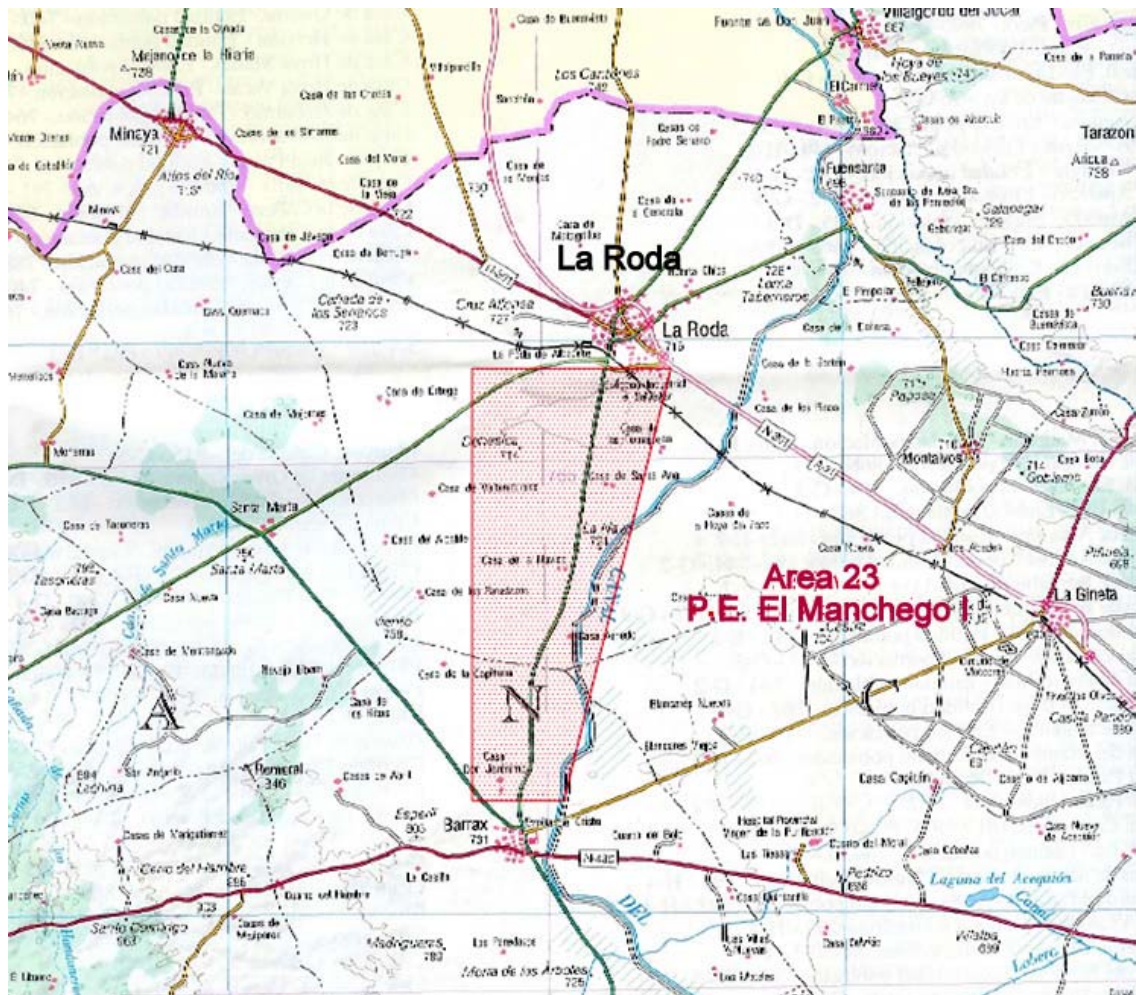


Figura 5.1. Situación del parque eólico

El acceso a los terrenos del parque eólico es a través del denominado camino de las carretas, que parte hacia el oeste desde la carretera de Barrax CM-3135 en el P.K. 7.5. Desde el acceso de la carretera, este camino debe ser debidamente acondicionado para posibilitar el tránsito de vehículos pesados.

5.1.2. Viales interiores

El camino de acceso al parque eólico desembocará en un vial de nueva ejecución, de unos 4.5 Km.

Los trabajos a realizar tanto en los caminos de nueva ejecución como en el acondicionamiento y refuerzo de los viales existentes, será la disposición de dos capas, una capa de 20 cm de espesor de zahorra natural de características según la norma PG-3 (O.M. FOM/891/04) artículo 510 y compactación hasta el 95 % del Proctor modificado¹⁰ (compactación dinámica creada por el impacto de un martillo metálico); y a continuación se dispondrá una camada de coronación de zahorra artificial con un espesor de 20 cm y compactación hasta el 98 % del Proctor modificado.

El trazado de los viales se realiza aprovechando al máximo los caminos existentes. El criterio que se sigue en el trazado es mantenerlo, en la medida de lo posible, paralelo a la línea de aerogeneradores.

La anchura mínima de los caminos será de 4.5 m en recta y en curva, si ésta cuenta con un radio mayor de 60 m. En caso contrario se le dotará de un sobreebancho, según la siguiente tabla:

Radio (m)	Sobreebancho (m)
30	4.5 + 8
40	4.5 + 6
50	4.5 + 4
60	4.5 + 2

Tabla 5.1. Anchura mínima de caminos

10. Proctor modificado. Para medir el grado de compactación de material de un suelo o un relleno se debe establecer la densidad seca del material. En la obtención de la densidad seca se debe tener en cuenta los parámetros de la energía utilizada durante la compactación y también depende del contenido de humedad durante el mismo.

Las relaciones entre la humedad seca, el contenido de humedad y la energía de compactación se obtienen a partir de ensayos de compactación en laboratorio. La compactación en laboratorio consiste en compactar una muestra que corresponda a la masa de suelo que se desea compactar, con la humedad calculada y en un molde cilíndrico de volumen conocido y con una energía de compactación especificada. En la actualidad se presentan deferentes tipos de ensayos los cuales determinan el grado de compactación del material, entre otros se pueden encontrar los ensayos de: Método del martillo de 2.5 Kg, método del martillo de 4.5 Kg, Proctor (estándar), Proctor modificado y el método del martillo vibratorio. Los primeros cuatro están basados en la compactación dinámica creada por el impacto de un martillo metálico de una masa específica que se deja caer libremente desde una altura determinada, el suelo se compacta en un número de capas iguales y cada capa recibe el mismo número de golpes. La compactación en el quinto ensayo está basada en la combinación de presión estática y la vibración. El suelo se compacta en tres capas iguales presionado fuertemente hacia abajo el compactador vibratorio durante 60 segundos en cada capa.

Los radios de curvatura deberán establecerse a la vista del terreno, puesto que hay que analizar tanto el radio de las curvas como la pendiente de las mismas, así como cualquier obstáculo en las envolventes verticales de la trayectoria.

Los radios mínimos de curvatura serán de 30 m, con el sobreancho correspondiente. La pendiente máxima debe estar entre 8° y 10° (aproximadamente entre 14 % y 17 %). Si la pendiente supera el 14 %, el camino se debe hormigonar o asfaltar.

El firme de los viales se realizará mediante tongadas de zahorras debidamente compactadas, con un espesor de entre 20 cm y 40 cm en función de la explanada disponible.

Los trabajos a realizar, tanto en los viales de nueva ejecución como en el acondicionamiento y refuerzo de los viales existentes, para permitir el paso de la maquinaria, serán los siguientes:

- Desbroce de la traza, en las zonas de nueva ejecución.
- Excavación de tierra vegetal, incluso acopio para posterior utilización o transporte a vertedero.
- Excavación en terreno compacto con medios mecánicos con taludes estables.
- Excavación en roca con taludes.
- Terraplén con materiales procedentes de la excavación
- Extendido de una capa inferior de zahorra artificial: espesor mínimo de 20 cm.
- Extendido de una capa superior de zahorra artificial o canto rodado machacado: espesor mínimo 20 cm.
- Compactado de la capa superior
- Caños de drenaje de hormigón de diámetro 80 cm.
- Extendido de la tierra vegetal.
- Hidrosiembra (técnica de siembra que consiste en la proyección sobre el terreno de una mezcla de semillas, fijadores, fertilizantes, aditivos y agua).
- Reparación de los blandones (fallos generalizados en el firme) que pudieran aparecer en la ejecución de los desmontes y en las bases del terraplén (excavación, geotextil y relleno).

La zahorra a utilizar en los viales podrá proceder de la propia excavación, siempre que se realicen los ensayos necesarios para su caracterización de acuerdo al PG-3.

Si el terreno compactado no tuviera la capacidad adecuada para permitir la rodadura (carga mínima del camino: 12 toneladas por cada eje del camión) se realizará una sub-base de pedraplén (capa de piedras colocadas sobre el terreno) que garantice que el vial cumplirá los requerimientos necesarios.

Para el drenaje superficial del camino se dispone un bombeo del 2 %, para permitir el desagüe superficial de la plataforma hacia los lados, donde se dispondrá una cuneta lateral.

Para la recogida de las aguas de escorrentía se dispondrá de una cuneta longitudinal de 0.50 metros de anchura y 0.30 m de profundidad a ambos lados del camino, que desaguará siguiendo las líneas del terreno.

Por otra parte se dispondrán las obras de drenaje transversal necesarias, compuestas por tubos de hormigón de 0.6 metros de diámetro.

En los casos en que la cuneta del drenaje longitudinal esté dispuesta entre el vial interior y el aerogenerador será necesario realizar pasos salvacunetas, ejecutados con tubo de hormigón de diámetro 400 mm, cubierto con hormigón tipo HM-20.

La tierra vegetal procedente de la ejecución del vial se almacena para su posterior utilización en la regeneración de la cubierta vegetal del emplazamiento, y en el caso de que existan sobrantes de excavación se utilizan, en la medida de lo posible, para la

realización de las plataformas de ejecución de los aerogeneradores, siempre que el material procedente de la excavación sea el requerido, caso contrario se transportará a un vertedero autorizado y se dispondrá de materiales de préstamo con las condiciones técnicas establecidas.

Se tendrá también que ejecutar los cruces de las zanjas de cables con los caminos, para lo que se preverá una zanja reforzada con tubos hormigonados para cruzamientos de caminos o carreteras.

La zanja soportará el peso de los vehículos que circulen por el camino, de manera que no sufran ningún deterioro los cables eléctricos que aloja.

La zanja se excava paralelamente a lo largo del camino de 0.60 m de ancho por 1.20 m de profundidad. En la parte inferior se aloja el conductor de tierra que une todos los aerogeneradores, así como los cables de MT y los cables de FO. En los cruzamientos con viales o con las plataformas se colocarán tubos de polietileno de doble capa de 160 mm de diámetro y uno de 90 mm de diámetro, los primeros para los cables conductores y el segundo para el cable de señales y comunicaciones. El conjunto de tubos irá embebido en hormigón tipo H-150. Posteriormente, se rellena con tierras procedentes de la excavación, se coloca una cinta de señalización de aviso de línea eléctrica, y se realiza el compactado de las tierras. Por último se repone el firme de la vía.

El procedimiento de diseño y ejecución de viales se incluye en el Apéndice C.

5.1.3. Cimentaciones de aerogeneradores

5.1.3.1. Aerogenerador GE xle

El aerogenerador consta de una torre troncocónica tubular de altura de buje de 80 m, diámetro del rotor de 82.5 m, dividida en tres tramos de acero y pintada. Va cimentada sobre una zapata de hormigón armado cuyo tamaño depende de las características del terreno y las sollicitaciones mecánicas que deba soportar. En este caso es de planta cuadrada de 15 m de lado y un pedestal cilíndrico de 5.5 m de diámetro y 1.53 m de altura.

El diseño de la cimentación de los aerogeneradores debe adaptarse a las características geotécnicas de los suelos donde se ubiquen. El estudio geotécnico, en particular de las zonas donde se situarán los aerogeneradores, es el facilitado en el Apéndice D.

Dadas las características geotécnicas de los terrenos en los que se ubicarán los diferentes aerogeneradores, se aconseja para los mismos una cimentación superficial mediante zapatas apoyadas bien sobre el Nivel Geotécnico 1b (Costras de conglomerados cuaternarios, materiales cuaternarios, gravas aluviales y gravas con lechos de limos-arenosos intercalados), o bien sobre el Nivel geotécnico 2c (Terrenos margo-calcáreos terciarios, niveles de calizas – margosas y limos – arcillosos, de elevada compacidad), es decir, apoyadas directamente sobre los materiales de naturaleza carbonatada más resistentes que se encuentran en la zona.

Puesto que en los perfiles de tomografía eléctrica se han observado diferencias importantes de unos emplazamientos a otros, tanto en cuanto a la naturaleza de los terrenos que constituyen el cimiento como a su grado de compacidad y resistencia se ha considerado unas condiciones de cimentación particulares y concretas para cada aerogenerador.

En general, se puede indicar que las tensiones de cimentación recomendadas para las cimentaciones superficiales oscilan entre 1.2 Kp/cm² para la situación más

desfavorable, y 2 Kp/cm^2 para las situaciones más comunes que se presentan en el parque.

Dadas las condiciones geológicas de los distintos emplazamientos, en los que, bajo unos materiales de resistencia elevada se han detectado otros de naturaleza arcillosa, y de resistencia menos importante, con espesores nada despreciables, no se ha recurrido a soluciones de tipo semiprofundo, puesto que, en cierto modo, se desaprovecha las bondades de los terrenos más resistentes que se sitúan a cotas más someras.

Antes de ejecutar la cimentación se procede a la excavación de la misma hasta llegar a la profundidad donde el terreno presente la consistencia adecuada para soportar el esfuerzo transmitido por los aerogeneradores.

La cimentación consiste en una zapata de hormigón armado (tipo HA-30/B/20/IIa) de planta cuadrada. Antes de ejecutar la zapata se nivela la superficie de apoyo con una capa de hormigón de limpieza, HM-15 de 10 cm de espesor.

Sobre la zapata se construye un pedestal, de planta circular de 5.5 m de diámetro y 1.53 m de altura en el que va embutido el carrete metálico de anclaje del aerogenerador (virola).

Por último, el hueco que rodea al pedestal se rellena con materiales procedentes de la excavación.

Todos los detalles constructivos de las cimentaciones de los aerogeneradores y el proceso a seguir para la realización de la ejecución pueden verse en el Apéndice E.

5.1.4. Plataformas para montaje de aerogeneradores

El espacio necesario para la construcción y el montaje de los aerogeneradores viene determinado fundamentalmente por la superficie que ocupan las grúas y el espacio requerido para realizar todas las maniobras durante el montaje, así como el acopio de materiales. En el montaje de los aerogeneradores es necesario contar con una superficie plana donde estacionar la grúa que eleve las distintas piezas de las máquinas.

A tal efecto se habilita al lado de cada cimentación (máximo 1 m de distancia) una plataforma con dimensiones en planta de 35 x 25 metros. El acabado en superficie será similar al de los viales. La inclinación de las plataformas será, como máximo, de un 2%. Ver figura 5.2 (EDPR, 2009).



Figura 5.2. Plataforma de montaje.

La distancia del pedestal al inicio de la plataforma debe ser de 1 m como máximo.

La cota de la plataforma nunca debe ser inferior a la cota de la virola de cimentación.

Los pasos de la ejecución de la plataforma son: desbroce, excavación del terreno hasta conseguir una superficie plana y de consistencia adecuada, relleno con materiales sobrantes de las distintas excavaciones (cimentaciones, viales, etc.) y compactación de los mismos.

5.1.5. Centro de control

La sala de control, seccionamiento y medida correspondiente al sistema de 20 KV del parque eólico está integrada en el edificio de la subestación transformadora El Manchego 132/20 KV.

5.1.6. Canalizaciones MT

Las canalizaciones se trazan entre los aerogeneradores de manera que estén eléctricamente interconectados entre sí y el centro de control del parque, integrado en la subestación transformadora El Manchego 132/20 KV.

Todas las rutas seguidas por los cables son debidamente señalizadas con mojones de hormigón prefabricado, colocados sobre una cama de hormigón.

Las canalizaciones de la interconexión entre aerogeneradores a 20 KV consisten en zanjas excavadas de 1.2 m de profundidad y 0.6 m de anchura mínima, pudiendo ser superior en función del número de ternas a instalar. En el fondo de la zanja se extiende el cable de puesta a tierra y se recubre con una capa pequeña de tierra procedente de la excavación. Sobre esta tierra se extiende una capa de arena de mina o de río de unos 100 mm de espesor, y sobre ella se alojan las ternas de cables de media tensión, separadas horizontalmente entre sí unos 150 mm. Seguidamente se recubren con una capa de arena de mina o de río (el espesor de la capa de arena que los cubre es de 200 mm). Por encima de esta capa en todo su recorrido se coloca una o dos filas de losetas prefabricadas (dependiendo del ancho de zanja), que hacen de protección mecánica por encima de los cables en todo su recorrido. Por encima de esta protección mecánica se extiende una capa de 50 mm de tierra procedente de la excavación, préstamos, arena o zahorras, libre de piedras y cascotes y compactada por medios manuales, sobre la que se tienden los cables de fibra óptica necesarios, que se recubren con otros 250 mm del mismo tipo de material que el descrito anteriormente. Esta capa de tierra se compacta convenientemente, y sobre ella se coloca una o dos hileras de losetas prefabricadas. Seguidamente se extiende una capa de 300 mm de tierra en tongadas de 100 mm libre de piedras y cascotes y compactada por medios mecánicos. En todo su recorrido se colocan dos cintas de señalización que advierta la existencia de cables de media tensión por debajo de ella. Finalmente, encima de la cinta de señalización se extiende otra capa de tierra hasta alcanzar la superficie del terreno.

En los casos en que las zanjas crucen el vial interior del parque, es necesaria la colocación de tubos de polietileno de doble capa de 160 mm de diámetro para la protección del cable, así como tubo polietileno de doble capa de 90 mm de diámetro para los cables de comunicaciones, y el hormigonado de los mismos con HM-15. También se procede a la colocación de tubos y su hormigonado en el caso del paso de las zanjas entre las plataformas de descarga de los aerogeneradores y los viales, ya que sobre ellas hay circulación de vehículos.

5.1.7. Parque de maquinaria

Para la ejecución del parque eólico y de la subestación se instala un parque de maquinaria común. Este parque de maquinaria aprovecha una zona explanada en las inmediaciones del parque y de la subestación. Contiguo a esta zona se dispone un área de lavado de ruedas de los vehículos necesarios para la ejecución de la obra, antes de que dichos vehículos ingresen en zonas de viales asfaltados.

Finalizada esta fase, se procede a la recuperación medioambiental del terreno, eliminando tanto el parque de maquinaria como los elementos asociados.

5.2. INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA

El sistema eléctrico de un parque eólico tiene por objeto la transferencia de la energía eléctrica producida por cada aerogenerador hacia la red de la compañía eléctrica en unas condiciones óptimas, tanto desde el punto de vista del parque como de la compañía.

En los parques eólicos con potencias instaladas de decenas de megavatios se requieren dos niveles de transformación. El primero (centro de transformación) eleva la tensión de salida de los aerogeneradores (baja tensión -BT-, habitualmente 690 V) hasta la tensión de distribución interna del parque (media tensión -MT-, valores que dependen del país, en España lo habitual es 20 KV). El segundo (subestación transformadora) eleva la tensión de la red de media tensión interior del parque al nivel de alta tensión -AT- de la red de la compañía eléctrica (en España valores de habituales de la red de AT a los que están conectados los parques son de 45 KV, 66 KV, 132 KV o 220 KV).

Las características de la infraestructura eléctrica del parque eólico han sido calculadas y diseñadas según lo dispuesto en las normas UNE y en los reglamentos vigentes de baja, media y alta tensión.

En la actualidad, con aerogeneradores de potencias medias y altas, la configuración utilizada es la conexión en MT de los aerogeneradores entre sí, por lo que cada uno de ellos debe contar con su propio centro de transformación.

El parque eólico de El Manchego I está formado por 19 aerogeneradores, con una altura de buje de 80 m, una potencia unitaria de 1500 KW y una tensión de generación de 690 V. Cada uno de los aerogeneradores lleva asociado un centro de transformación en la base de la torre, formado por un transformador de aislamiento seco y las celdas de interconexión y protección.

Los aerogeneradores se conectan por medio de cables subterráneos a 20 KV al centro de control y seccionamiento, a través de una única línea que recoge la energía generada.

La localización de las máquinas en coordenadas UTM es la siguiente:

Aerogenerador Número	UTMx (huso 30)	UTMy (huso 30)
1	569.031	4.336.762
2	568.852	4.336.615
3	568.763	4.336.400
4	568.594	4.336.300
5	568.577	4.335.960
6	568.530	4.335.735
7	568.529	4.335.504
8	568.503	4.335.219
9	568.483	4.334.989
10	568.462	4.334.749
11	568.441	4.334.421
12	568.419	4.334.293
13	568.401	4.334.067
14	568.389	4.333.839
15	568.358	4.333.587
16	568.337	4.333.354
17	568.313	4.333.079
18	568.293	4.332.849
19	568.272	4.332.619

Tabla 5.2. Localización de los aerogeneradores

La sala de control, medida y seccionamiento está integrada en la subestación transformadora El Manchego 132/20 KV, (UTMx = 571355,32; UTMy = 4333981,84), que recoge la energía procedente de los 19 aerogeneradores.

Para la correcta medición de los vientos en este parque eólico se instala una torre meteorológica, de 80 metros de altura, ubicada en el punto de coordenadas UTMx = 569.032; UTMy = 4.336.962.

La instalación de los aerogeneradores se completa con los necesarios elementos electromecánicos, red de tierras, sistemas de seguridad, etc.

5.2.1. Instalaciones

La infraestructura eléctrica del parque eólico está constituida por un conjunto de instalaciones que tienen asignadas las funciones que se describen a continuación:

- Aerogeneradores. Elementos principales en la producción de la energía.
- Centros de transformación. Cada aerogenerador lleva asociado un centro de transformación, situado en casetas prefabricadas de hormigón situadas a pie de aerogenerador, para su conexión a la correspondiente línea de Media Tensión.
- Línea de aerogeneradores de MT. Una línea de 20 KV subterránea que interconecta los centros de transformación de los aerogeneradores y transporta la energía generada hasta la subestación transformadora.
- Líneas de comunicación. Conjunto de líneas de fibra óptica para comunicaciones de los sistemas de control y protección de las instalaciones y del sistema de control eólico.
- Torre meteorológica. Elemento destinado a la correcta medición de los vientos.

5.2.1.1. Centros de transformación

Los equipos eléctricos de interconexión del parque eólico se albergan en un edificio prefabricado de hormigón, centro de transformación, que cuenta con el espacio

suficiente para: un transformador elevador (con entrada independiente), cabinas de interconexión de circuitos y cabina de salida del transformador, caja de fusibles de protección de BT del transformador, todos ellos con sus correspondientes equipos auxiliares.

El edificio debe estar perfectamente preparado para la instalación en su interior de los equipos eléctricos en las condiciones adecuadas.

El centro de transformación se ubica a la menor distancia posible de la zapata del aerogenerador. Se instala desde el eje de la zapata hacia el lado contrario de la plataforma.

Para el asentamiento del edificio es necesario realizar una excavación de dimensiones superiores a las exteriores del edificio, hasta alcanzar una profundidad de 560 mm, donde se coloca una capa de arena nivelada de 100 mm de espesor (arena procedente del machaqueo y trituración de piedra de cantera, exenta de arcilla marga).

Todos los elementos son fabricados en hormigón armado vibrado. El hormigón debe tener una resistencia característica de 25 N/mm^2 , todos sus componentes (cemento, áridos, agua y en su caso aditivos) se ajustan a lo especificado en la norma EHE. Las armaduras son barras corrugadas de alta adherencia o mallas electrosoldadas corrugadas de acero B 500S. El edificio se cerca por medio de una acera perimetral de hormigón.

El edificio debe contar con un falso suelo de unos 50 cm que permita la entrada de los cables, tanto los que proceden de los diferentes circuitos del parque eólico, como los procedentes del aerogenerador.

Una vez completada la instalación de los mismos deben quedar selladas todas las entradas procedentes del exterior.

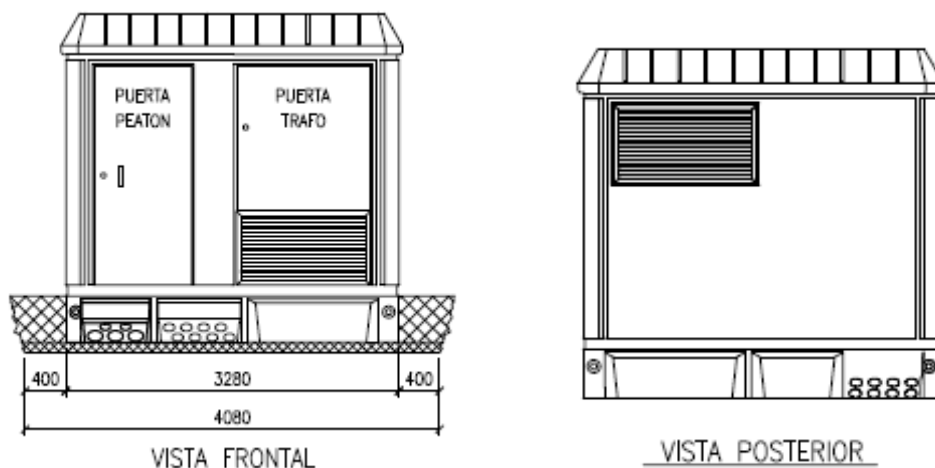
El edificio cuenta con la ventilación adecuada para los equipos que aloja, y con dos puertas independientes, una peatonal y la otra para la entrada del transformador elevador, cuyo cubículo es independiente de las cabinas y el resto de los armarios.

Asimismo, cuenta también con instalación de alumbrado (alimentada desde el aerogenerador), extintores, placa externa de presencia de tensión, etc.

El acabado del edificio debe estar acorde con las especificaciones incluidas en el Apéndice B (Aspectos Ambientales).

En la figura 5.3 se muestra una propuesta correspondiente a un centro de transformación. Las dimensiones de la excavación que conlleva este centro son:

4.08 m de ancho x 3.18 m de fondo x 0.56 m de profundidad



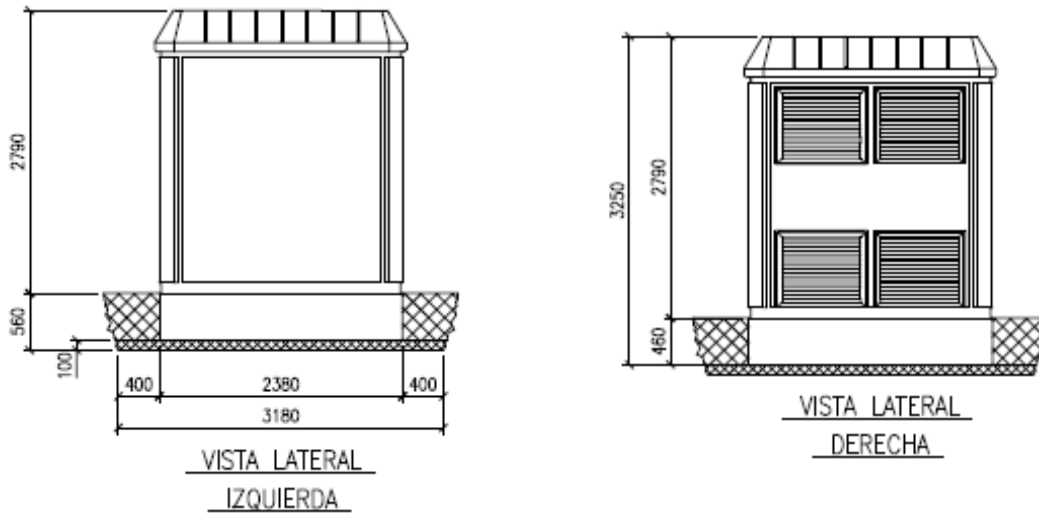


Figura 5.3. Centro de transformación

En el interior del edificio prefabricado se forma un anillo con cable de cobre desnudo de 50 mm² montado sobre piezas atornilladas a la pared, uniéndose en un punto a la malla de puesta a tierra del aerogenerador más próximo, así como a las tierras de acompañamiento del parque. Desde dicho anillo se da tierra a los equipos (cabinas, transformador). Toda la tornillería para fijación de portavarillas, conexiones, etc., es de acero inoxidable.

Estos centros están constituidos por los siguientes elementos:

- Un edificio prefabricado.
- Un transformador elevador de aislamiento seco.
- Celdas de protección y maniobra de los circuitos de MT.
- Cables de MT.
- Cables de BT entre el transformador y el aerogenerador.
- Fusibles de protección en BT.

Las características de los transformadores elevadores son las que indican a continuación:

Tensión lado MT	20000 V ± 2,5 ± 5 %
Tensión lado BT	690 V
Tensión de cortocircuito	6 %
Frecuencia	50 Hz
Grupo de conexión	Dyn5
Clase de aislamiento	F
Calidad climática mínima	C2
Calidad ambiental mínima	E2
Calidad resistencia al fuego mínima	F1
Nivel de descargas parciales	< 10 pC
Pérdidas en vacío (s/g UNE 20101)	1700 W
Pérdidas a 125° C	17000 W
Potencia nominal	1600 KVA

Tabla 5.3. Características de los transformadores elevadores

El transformador se sitúa en el interior del centro de transformación como puede apreciarse en la figura 5.4 (EDPR, 2009).

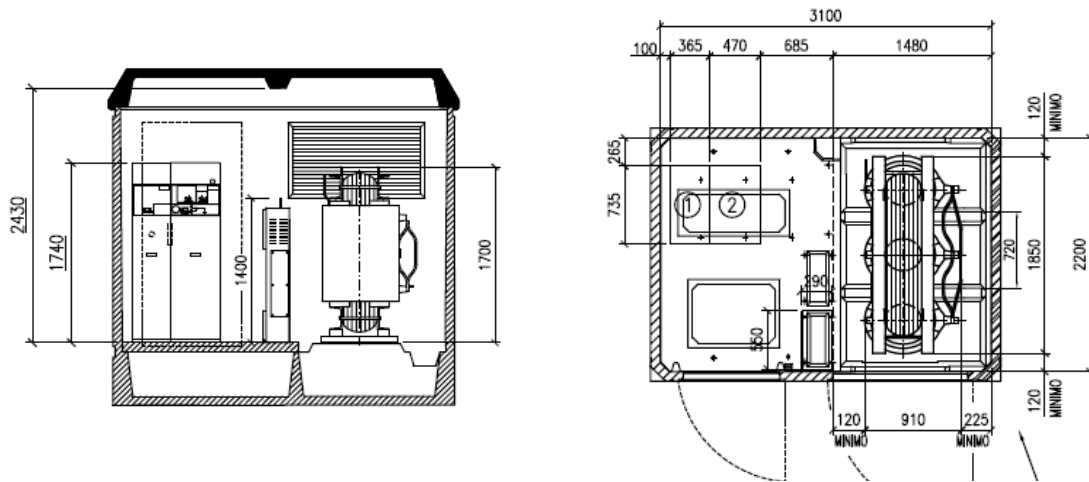


Figura 5.4. Situación del transformador en el centro de transformación

El transformador va con el anclaje adecuado sobre la solera del edificio prefabricado, que cuenta con un falso suelo para la entrada salida de cables. Para la protección contra contactos accidentales se prevé rodearlo con una reja emparrillada.

Cada uno de los centros de transformación dispone de un cuadro de baja tensión instalado antes del transformador. Estos cuadros cuentan con un embarrado de 1600 A y doce fusibles de 355 A con seccionamiento, al que se conectan los conductores procedentes del aerogenerador.

Las celdas de protección y maniobra de los circuitos de MT son compactas y están situadas en el interior del centro de transformación, y permiten la conexión/desconexión individual de cada turbina con respecto a la red eléctrica. Además, las celdas de MT incluyen una protección del aerogenerador ante cortocircuitos, disparo externo y protección térmica del transformador.

Dependiendo de la posición del aerogenerador en el parque y su funcionalidad, enlazando o no con otros aerogeneradores, varían los módulos que configuran las celdas, siendo típicas las siguientes:

- **Módulo 0L+1L+1P**

Es la configuración utilizada en todos los aerogeneradores en posiciones intermedias en los tendidos de línea.

Permite, no sólo la protección del transformador del aerogenerador, sino su conexión al resto del tendido, y la prolongación del tendido de línea.

Contiene:

- Celda (1) de protección de transformador (0L)
- Celda (1) de línea de parque eólico con seccionamiento (1L)
- Celda (1) de línea de parque eólico sin seccionamiento (1P)

- **Módulo 0L+1P**

Es la configuración utilizada en todos los aerogeneradores en posiciones finales en los tendidos de línea.

Permite, no sólo la protección del transformador, sino su conexión al resto del tendido.

Contiene:

- Celda (1) de protección de transformador (0L)
- Celda (1) de línea de parque eólico sin seccionamiento (1P)

Las celdas, por tanto, tienen los siguientes elementos:

- Celda de protección de transformador 1600 KVA (0L)

Módulo metálico de dimensiones adecuadas que contiene en su interior los siguientes aparatos y materiales, debidamente montados y cableados.

- 1 Interruptor en carga, mando manual y dispositivo de disparo por fusión de fusible y bobina a 220 V de corriente alterna.

Tensión nominal 24 KV.

Intensidad nominal 400 A.

- 3 Bases porta fusibles con cartuchos fusibles de alta capacidad de ruptura (DIN 43625).

Tensión nominal 24 KV.

Intensidad nominal: 63 A.

- 1 Seccionador trifásico de dos posiciones: desconectado puesta a tierra, con accionamiento manual y cierre brusco (antes y después de los fusibles).

- 1 Unidad capacitiva de detección de presencia de tensión en cada fase.

- 1 Juego de cerraduras de enclavamiento.

- 1 Juego de barras de cobre de sección adecuada.

- Celda de línea de parque eólico con seccionamiento (1L)

Módulos metálicos de dimensiones adecuadas que contienen en su interior los siguientes aparatos y materiales, debidamente montados y cableados.

- 1 Interruptor-seccionador de tres posiciones: conectado - desconectado - puesta a tierra, con accionamiento manual.

Tensión nominal 24 KV.

Intensidad nominal 400 A.

Tensiones de prueba 50/125 KV.

Intensidades de cortocircuito (eficaz/cresta): 16 KA

- 1 Unidad capacitiva de detección de presencia de tensión en cada fase.

- 1 Juego de cerraduras de enclavamiento.

- 1 Juego de barras de cobre de sección adecuada.

- Celda de línea de parque eólico sin seccionamiento (1P)

Módulos metálicos de dimensiones adecuadas que contienen en su interior los siguientes aparatos y materiales, debidamente montados y cableados.

- 1 Remonte de cables, con conexión directa a embarrado de 400 A

- 1 Unidad capacitiva de detección de presencia de tensión en cada fase.

- 1 Juego de cerraduras de enclavamiento.

- 1 Juego de barra de cobre de sección adecuada.

Las características eléctricas de las celdas serán:

- Nivel de aislamiento: 24 KV

- Intensidad nominal: 400 A

- Intensidad de cortocircuito: 16 KA

- Aislamiento en SF6 y corte en SF6 o vacío
- Conexión mediante terminales enchufables

Para la conexión a estas cabinas se emplean terminales aislados, enchufables, apantallados y atornillados.

En resumen, se tienen los siguientes tipos de celdas dependiendo de cada aerogenerador:

Aerogenerador	Tipo de celda
1	0L + 1P
2	0L + 1L + 1P
3	0L + 1L + 1P
4	0L + 1L + 1P
5	0L + 1L + 1P
6	0L + 1L + 1P
7	0L + 1L + 1P
8	0L + 1L + 1P
9	0L + 1L + 1P
10	0L + 1L + 1P
11	0L + 1L + 1P
12	0L + 1L + 1P
13	0L + 1L + 1P
14	0L + 1L + 1P
15	0L + 1L + 1P
16	0L + 1L + 1P
17	0L + 1L + 1P
18	0L + 1L + 1P
19	0L + 1P

Tabla 5.4. Tipos de celda de aerogeneradores

Los cables de MT realizan la interconexión de los transformadores elevadores con las celdas de protección y maniobra. La interconexión de estos dos elementos se realiza mediante cable RHZ1-OL 12/20 KV de 3 x (1 x 95) mm² de aluminio, tendido sobre canal en el interior del centro de transformación.

La interconexión se hace mediante terminales enchufables apantallados y atornillables en el lado de las celdas y mediante terminales rectos apantallados en el lado del transformador.

Del transformador salen 14 cables de cobre de 240 mm² de sección según la especificación del fabricante de los aerogeneradores, para conectarse al punto correspondiente de embarrado. Estos cables son libres de halógenos.

La protección del circuito de BT previene ante posibles faltas en la parte que discurre entre el secundario del transformador y el primer elemento de protección en BT. Se coloca un cuadro de fusibles al cual se conectan los cables de BT procedentes del aerogenerador y que alimenten a los secundarios de los transformadores de potencia a instalar en el centro de transformación.

5.2.1.2. Líneas de aerogeneradores de MT

Se han previsto tres circuitos para la interconexión de los aerogeneradores de las diferentes alineaciones de aerogeneradores con la subestación transformadora. La secuencia de los aerogeneradores en los circuitos puede verse en la figura 5.5.

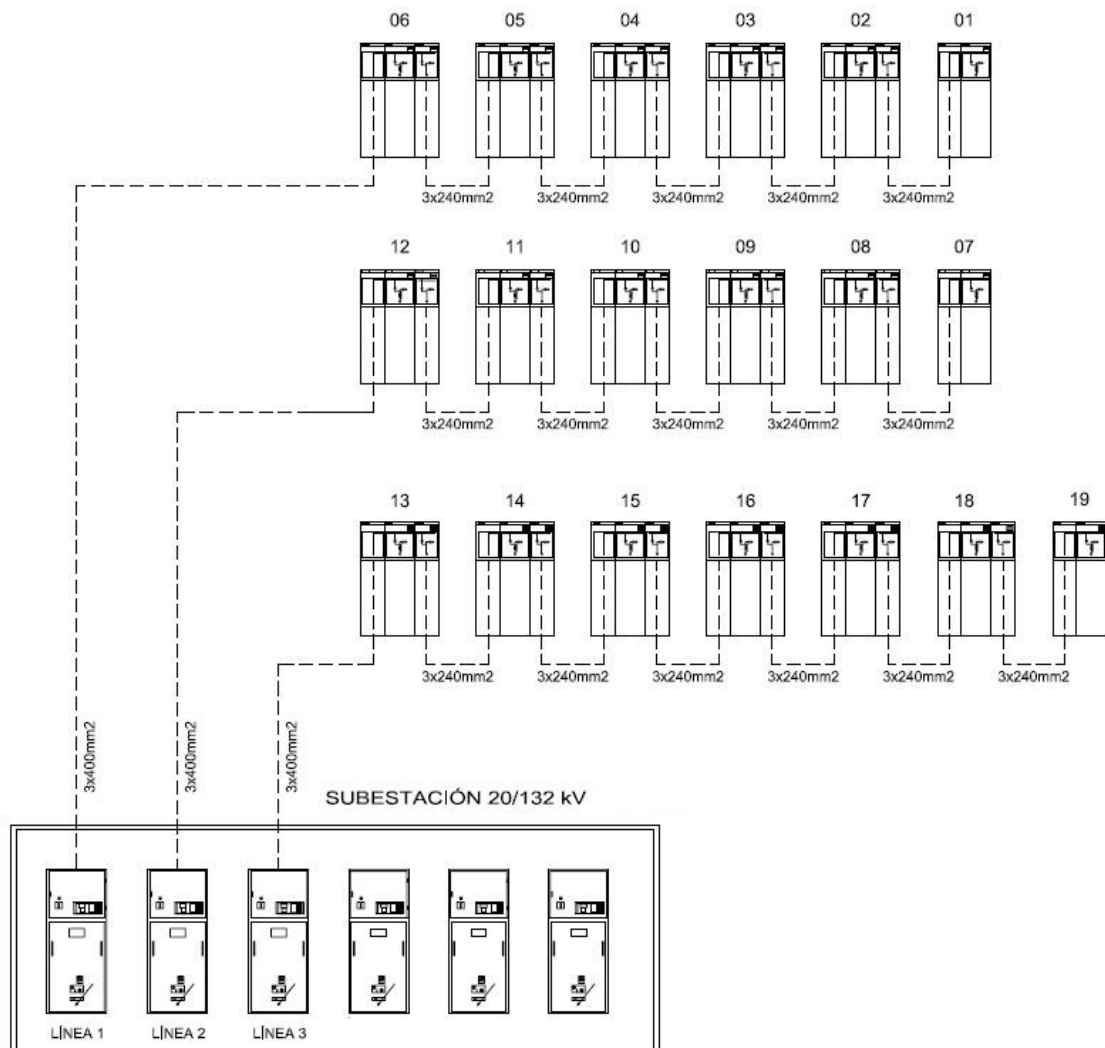


Figura 5.5. Esquema unifilar de las instalaciones del parque eólico

El tendido es subterráneo y los cables se tienden agrupados en ternas directamente en zanjas, tal y como se describe en el apartado de canalizaciones de MT.

Para la interconexión de los aerogeneradores, estas líneas se conectan a las posiciones de entrada y salida de las celdas de media tensión situadas en los centros de transformación. Cada una de las líneas está conectada a una de las celdas de protección de línea de la subestación transformadora.

En la misma zanja y con la disposición que figura en planos, se realiza la colocación de la red de fibra óptica para comunicaciones, así como el cable desnudo para puesta a tierra.

En el caso de que exista un cruce con alguna zanja para cables de MT se realiza un cruce de zanjas, pasando los cables de MT de nueva instalación por debajo de la zanja existente. En ningún caso se comparte zanja con las canalizaciones ya existentes.

Los cables que constituyen los circuitos antes citados tienen las siguientes características:

- Tensión específica (U_0/U) 12/20 KV
- Normas de construcción y ensayo UNE-21123 IEC-502
Recomendación UNESA 3305B
- Designación UNE RHZ1-OL (conductor obturado longitudinalmente al agua)

- Conductor Cuerda compacta de aluminio
- Secciones del conductor adoptadas
 - 1 x 240 mm²
 - 1 x 400 mm²
- Aislamiento polietileno reticulado (XLPE)
- Procedimiento de fabricación Triple extrusión
- Cubierta Mezcla termoplástica resistente al frío y de alta resistencia a la abrasión y al desgarro.
 - Baja emisión de gases corrosivos.
 - Obturación longitudinal.
- Pantalla Corona de alambres de cobre sección mínima 16 mm².

En los cables de media tensión del parque eólico El Manchego I se producen unas pérdidas de potencia eléctrica del 1.51 %, es decir, 429.37 KW.

El cálculo de las longitudes de tramos de cable de media tensión es el siguiente:

Tramo desde	Hasta	Medida (m)
CIRCUITO 1		
A6	Subestación transformadora	5894
A5	A6	308
A4	A5	414
A3	A4	320
A2	A3	376
A1	A2	320
CIRCUITO 2		
A7	A8	320
A8	A9	312
A9	A10	320
A10	A11	314
A11	A12	319
A12	Subestación transformadora	4000
CIRCUITO 3		
A13	Subestación transformadora	4310
A14	A13	309
A15	A14	336
A16	A15	314
A17	A16	320
A18	A17	313
A19	A18	312
TOTAL		21799

Tabla 5.5. Longitud de cables de MT

5.2.1.3. Comunicaciones por fibra óptica

Los cables de fibra óptica se emplean para comunicaciones del sistema de control y protección del parque o para las comunicaciones del sistema de control eólico y torre meteorológica.

Todos los aerogeneradores están comunicados con el sistema de control eólico, situado en el edificio de control de la subestación, mediante una red de fibra óptica.

Las principales características de estos cables de FO son las siguientes:

- 16 fibras por cable
- 62,5/125 μm para fibra óptica multimodo
- 9/125 μm para fibra óptica monomodo
- Resistencia al fuego (pasa según UNE-E-50266)
- Contenido libre de halógenos
- Protección contra penetración del agua
- Protección contra roedores
- Atenuación máxima a 1300 nm de 1dB/Km
- Para tendido subterráneo directamente enterrado

Deben conectorizarse 8 fibras por cada cable que entra en el aerogenerador, montaje de caja de conectorización con capacidad para 24 unidades en armario de BT del aerogenerador, ejecución de rabillos (*pig-tails*) de interconexión entre la caja anterior y los conectores del equipo de comunicaciones de armario de control.

Incluso se suministran 12 latiguillos de empalme (hembra-hembra), debidamente confeccionados, para puenteo de lazo de FO en caso de ausencia de alimentación de aerogenerador.

Se realiza un circuito de FO con recorrido en bucle (ida y vuelta) y con entrada en aerogeneradores de forma alternativa. Un esquema representativo de la conexión se puede ver en la figura 5.6 (Álvarez, 2009).

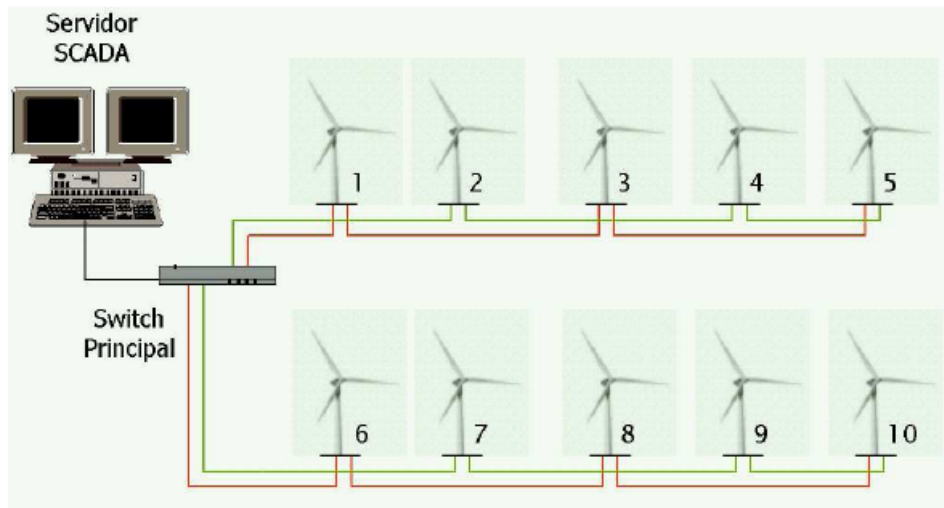


Figura 5.6. Esquema de conexión con FO entre aerogeneradores

5.2.1.4. Red de tierras

En la cimentación de cada aerogenerador se realiza una red de tierras a la que se conecta la armadura de la zapata, de manera que cumpliendo las especificaciones del fabricante del aerogenerador se obtenga una resistencia de puesta a tierra igual o inferior a 2 ohmios, limitando las tensiones de defecto a tierra que puedan producirse en la instalación. En todo caso, para valores ligeramente superiores se tomarán las medidas oportunas para rebajar este valor.

Se incluye un conductor de acompañamiento, de cobre desnudo de 50 mm², en el interior de las zanjas que recorren todo el parque eólico, en función de las faltas en 132 KV y 20 KV.

La red de puesta a tierra está formada por dos anillos conductores de cobre desnudo de 70 mm² de sección mínima:

- Uno de los anillos está situado encima de la primera fase de hormigonado de la cimentación del aerogenerador y con un diámetro de 9.5 metros y conectado a la armadura de la zapata en varios puntos.
- Un segundo anillo, también de forma circular, se instala exterior a la cimentación con un diámetro de 16.5 metros, enterrado a una profundidad de 2.5 metros.
- Unir los dos anillos concéntricos, formando una superficie equipotencial. Esta unión está formada por cable de 50 mm² de sección, si bien se recomienda colocar cable de cobre de 70.3 mm².
- Instalación de cuatro electrodos de puesta a tierra colocada distribuidamente en el fondo de excavación.
- Conectar la red de puesta a tierra general. Unir todas las puestas a tierras de los diferentes aerogeneradores a través de un cable de cobre desnudo. El cable es de 50 mm² de sección, si bien se recomienda colocar cable de cobre de 70.3 mm².

Una vez completada la red de tierras, se mide la resistencia de puesta a tierra de la instalación, antes de conectar la red de tierras y obtener un valor menor o igual a dos ohmios.

Antes de conectar la red general de tierras, se realizan las mediciones de las tensiones de paso y contacto en los aerogeneradores.

Caso de obtener valores superiores a la permitida por el Reglamento de Centrales Eléctricas, RCE, se colocarían electrodos o picas de cobre.

Los elementos del aerogenerador a conectar en la instalación de puesta a tierra son:

- Cables que bajan por la torre conectando las masas del generador y del bastidor así como los cables de tierra del armario de BT situado en la góndola.
- Cable de tierra del armario eléctrico de BT situado en la base del aerogenerador.
- Cable de tierra de las celdas de MT situadas en la base del aerogenerador.
- Neutro del lado de 690 V en el transformador MT/BT
- Cuatro puntos en la base de la torre, unidos a través del anillo interior.
- Conexión a tierra de las autoválvulas descargadoras situadas en la entrada de tensión de MT, si es que hubiera.
- Cualquier parte metálica en el interior de la torre del aerogenerador que pueda adquirir un nivel de tensión peligroso respecto a la propia torre.
- La arqueta de conexión de cables de MT en el caso de disponer de partes metálicas.

Las conexiones de los diferentes elementos a la instalación de puesta a tierra deben realizarse en alguna de las pletinas existentes en la parte baja de la torre. Estas pletinas se encuentran unidas entre sí y a su vez a la instalación de puesta a tierra del aerogenerador.

Para la puesta a tierra dentro de cada aerogenerador, se debe tener en cuenta una instalación como la descrita en el Apéndice F.

No obstante, se debe definir y valorar la malla de tierras concreta teniendo en cuenta los datos que se obtengan del estudio geológico-geotécnico (Apéndice D).

5.2.1.5. Torre meteorológica

Además se instala una nueva torre meteorológica en las siguientes coordenadas: UTMx: 569.032; UTM_y: 4.336.962.

Las torres meteorológicas son consideradas como elementos más del parque eólico, aunque por su distancia a los aerogeneradores más cercanos, debe tener los sistemas necesarios para alimentar todos sus equipos de medición, balizamiento y comunicación con el centro de control (opción fibra óptica, GSM o radio).

Se realizan las alimentaciones e interconexión de señales desde las torres meteorológicas hasta el aerogenerador más próximo para su integración en el sistema SCADA del parque (zanja cables de F.O. y alimentación en c.a.).

En primer lugar, se realiza la instalación de la torre de parque que ha sido usada para calibración de emplazamiento y verificación de la curva de potencia. Se construye al comienzo de las obras del parque, dejando la estructura, anteaídas, balizamiento, soporte principal, cable de tierra, zanja y tendido de cable multipar hacia la posición de la turbina a verificar, en perfecto estado de terminación al menos 3 meses antes de iniciar la obra civil de la turbina en cuestión. Esto se considera para poder realizar la calibración del emplazamiento sin perturbaciones en la construcción del parque.

5.3. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 20/132 KV

A fin de evacuar la energía producida por el parque eólico El Manchego I, se proyecta la ejecución de la subestación transformadora El Manchego de 22.5/30 MVA de potencia y de tensión 20/132 KV, que efectuará su interconexión con la red de distribución mediante una línea aérea de 132 KV, que enlazará con la Subestación Eléctrica de La Roda, propiedad de Iberdrola.

El objeto del presente apartado es la descripción, cálculo y valoración de las instalaciones y obras necesarias para la construcción de la subestación transformadora 20/132 KV. Las obras de infraestructura que se precisan, básicamente son: caminos de acceso y viales interiores, explanación, cimentaciones y estructuras para el aparellajes, suministro y tendido de los cables de MT, BT, FO, etc., la puesta a tierra de toda la subestación, red de drenajes, edificio, etc. En la figura 5.7 se muestra un ejemplo de una subestación eléctrica. (EDPR, 2009).



Figura 5.7. Subestación eléctrica

5.3.1. Emplazamiento, situación y condiciones

La subestación El Manchego se instalará en el Término Municipal de La Roda, Provincia de Castilla-La Mancha, dentro del Área nº 23 del Plan Eólico Estratégico,

autorizada por la Consejería de Industria y Trabajo de la Junta de Comunidades de Castilla La Mancha.

Concretamente, la instalación se ubicará en las proximidades de la carretera CM-3135, que enlaza las poblaciones de La Roda y Barrax, sobre una plataforma de 70 x 40 m.

El acceso se realizará mediante un vial de nueva construcción, con una longitud de 170 m, que partirá del P.K. 5,4 de la carretera CM-3135.

En la figura 5.8 se puede ver un esquema del emplazamiento y el acceso al mismo.

En el siguiente cuadro se incluyen las coordenadas UTM (huso 30) de los vértices de la poligonal que define el área de la subestación:

UTMx (m)	UTMy (m)
571312	4334007
571395	4334013
571398	4333956
571315	4333950

Tabla 5.6. Situación de la subestación eléctrica en coordenadas UTM

Concretamente, la subestación se construirá sobre una plataforma rectangular cuyo centro se situará en el punto definido por las siguientes coordenadas UTM:

UTMx (m)	UTMy (m)
571355	4333981

Tabla 5.7. Centro de la subestación eléctrica

Las condiciones climáticas a tener en cuenta para el diseño son:

- Altitud: +700 m sobre el nivel del mar
- Temperatura: Máxima +48°C; Mínima -18°C
- Atmósfera: Sin polución ambiental

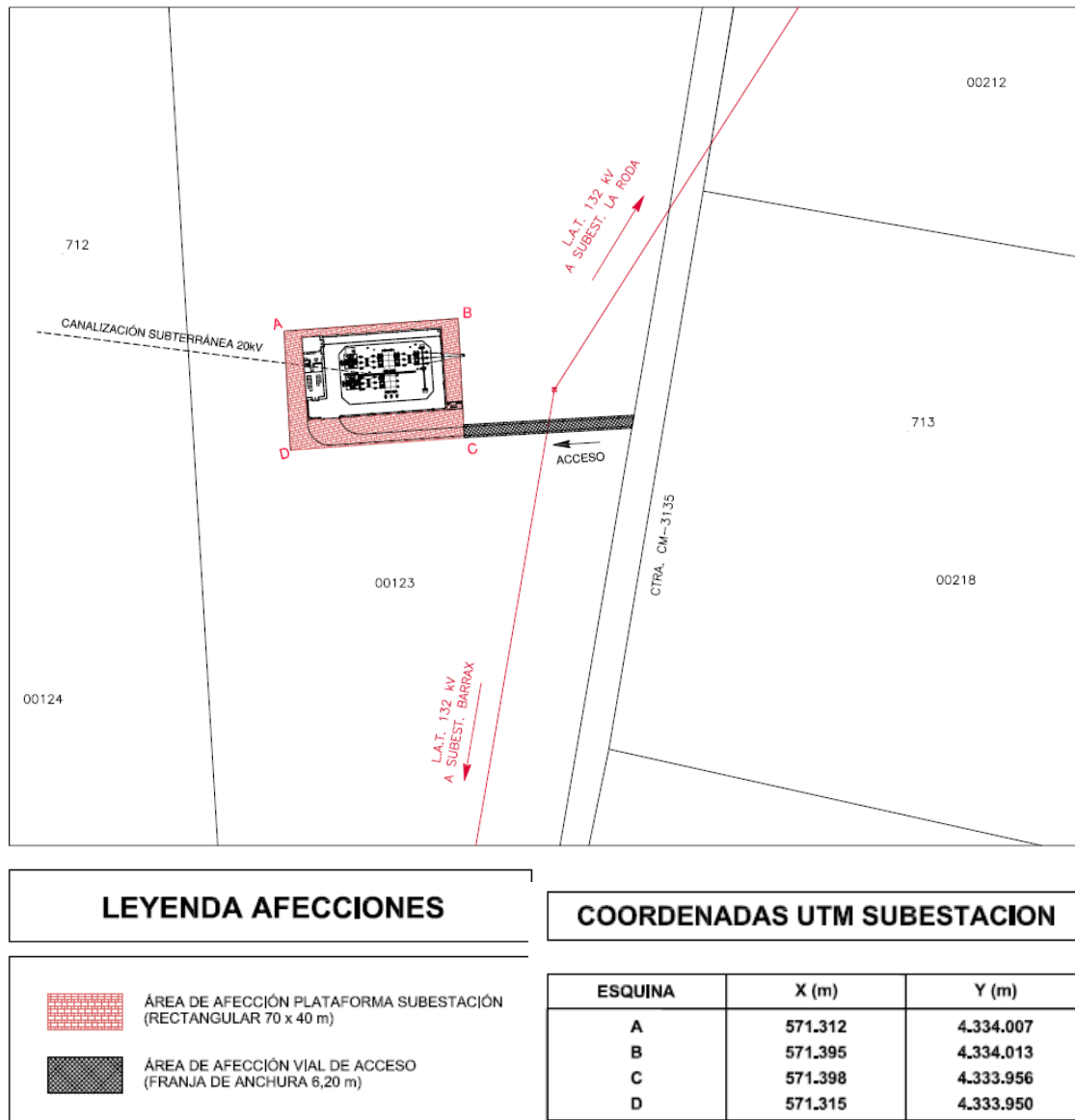


Figura 5.8. Emplazamiento y acceso a la subestación transformadora

5.3.2. Sistema de 132 KV

Los niveles de tensión y aislamiento correspondientes al sistema de 132 KV, de acuerdo con las normas CEI-79 UNE 21062 80 y MIE-RAT 12, serán, al menos, los siguientes:

- Tensión nominal: 132 KV_{ef}
- Tensión máxima de servicio: 145 KV_{ef}
- Tensión más elevada para el material: 145 KV_{ef}
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo 1.2/50 μs: 650 KV_{cr}
- Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial 50 Hz, 1 min. 275 KV_{ef}

5.3.3. Sistema de 20 KV

Los niveles de tensión y aislamiento correspondientes al sistema de 20 KV, de acuerdo con las normas CEI-79 UNE 21062 80 y MIE-RAT 12, serán, al menos, los siguientes:

- Tensión nominal: 20 KV_{ef}
- Tensión máxima de servicio: 24 KV_{ef}
- Tensión más elevada para el material: 24 KV_{ef}
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo 1.2/50 µs: 125 KV_{cr}
- Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial 50 Hz, 1 min. 50 KV_{ef}

5.3.4. Descripción de la instalación

Se pretende la construcción de una subestación de 132/20 KV con la siguiente configuración:

- Sistema de 132 KV (simple barra)
 - 1 posición de línea 132 KV.
 - 2 posiciones de transformador de potencia 132/20 KV.
- Sistema de 20 KV (simple barra)
 - 6 celdas de protección de línea.
 - 2 celdas de protección de secundario de transformador de potencia.
 - 2 celdas de protección de transformador de servicios auxiliares.
 - 1 celda de acoplamiento y medida longitudinal de barras.
 - 2 celdas para las baterías de condensadores
 - 2 celdas de medida de tensión de barras.
- Un (1) Sistema de Control de la Subestación constituido por las siguientes unidades:
 - Una Unidad de Control de Subestación (UCS) dispuesta en dos armarios de 19” y 2200 mm de altura, contiguos y con acceso anterior y posterior
 - Una Unidad de Control de Posición (UCP) por cada posición de 20 KV con funciones de control y protección, constituidas por un chasis de 19” y alojadas en el cubículo de control de la propia celda y soportadas sobre la puerta abatible superior de dicho cubículo.
 - Una Unidad de Control de Posición (UCP) por cada interruptor de 132 KV constituidas por un chasis de 19” y alojadas en el armario de control y protecciones de la propia posición. La UCP de línea tendrá funciones de control exclusivamente y la UCP de transformador tendrá funciones de control y protección.
 - Una Unidad de Control de Posición (UCP) alojada en el bastidor de protecciones de transformador para recoger las alarmas propias del transformador de potencia.
- Un (1) conjunto de armarios de baja tensión para servicios auxiliares de corriente alterna y continua.
- Dos (2) conjuntos de rectificador-batería de 110 Vcc.
- Dos (2) convertidores de 110/48 Vcc.
- Dos (2) convertidores de 110 Vcc/220 Vac
- Dos (2) transformadores de servicios auxiliares.

- Líneas de baja tensión para los servicios auxiliares, fuerza y alumbrado, y de comunicaciones.
- Elementos de alumbrado y tomas de corriente.
- Conexión de todos los elementos.
- Sistemas de seguridad contra incendios y contra intrusismo y antimúridos (roedores).
- Red de tierras y elementos de seguridad.

El esquema utilizado en el lado de Alta Tensión es el de simple barra con seccionador e interruptor automático en las posiciones de los transformadores y con un seccionador de línea, un seccionador de barras e interruptor en la posición de línea. Se instalarán los correspondientes transformadores de medida.

El esquema utilizado en Media Tensión es el de simple barra, dispuesto en celdas de interior, en las que se conectarán las líneas de media tensión de los aerogeneradores, el secundario de los transformadores de potencia y los transformadores de servicios auxiliares. Todas las posiciones irán dotadas de interruptor, transformadores de intensidad, seccionador de aislamiento de barra con puesta a tierra. En las barras de cada parque habrá una celda de medida de tensión con seccionamiento.

Existe la posibilidad de conectar las barras de cada parque a través de una celda de acoplamiento longitudinal.

En la subestación se construirá también un edificio que dispondrá de una sala independiente para las celdas de 20 KV con aislamiento sólido o en SF₆, otra sala para las instalaciones de servicios auxiliares, otra para mando, medida, protecciones, control y comunicaciones con zona para reuniones, otra sala para los equipos de control eólico del parque y un aseo con vestuarios. También existirá una sala para el grupo electrógeno y un almacén.

El edificio de una sola planta se realizará mediante estructura metálica y cierre de bloque de ladrillo. La cubierta será a dos aguas y estará perfectamente acondicionado para el uso a que se destina. Además los acabados exteriores deberán ser tales que no resulten inconvenientes a la integración paisajística.

En el edificio se dejará espacio para una posible ampliación de dos celdas de MT.

El transformador de potencia de 132/20 KV estará a la intemperie junto al edificio.

Se deberán comprobar todas las relaciones de transformación, potencias, clases de precisión, etc. de los transformadores de medida así como las características de autoválvulas, interruptores y seccionadores y en su caso habrá que definir las más adecuadas.

- **Posición de línea (132 KV)**

La posición de línea de 132 KV está compuesta por la aparatada que a continuación se describe, toda ella se encuentra a la intemperie:

- Tres (3) transformadores de tensión capacitivos para medida y protección.
- Tres autoválvulas de 132 KV.
- Un seccionador tripolar rotativo con conexión a tierra.
- Un interruptor automático de tres polos con mando unipolar.
- Tres transformadores de intensidad.
- Un seccionador tripolar rotativo de barras.
- Cadenas de suspensión para la conexión a las autoválvulas y el seccionador. Se incluirán las grapas y herrajes de suspensión y conexión.

Se instalarán estructuras metálicas de dimensiones adecuadas para el montaje de todos los elementos.

Los embarrados y piezas de conexión de 132 KV se construirán con cable y tubo de aluminio desnudos, con las dimensiones adecuadas conforme a la intensidad máxima que tengan que soportar en permanencia y al valor máximo de cortocircuito esperado.

En las barras generales de 132 KV se colocarán 3 transformadores de tensión inductivos para medida de tensión.

Se construirá un pararrayos con dispositivo de cebado en el pórtico de entrada de línea para protección de toda la parcela de la subestación.

- **Posición de transformador (132/20 KV)**

La energía eléctrica generada en el parque eólico será evacuada en la subestación de El Manchego por un transformador de 132/20 KV de 22,5/30 MVA con una frecuencia asignada de 50 Hz y con un sistema de refrigeración ONAN/ONAF. Este transformador se conectará al embarrado de 132 KV de la subestación.

Los elementos a instalar para la protección de cada posición del transformador de 132 KV serán los siguientes:

- Un seccionador tripolar rotativo de barras.
- Un interruptor automático de tres polos con mando tripolar.
- Tres transformadores de intensidad.
- Tres autoválvulas junto al transformador de 132 KV.

Todos los elementos mencionados, junto con los dos transformadores de potencia y los dos transformadores auxiliares, estarán a la intemperie.

Se instalarán estructuras metálicas de dimensiones adecuadas para el montaje de todos los elementos.

5.3.5. Obra civil intemperie

5.3.5.1. Acondicionamiento de la parcela

La subestación se construirá a un único nivel. Según los datos aportados por el estudio geotécnico (ver Apéndice D) y basándose en el Plan General de Ordenación Urbana de la zona, se realizará la preparación del terreno de la subestación, procediendo al arranque de arbustos y matorrales, a eliminar la capa vegetal y a realizar la escarificación, cortes y nivelaciones del terreno (desmontes y terraplenes) necesarios para explanar la parcela. Se comprobará la nivelación efectuada de modo taquimétrico.

5.3.5.2. Movimiento de tierras

Se suministrarán todos los materiales, mano de obra y equipos, necesarios para la ejecución y terminación de las obras, en conformidad con esta especificación y los planos correspondientes.

Nunca se cortará ninguna instalación o conducción subterránea sin la autorización pertinente y se repararán los posibles daños causados a tales instalaciones o servicios.

De todos los trabajos topográficos realizados en la obra se deberá llevar documentación apropiada.

5.3.5.2.1. Explanación

Las operaciones de remoción se efectuarán con las precauciones necesarias para lograr unas condiciones de seguridad suficientes y evitar daños en aquellos elementos que se designen y marquen como destinados a ser conservados intactos.

En los desmontes, todos los tocones y raíces mayores 10 cm de diámetro serán eliminados, hasta una profundidad no inferior a 50 cm por debajo de la explanada.

Se tomará especial cuidado para no dañar las especies vegetales que se sitúan fuera de la zona de explanación, y se regenerará toda la superficie, arboles, etc. que resulten dañados.

Del terreno natural sobre el que se ha de asentar un relleno se eliminarán todos los tocones y raíces con diámetro superior a 10 cm de tal forma que no quede ninguno dentro del cimientado del relleno, ni a menos de 15 cm de profundidad bajo la superficie natural del terreno. También se eliminarán bajo los terraplenes de cota inferior a 35 cm hasta una profundidad de 50 cm por debajo de la explanación.

Todas las oquedades causadas por la extracción de tocones y raíces se rellenarán con el suelo que ha quedado al descubierto al hacer el desbroce, y se compactarán hasta que la superficie se ajuste a la del terreno existente.

Todos los pozos y agujeros que queden dentro de la explanación serán arreglados.

Los trabajos se realizarán de forma que produzcan la menor molestia posible a los ocupantes de las zonas próximas a la obra.

Todos los subproductos forestales, excepto la leña de valor comercial, serán gestionados de acuerdo con lo que sobre el particular ordene la propiedad del parque.

5.3.5.2.2. Excavación

Las excavaciones de todas las clases se harán con arreglo a los planos de ejecución de obras civiles y edificio, quedando sujetas a las modificaciones que según la naturaleza del terreno ordene la propiedad del parque por escrito. Todo exceso de excavación que se realice sin autorización, ya sea por error del personal o por cualquier defecto en la técnica de su ejecución, deberá rellenarse con terraplén o tipo de tierras que se considere conveniente, no siendo de abono el exceso de excavación ni el relleno prescrito.

En general las superficies de las excavaciones terminadas serán refinadas y saneadas de manera que no quede ningún bloque o laja con peligro de desprenderse.

Si para evitar excesos de excavación o por seguridad en el trabajo fuese indispensable realizar apeos o entibaciones, se podrá ordenar su ejecución.

5.3.5.2.3. Terraplenes y rellenos

Se ha tomado como cota de explanación de la subestación +711.60 m.s.n.m.

Salvo prescripción expresa más adelante, será de aplicación lo estipulado en el Artículo 330 del P.P.T.G. PG3. Se incluye en este concepto todos los trabajos, material y equipos necesarios para realizar los ensayos experimentales, vertidos, nivelación, compactación y pruebas de los rellenos, según se indica en los planos y especificaciones.

Se colocará y compactará el relleno hasta los niveles indicados en los planos y con las densidades especificadas más adelante.

Antes de la iniciación de las operaciones de relleno se realizará unos terraplenes experimentales con el fin de determinar los métodos, maquinaria, número y velocidad de las pasadas más apropiadas, según las densidades exigidas, zonas a rellenar y condiciones meteorológicas.

Los resultados de estos ensayos serán sometidos a la aprobación de la propiedad del parque.

Los rellenos se realizarán por tongadas sensiblemente horizontales, cuyo espesor será el indicado a la vista de los resultados obtenidos en los terraplenes experimentales.

Se aplicará por defecto un espesor máximo de 25 cm por tongada.

Se exigirá que la compactación se efectúe solapando las pasadas, como mínimo, en un tercio de la anchura del elemento compactador.

Si los ensayos realizados in situ no cumplen las condiciones de compactación especificadas con el número de pasadas obtenido de los terraplenes experimentales, se interrumpirá el relleno, procediendo a una sobrecompactación hasta llegar a los límites mínimos especificados.

Si no se alcanzase el valor especificado, por no ser apto el material, se retirará la capa de relleno y se reemplazará por material apto. Si el material fuese considerado apto se removerá la tongada afectada. En ambos casos se procederá de nuevo a la compactación con las condiciones especificadas.

El material que contenga menos de 25% de roca cuarteada o bolos, con diámetros máximos de 15 cm, se colocará en capas de suficiente espesor para contener las de mayor tamaño presentado.

No obstante, en ningún caso se autorizan espesores de tongadas, antes de compactar, superiores a 40 cm.

Los fragmentos de roca o de bolos tendrán un tamaño máximo de 30 cm y quedarán totalmente rodeados de material fino, tomándose todas las precauciones necesarias para impedir que existan huecos que puedan ser rellenados, a lo largo de la vida de los terraplenes, por el producto de descomposición de la roca.

Para el cumplimiento de esta condición, se estudiará un procedimiento de realización de los trabajos de desmonte, que asegure una proporción suficiente de material fino y una fragmentación adecuada de la roca, complementando con el troceado de los bloques de tamaño superior al admisible o con el traslado de los mismos a vertedero o zonas de relleno exentas de función de soporte autorizadas previamente por la propiedad.

Cada tongada, antes de iniciar la extensión de la siguiente, ha de ser nivelada y conformada con el equipo preciso.

En las zonas donde no pueda actuar la maquinaria, se podrá autorizar la colocación de tongadas del espesor necesario hasta conseguir la utilización del equipo, siempre que se consigan los límites mínimos de compactación exigidos.

En los terraplenes a media ladera, se podrá disponer que se escalone aquélla en cada una de las tongadas que se realicen, para asegurar la perfecta estabilidad del terraplén.

La coronación de terraplén o relleno no se permitirán rocas cuarteadas ni bolos a menos de 15 cm por debajo de la cota de la explanada.

Cuando las lluvias puedan provocar la erosión o perturbación de los terraplenes en ejecución, se podrá prescribir la formación de las tongadas con la pendiente transversal precisa para evitar tales daños.

Cada tongada o capa de terraplén deberá compactarse con el contenido de humedad preciso para conseguir el grado de compactación requerido, con el equipo autorizado, en función de los resultados de los terraplenes experimentales.

Los equipos de compactación deberán ser aprobados previamente por la propiedad la cual fijará las condiciones de utilización del equipo, con indicación específica del número mínimo de compactadores autorizados que debe utilizarse continuamente durante la ejecución de terraplenes, en función de los metros cúbicos de material extendido por hora.

En las zonas donde su poca extensión, pendiente, proximidad de obras de fábrica, etc., no se pueda utilizar el equipo autorizado, se efectuará la compactación con pisonos manuales, neumáticos o vibratorios, hasta alcanzar el grado de compacidad requerido.

El número de pasadas se controlará rigurosamente acotando la zona a tratar, hasta tanto se haya completado la compactación de la totalidad de la misma.

Se considera que el contenido de humedad más adecuado, es el óptimo correspondiente al ensayo Proctor normal o modificado según corresponda.

El contenido de humedad del material a colocar será fijado por la propiedad, teniendo en cuenta la calidad de las tierras y el equipo empleado, si bien, no existiendo indicaciones contradictorias deberá estar tan cerca como sea posible de la humedad óptima obtenida, permitiéndose en todo caso cuando los materiales sean predominantemente arcillosos que sea ligeramente superior, al objeto de asegurar la uniformidad de la compactación.

En el caso de que fuera necesaria la adición de agua, se tomarán las medidas necesarias para que el humedecimiento sea uniforme, entendiéndose que todas las operaciones precisas para conseguir la humedad adecuada están comprendidas en el precio de la unidad de obra correspondiente.

La coronación de la explanación estará compuesta por suelo seleccionado, con el espesor y forma que indiquen los planos, pudiéndose aumentar o reducir los espesores, en los casos siguientes:

- Cuando de las excavaciones en las zonas de préstamos se obtenga más cantidad de suelo seleccionado que la inicialmente prevista.
- Cuando de las excavaciones se obtenga menos cantidad de suelo seleccionado que la prevista. En este segundo caso la propiedad podrá autorizar, si lo estima conveniente, la utilización de materiales definidos como suelo adecuado.

Si fuera necesario, podrán tomarse tierras de préstamo para la ejecución de los terraplenes, siempre que las tierras sean de características similares a las de la zona a rellenar.

Si fuera preciso depositar la tierra en vertederos situados dentro de la misma obra, se deberá solicitar previamente la aprobación o designación del lugar de depósito por parte de la propiedad del parque.

5.3.5.2.4. Exceso de excavación

Todo exceso, en anchura o profundidad, será rellenado con materiales aprobados, y compactados. Se podrá ordenar la ejecución de rellenos de excesos en profundidad con hormigón en masa u otro material apropiado cuando fuera necesario.

5.3.5.2.5. Material sobrante de excavaciones

Se deberá elaborar un Plan de Vertidos que deberá ser aprobado por escrito por la autoridad competente.

Todo escombros vertido fuera de los lugares autorizados en el Plan de Vertidos deberá ser recogido, transportado y vertido en los lugares autorizados.

Los escombros se dejarán en los depósitos de manera que sean estables y no entorpezcan el tráfico ni la evacuación de las aguas pluviales.

5.3.5.2.6. Obras de refino

Una vez terminados los desmontajes y/o terraplenados, se comprobará y rectificarán las alineaciones y rasantes, así como el ancho de las explanaciones ejecutándose el refino de taludes en los desmontajes, la limpieza y refino en las cunetas y explanaciones, en las de coronación de desmontes y en el repié de los taludes. Estos perfilados podrán ser ejecutados a mano o a máquina.

5.3.5.3. Drenajes

El drenaje consistirá en la realización de zanjas dren con tubo drenante y manta geotextil, envolviendo el árido dren con el que se rellanarán después dichas zanjas. Se instalarán las correspondientes arquetas, imbornales, canalizaciones, cunetas y pozos de recogida, constituyendo una completa red de drenaje determinada mediante cálculo partiendo de los datos máximos de precipitaciones en la zona.

Mediante la red de drenajes se evacuará el agua de lluvia hacia el punto de entrega (punto de mínima cota), que se determinará in situ, al no haber actualmente urbanización ni infraestructura de evacuación de aguas alguna en la zona en la que se ubica la parcela de la subestación. Se construirá una cuneta de hormigón por el exterior del cerramiento de la subestación, evacuando igualmente al punto de menor cota.

En el punto de entrega se construirán pozos drenantes de acuerdo al estudio hidrológico o se verterá libremente si lo permite la Declaración de Impacto Ambiental (DIA).

El posible agua que penetre en los canales de cables del parque se eliminará a través de pequeños conductos situados en la base de los mismos cada 2 m aproximadamente, que evacuarán hacia un tubo dren que también discurrirá bajo los canales de cables, y se enlazará con la red general.

Los viales se construirán con pendientes hacia las zonas perimetrales.

Las bajantes de los canalones del edificio morirán en unas arquetas construidas en la acera. Desde estas arquetas se evacuará el agua mediante tubos hacia el depósito de agua de alimentación a la subestación (20 m³).

5.3.5.4. Cimentaciones aparamenta

La profundidad de las cimentaciones dependerá de las características del suelo (mecánica de suelos) y se determinará dicha profundidad en función del estudio geotécnico.

Como norma general, la cimentación correspondiente a los elementos de intemperie (pórtico de amarre de línea, interruptor, seccionador, transformadores de medida,

autoválvulas...) se resolverá con zapatas aisladas de hormigón en masa. En líneas generales su realización se llevará a cabo en dos fases. En la primera de ellas se excavará, encofrará y hormigonará hasta la cota apropiada, dejando embebidos los pernos de anclaje, a los que se atornillarán los soportes metálicos de los diferentes aparatos. También en esa primera fase, y en aquellas cimentaciones que así lo requieran, se dejarán instalados los tubos previstos para el paso de cables eléctricos y del cable de puesta a tierra, según la cantidad y calidad indicadas en los planos constructivos.

En la segunda fase de hormigonado, se alcanzará la cota de coronación y se realizará el acabado en forma de punta de diamante.

Como medida de seguridad, se entibarán los taludes de la caja de cimentación en los puntos en que se muestre necesario para evitar el derrumbe de tierras. También se procederá al achique de agua que pueda aparecer en el transcurso de la excavación.

Una vez efectuadas las cimentaciones se realizará el relleno de la sobreexcavación mediante tierras clasificadas (zahorras naturales), extendidas y compactadas hasta alcanzar el 95% del ensayo del Próctor Modificado (P.M.).

5.3.5.5. Bancadas para transformadores

Se construirá un foso para cada transformador. Este foso tendrá como misión la recogida del posible aceite que se derrame del transformador y su conducción hacia el depósito de recogida. Como sistema apagafuegos se utilizarán losetas de hormigón armado normalizadas dispuesta en el cubeto sobre unos apoyos.

El transformador de potencia apoyará sobre carriles embebidos en vigas armadas, contenidas en el propio foso del transformador, de modo que el foso queda dividido en tres cuerpos. Su construcción se realizará en hormigón armado, con carriles de acero, y tubos de acero inoxidable para el paso de líquidos entre cada uno de los cuerpos y salida hacia el depósito.

Las vías de los transformadores se prolongarán hasta el vial, de forma que se pueda efectuar la maniobra de descarga desde la plataforma de transporte, colocación de ruedas, giro mediante grúa y posicionado de los transformadores en un emplazamiento mediante arrastre con trácteles o similar.

Para evitar la propagación de incendios entre los transformadores de potencia, se colocarán muros cortafuegos de hormigón armado.

5.3.5.6. Depósitos de recogida de aceite

Se instalará un depósito de recogida de aceite que estará conectado al foso mediante tuberías de acero inoxidable. Su misión será recoger el aceite en caso de avería de dicha máquina, evitando así el vertido por el terreno y cumpliendo con la protección del medio ambiente.

El depósito de recogida de aceite tendrá una capacidad de un 30% superior al volumen de aceite del transformador.

El depósito se realizará en hormigón armado. Tendrá una boca de acceso y una escalera de pates para permitir el acceso de personal.

Será estanco, y se sellará convenientemente por dentro y por fuera, mediante la aplicación de dos manos cruzadas de pintura impermeabilizante.

La unión de hormigones entre la base y las paredes se realizará mediante juntas de neopreno o similar, de tal manera que se consiga una estanqueidad perfecta.

La evacuación del agua de lluvia se realizará mediante tubos de acero inoxidable a modo de sifón; de tal manera que el agua sobrante salga por presión del volumen total o por presión a la llegada de aceite en caso de accidente.

5.3.5.7. Canalizaciones

Se realizarán todas las canalizaciones y arquetas necesarias en el interior de la parcela de la subestación, incluso las de las líneas de 20 KV.

Se utilizará canalización prefabricada registrable con tapas desmontables para los cables de mando, medida, protección, etc. A utilizar en la superficie ocupada por la instalación de intemperie. Estas canalizaciones se realizarán mediante elementos prefabricados provistos de drenaje inferior cada 2 m aproximadamente hacia un tubo dren colocado debajo.

Se realizarán también las arquetas exteriores adyacentes al cierre en las que conectarán las zanjas interiores con las exteriores.

5.3.5.8. Cerramiento

El cerramiento exterior estará realizado mediante malla electrosoldada galvanizada en caliente de 2.3 m de altura, cosida a postes de acero galvanizado. Estos postes se hormigonarán junto con un zócalo perimetral continuo (dimensiones orientativas 30 cm de ancho y 70 cm de alto de las cuales 40 cm son enterrados y el resto en superficie, añadiendo acabado para evacuación aguas), junto con todos los elementos de refuerzo (arriostramientos, tornapuntas, etc.) necesarios para que la malla se pueda tensar y el conjunto presente un aspecto rígido.

La valla se rematará con tres filas de alambre galvanizado de espino, fijados sobre las prolongaciones de postes en bayoneta.

Se instalarán puertas correderas manuales, practicables en el interior del recinto, para el acceso de vehículos y una puerta peatonal.

Estas puertas serán realizadas con perfiles galvanizados en caliente y malla electrosoldada, de tal manera que se mantenga una continuidad con el vallado.

5.3.5.9. Urbanización

Se realizará la urbanización completa tanto de la zona de la subestación como del acceso desde el camino existente.

Estarán incluidos dentro del alcance de este capítulo los viales exteriores de comunicación entre las diferentes entradas a la subestación.

Los dominios de rodadura se realizarán con hormigón armado, sobre base convenientemente preparada. El ancho de viales será de 5 m, y las curvas estarán diseñadas con un radio que permita el giro de las góndolas y camiones.

Las placas de rodadura tendrán desniveles para evitar la acumulación de agua en cualquier punto de la misma.

En la zona de acceso, el vial estará rematado a ambos lados por cunetas de recogidas de aguas, que se conectarán con la red de drenaje.

El piso terminado de la zona de intemperie será una capa de grava de espesor 10 cm, excepto en las zonas de tránsito habitual, que se realizará de acuerdo con la descripción de dominios de rodadura descritos anteriormente.

No se dispondrá de conexión a la red pública de suministro de aguas, por lo que habrá que colocar un depósito de agua con la capacidad adecuada para satisfacer las necesidades de la instalación (20 m³), dotado del grupo de presión adecuado.

Para el tratamiento de las aguas fecales, se instalará una fosa séptica con filtro biológico incorporado.

También deberá incluirse la construcción de un punto limpio para la gestión de residuos.

5.3.6. Obra civil edificio

El edificio cumplirá con lo establecido en la declaración de impacto ambiental que se adjunta, y las normativas municipales que le afecten.

También cumplirá con las normas tecnológicas de la edificación (NTE) y las normas básicas de la edificación (NBE) que le sean aplicables; por ej. NBE CT-79 de condiciones térmicas en los edificios.

El edificio deberá de cumplir la normativa existente en cuanto a prevención de incendios (resistencia al fuego adecuada de sus materiales, diseño de vías de evacuación, puertas con barra antipánico, etc.).

Las salas se dotarán de ventilación calculada adecuadamente según los equipos a instalar, y las salas de mando y control tendrán un sistema de aire acondicionado y climatización.

El edificio de la instalación se ejecutará en una sola planta. Se realizará con estructura metálica, de hormigón o prefabricada, y dispondrá de las siguientes salas independientes:

- Sala de control
- Sala de control eólico
- Salas de celdas de MT
- Sala de grupo electrógeno
- Sala de formación
- Aseos y vestuarios
- Almacén
- Cocina

Su cerramiento será de bloque de ladrillo, revestido de piedra del país por su cara exterior, con aislante térmico y siempre con cámara de aislamiento para evitar condensaciones. La cubierta será a dos aguas con acabado en pizarra, de los colores de la zona. En lo que respecta a la solera tendrá falso suelo técnico autoportante (3000 kg/m²) para los equipos a montar en las salas de control, servicios auxiliares y celdas.

Todos los accesos al interior del edificio se realizarán con puertas metálicas con cerraduras antipánico, aislamiento acústico-térmico y con dimensiones adecuadas para el paso de los equipos a montar.

La iluminación y aireación será a través de ventanas practicables o rejillas.

Estará perfectamente preparado para la instalación en su interior de los equipos eléctricos en las condiciones adecuadas.

Los cimientos se fabrican en hormigón armado vibrado. El hormigón tendrá una resistencia característica mínima de 30 N/mm², todos sus componentes (cemento, áridos, agua y en su caso aditivos) se ajustan a lo especificado en la norma EHE y a lo indicado en el Informe Geotécnico aportado por la propiedad.

Las armaduras serán barras corrugadas de alta adherencia o mallas electrosoldadas corrugadas de acero B 500S ó B 500T.

La puesta a tierra del edificio se realizará con un anillo interior conectado a la red de tierras de la subestación, que enlaza con el exterior en la zona del acceso si la puerta es metálica, estando conectados todos los equipos y las masas metálicas del edificio mediante soldaduras aluminotérmicas, grapas y terminales de puesta a tierra.

El edificio, una vez realizado, será una superficie equipotencial, esto se consigue uniendo todas las armaduras embebidas en el hormigón, mediante soldadura eléctrica. Las puertas, rejillas y ventanas estarán en contacto con la superficie equipotencial.

Las puertas y rejillas exteriores se pintarán de color a determinar. El suelo no técnico será de baldosas de terrazo de 40 x 40 cm, excepto aseos que serán de plaqueta cerámica.

Los paramentos exteriores serán chapados en piedra artificial/natural similar a la utilizada en el lugar y las paredes interiores estarán enlucidas y pintadas con pintura plástica lisa de color. El techo se pintará color blanco liso. El alero exterior del edificio se pintará de color similar a las paredes exteriores del edificio, siendo los canalones y bajantes de cobre.

Se diseñará con los falsos suelos técnicos adecuados para el tendido de cables necesario: cables de control y cables de 20 KV de las celdas.

Bordeará al edificio una acera de 1 m de ancho, con acabado de canto rodado visto, con bordillo de hormigón de alta resistencia, recibida sobre solera armada de hormigón.

Todas las zanjas para acceso de cables al edificio deberán ir perfectamente selladas contra la entrada de humedad, muy en especial las correspondientes a las canalizaciones de cables de la solera del edificio, debiendo incluso impermeabilizarse las mismas.

5.3.7. Estructura metálica

Toda la estructura metálica para soportes de apartamento y pórticos de amarre de la línea de 132 KV se realizarán mediante perfiles laminados normalizados de alma llena, de acero S 275 JR de fabricación en la Península Ibérica.

La tornillería de unión de las diferentes partes de las estructuras entre sí, será galvanizada y para la fijación de equipos a las estructuras será de acero inoxidable con objeto de evitar los efectos de corrosión por oxidación. Para la estructura metálica será de medidas métricas según DIN 7990, con arandelas planas según DIN 7989 y la calidad de esta tornillería será 8.8 de 30 Kg/mm², DIN 267. Para la fijación de equipos se realizará con tornillo DIN 933, con tuerca hexagonal DIN 934, arandela DIN 125 y anillo de muelle DIN 7980.

Las soldaduras, taladrados y punzonados necesarios se realizarán en taller, de acuerdo con los planos de proyecto, previamente a su acabado superficial.

En el interior del edificio se instalará la estructura metálica necesaria para los montajes de las celdas de 20 KV, transformador de servicios auxiliares, así como los soportes de sujeción de los cables de potencia desde las celdas, equipos de servicios auxiliares, mando y control.

Todas las estructuras deberán ser protegidas contra la corrosión mediante galvanizado por inmersión en caliente. El espesor mínimo del baño será de 80 micras.

5.3.8. Red de tierras

Para realizar la red de tierras, se enterrará una malla básica de electrodos de cobre desnudo de sección mínima 120 mm², paralelos en dirección longitudinal y transversal al recinto, formando retículas prácticamente uniformes en contacto con el terreno

natural, colocadas a 80 cm por debajo de nivel de terreno explanado de la plataforma, para permitir el control de los gradientes superficiales y garantizar que las tensiones de paso y contacto permanecerán en los límites marcados por la MIE RAT 13 y teniendo en cuenta los datos aportados por el estudio geológico-geotécnico.

Se deberán tener en cuenta las prescripciones siguientes:

- Todas las conexiones de malla a cruces y derivaciones deberán ser realizadas mediante soldadura aluminotérmica.

- Las puestas a tierra de aparatos y estructuras se realizarán sacando un bucle de la malla de tierra con lo que las conexiones a la malla serán siempre dobles.

Las conexiones en bucle se realizarán mediante una pieza especial en bronce con salida para varilla/cable, efectuándose la conexión a pie de estructura, soporte o aparato.

Para la puesta a tierra de los aparatos montados sobre soportes se partirá de dicha pieza especial para bucle, con varilla/cable de cobre, montada sobre portavarillas o grapa fijados al soporte, efectuando la conexión mediante terminales con tornillería inoxidable.

La red de tierras aéreas (malla aérea, puntas franklin, etc.), se diseñará y ejecutará de tal manera que esté protegida toda la subestación contra sobretensiones de origen atmosférico.

Una vez esté la instalación terminada, se medirán las tensiones de paso, contacto y la resistencia máxima de la red para confirmar que dichos valores están de acuerdo a las normas mencionadas, emitiéndose el correspondiente informe.

Se adjuntan planos orientativos, ya que se deberá definir y valorar la malla de tierras concreta según los datos que se aportan en el estudio geológico-geotécnico.

5.3.9. Aparamenta de 132 KV Y 20 KV

Como criterio básico de diseño se han adoptado las siguientes magnitudes eléctricas:

- **Sistema de 132 KV**

- Tensión nominal: 132 KV_{ef}
- Tensión máxima de servicio: 145 KV_{ef}
- Tensión más elevada para el material: 145 KV_{ef}
- Intensidad de cortocircuito trifásico (valor eficaz) 31,5 KA
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo 1,2/50 μs: 650 KV_{cr}
- Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial 50 Hz, 1 min. 275 KV_{ef}

- **Sistema de 20 KV**

- Tensión nominal: 20 KV_{ef}
- Tensión máxima de servicio: 24 KV_{ef}
- Tensión más elevada para el material: 24 KV_{ef}
- Intensidad de cortocircuito trifásico (valor eficaz) 25 KA
- Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo 1,2/50 μs: 125 KV_{cr}
- Tensión soportada nominal de corta duración a frecuencia industrial 50 Hz, 1 min. 50 KV_{ef}

- **Interruptor 132 KV :**

- Tensión más elevada para el material: 145 KV
- Corriente nominal: 2500 A
- Frecuencia asignada: 50 Hz
- Tensiones máximas de ensayo fase-tierra:
 - Tensión de ensayo con onda de choque: 650 KV_{cr}
 - Tensión de ensayo a frecuencia industrial: 275 KV_{ef}
- Nivel de aislamiento a través de aparato:
 - Tensión de ensayo con onda de choque: 650 KV_{cr}
 - Tensión de ensayo a frecuencia industrial: 275 KV_{ef}
- Intensidad de cortocircuito de corta duración (1s): 31.5 KA_{ef}
- Corriente de corte a 145 KV, 50 Hz: 31,5 KA_{ef}
- Corriente de cierre a 145 KV: 80 KA_{cr}
- Mecanismo de cierre y apertura: Muelles
- Secuencia de maniobra: O-0,3s-CO-1 min-CO
- Agente aislante y extintor del arco: SF6

- **Transformadores de Intensidad 132 KV**

Se instalarán, para medida en las posiciones de línea y transformador, transformadores de intensidad en cada fase con cuatro secundarios, de las siguientes características:

- Servicio: Exterior
- Aislamiento: Aceite
- Tipo de aisladores: Porcelana marrón
- Tensión más elevada para el material: 145 KV
- Frecuencia asignada: 50 Hz
- Tensión de ensayo con onda de choque: 650 KV_{cr}
- Tensión de ensayo a frecuencia industrial: 275 KV_{ef}
- Relación de transformación: 300-600/5-5-5-5 A
- Potencia y clases de precisión:
 - Secundario 1: 10 VA, cl 0,2 S
 - Secundario 2: 10 VA, cl 0,5
 - Secundario 3: 50 VA, 5P20
 - Secundario 4: 50 VA, 5P20

- **Seccionador de barras 132 KV**

Se instalarán, en la conexión a barras de las posiciones de línea y transformador, seccionadores tripolares, de las siguientes características:

- Tensión más elevada para el material: 145 KV
- Corriente nominal: 2500 A
- Frecuencia asignada: 50 Hz
- Tensiones máximas de ensayo fase-tierra:
 - Tensión de ensayo con onda de choque: 650 KV_{cr}
 - Tensión de ensayo a frecuencia industrial: 275 KV_{ef}
- Corriente nominal de cortocircuito (1s): 31,5 KA_{ef}
- Accionamiento: Motorizado

- **Seccionador de línea 132 KV**

Se instalará, en la conexión con la línea aérea de 132 KV, un seccionador tripolar con cuchillas de puesta a tierra, de las siguientes características:

- Tensión más elevada para el material: 145 KV
- Corriente nominal: 2500 A
- Frecuencia asignada: 50 Hz
- Tensiones máximas de ensayo fase-tierra:
 - Tensión de ensayo con onda de choque: 650 KV_{cr}
 - Tensión de ensayo a frecuencia industrial: 275 KV_{ef}
- Corriente nominal de cortocircuito (1s): $31,5 \text{ KA}_{ef}$
- Accionamiento: Motorizado

- **Transformadores de tensión inductivos 132 KV**

Se instalarán, para medida en barras de 132 KV, tres transformadores de tensión inductivos con triple secundario, de las siguientes características:

- Tipo: Inductivo
- Servicio: Exterior
- Aislamiento: Aceite
- Tipo de aisladores: Porcelana marrón
- Tensión más elevada para el material: 145 KV
- Frecuencia asignada: 50 Hz
- Tensión de ensayo con onda de choque: 650 KV_{cr}
- Tensión de ensayo a frecuencia industrial: 275 KV_{ef}
- Tensión de ensayo circuitos secundarios: 4 KV
- Conexión: Fase-Tierra
- Relación de transformación: $132000:\sqrt{3}/110:\sqrt{3}-110:\sqrt{3}-110:3 \text{ V}$
- Potencia y clases de precisión:
 - Secundario 1: 30 VA, cl 0,2
 - Secundario 2: 25 VA, cl 0,5-3P
 - Secundario 3: 100 VA, 3P
- Sobretensión admisible en permanencia: $1,2 \text{ Un}$
- Sobretensión admisible durante 30 s: $1,5 \text{ Un}$

- **Pararrayos autoválvulas 132 KV**

Se instalarán, para protección contra sobretensiones de origen atmosférico, pararrayos de tipo autoválvulas, de las siguientes características:

- Servicio: Exterior
- Tensión nominal: 120 KV
- Intensidad nominal de descarga: 10 KA
- Tensión máxima de servicio continuo: 92 KV
- Tensión residual (10 KA): 282 KV
- V de ensayo con onda de choque (1,2/50 μs): 800 KV_{cr}
- V de ensayo con onda de choque (8/20 μs): 820 KV_{cr}
- Máximo momento flector soportado: 4000 Nm

- **Seccionador de aislamiento de la reactancia 20 KV**

Se instalará un seccionador de dos columnas por fase, de apertura vertical y accionamiento manual sin puesta a tierra, con las siguientes características:

- Tensión nominal: 24 KV
- Intensidad nominal en servicio continuo: 500 A
- Accionamiento manual por pértiga, con mecanismo de enclavamiento mecánico

- **Puesta a tierra de neutros**

Los neutros de 132 KV se pondrán rígidamente a tierra a través de un seccionador unipolar de apertura manual, de calibre y aislamiento adecuado a las magnitudes de defecto.

Los neutros de 20 KV se pondrán a tierra a través de una reactancia en zigzag con un seccionador tripolar de accionamiento manual.

- **Celdas de 20 KV**

En cada parque la distribución en 20 KV constará de una entrada procedente del transformador de potencia y una o varias salidas distribuidas en configuración de simple barra con la posibilidad de conectar ambas barras a través de una celda de acoplamiento longitudinal. Se dispondrá, además, de una celda de medida de tensión con seccionamiento y una salida para la alimentación de un transformador de servicios auxiliares, y de relación de transformación 20/0,420-0,242 KV.

Realizado el análisis del comportamiento de ambos parques se llega a la conclusión de la necesidad de instalar dos baterías de condensadores, una por parque, con el fin de compensar la energía reactiva. Este tipo de baterías serán fijas y se instalarán en intemperie.

La instalación de 20 KV se resolverá mediante celdas con aislamiento sólido o en SF6 en el interior del edificio.

El aparellaje de 20 KV se instalará dentro de celdas metálicas prefabricadas.

En el lado de 20.000 V se instalará un conjunto de celdas prefabricadas para la distribución de la energía eléctrica hacia cada uno de los ramales de evacuación de los aerogeneradores. Este conjunto de celdas estará formado por:

- Dos (2) celdas de llegada desde el transformador de potencia conteniendo un interruptor automático de 1600 A, tres transformadores de intensidad de 1500/5-5-5 y un seccionador de tres posiciones conectado-desconectado-puesto a tierra.
- Dos (2) celdas de medida cada una de ellas con un conjunto de tres transformadores de tensión de $22000:\sqrt{3} / 110:\sqrt{3}-110:3$; para medida y protección y un seccionador de tres posiciones conectado-desconectado-puesto a tierra.
- Una celda de línea para cada ramal de evacuación de los aerogeneradores conteniendo un interruptor automático de 630 A, tres transformadores de intensidad de 200-400/5-5 A y un seccionador de tres posiciones conectado-desconectado-puesto a tierra.
- Una (1) celda de acoplamiento entre barras de parques cada una de ellas con dos seccionadores de tres posiciones conectado- desconectado-puesto a tierra de 1600 A y un interruptor automático de 1600 A.

- Dos (2) celdas de protección de transformador de SS.AA. con seccionador en carga y fusibles.
- Dos (2) celdas de protección de batería de condensadores con seccionador de tres posiciones conectado-desconectado-puesto a tierra e interruptor automático 630 A.

La conexión entre los bornes de 20 KV del transformador de potencia y la celda de entrada se realizará con los cables de 12/24 KV de aislamiento seco necesarios para transportar la corriente máxima que soporte el transformador con una sobrecarga del 20 %.

En la parte superior de las celdas se dispondrá de un armario de baja tensión con los relés de protección y los restantes elementos de control y mando necesarios para el buen funcionamiento de las celdas.

Las características técnicas de las celdas se describen a continuación:

- Tensión nominal (s/UNE 21.062) 24 KV
- Número de fases
- Frecuencia nominal 50 Hz
- Intensidad nominal 1.600 A
- Tensión soportada (1 min. 50 Hz) 50 KV
- Tensión de impulso entre fases y a tierra 125 KV
- Soportado a través de la distancia de seccionamiento 145 KV
- Máxima intensidad de cortocircuito (valor de cresta) 50 KA
- Máxima intensidad de corta duración (1 s) 25 KA
- Capacidad de cierre (valor de cresta) 63 KA

5.3.10. Cables de alta y media tensión

5.3.10.1. Alimentación transformador de potencia a celdas

Se utilizarán cables unipolares designación tipo HEPRZ1 12/20 KV en cobre. La sección y número de conductores por fase se determinarán según la potencia de los transformadores instalados, previendo una sobrecarga del orden del 20 %.

5.3.10.2. Alimentación transformadores de servicios auxiliares y baterías de condensadores

Se utilizarán los mismos tipos de cables, terminales, bornas de conexión, sellado y fijaciones que los indicados en el apartado anterior, con la particularidad de que la sección del cable será de 95 mm² en cobre.

5.3.10.3. Líneas de salida

Se utilizarán los mismos tipos de cables, terminales, bornas de conexión y sellado que los indicados anteriormente, y la sección y número de conductores por fase se determinarán según los calibres de cada línea.

Las líneas serán subterráneas, se dispondrán en canalizaciones multitubulares (independientes, con 6 líneas como máximo por zanja), con las correspondientes arquetas, incluso las exteriores adyacentes al cierre para transición a las zanjas exteriores.

El suministro y tendido de los cables procedentes de los Parques eólicos entrarán dentro del alcance de la oferta, al igual que las canalizaciones necesarias en el interior

de la parcela. También estarán incluidas en la presente especificación la conexión de dichos cables con la cabina correspondiente. Hay que observar que las entradas de cables al edificio de distribución 20 KV, se sellarán mediante kit de sellado adecuado.

5.3.11. Cables de baja tensión

5.3.11.1. Cables de potencia instalación interior

Destinados a las interconexiones entre el transformador y los cuadros, y entre éstos y los equipos rectificador-batería.

Estos cables cumplirán con la siguiente especificación:

- Tensión nominal: 1000 V
- Tensión de ensayo: 3500 V
- Conductor de Cu flexible: CL. 5
- Aislamiento: Poliolefina (UNE 21-089)
- Cubierta: AFUMEX Z1 (mr)
- Designación UNE: RZ1-K 0.6/1 KV
- Norma: IEC 60502
- Tipo: AFUMEX 1000 V (PIRELLI) o similar
- No propagación de la llama FL-RT (UNE 30432-1, IEC 332-1)
- No propagación de incendio: UNE 30432-3, IEC 332-3
- Libre emisión de halógenos: UNE 21-147-1

Las secciones a utilizar se calcularán en base a las características de los circuitos, automáticos de protección y tipo de canalización.

5.3.11.2. Cables para circuitos instalación interior

Estos cables cumplirán con la siguiente especificación:

- Tipo de conductor: Multipolar de cobre
- Aislamiento: 0,6/1kV
- Pantalla: Metálica
- Recubrimiento pantalla: PVC
- Cubierta de la pantalla: Poliéster
- Armadura: Malla de acero
- Cubierta de armadura: Polietileno
- No propagación de la llama FL-RT (UNE 30432-1, IEC 332-1)
- No propagación de incendio: UNE 30432-3, IEC 332-3
- Libre emisión de halógenos: UNE 21-147-1

5.3.11.3. Cables para circuitos instalación intemperie

Estos cables cumplirán con la siguiente especificación:

- Tensión nominal: 1000 V
- Tensión de ensayo: 3500 V
- Conductor de Cu: CL. 5 hasta 6 mm² (-k) CL. 2 > 6 mm² (-R)
- Aislamiento: Poliolefina (UNE 21-089)
- Pantalla: cinta de cobre desnudo 0.1 mm²
- Cubierta: AFUMEX Z1 (mr)
- Designación UNE: RZ1-K 0.6/1 KV

- Norma: IEC 60502
- Tipo: AFUMEX 1000 V (PIRELLI) o similar
- No propagación de la llama FL-RT (UNE 30432-1, IEC 332-1)
- No propagación de incendio: UNE 30432-3, IEC 332-3
- Libre emisión de halógenos: UNE 21-147-1

Numeración: Para su identificación, los conductores irán marcados con una numeración bien visible y a intervalos regulares (para ≥ 6 conductores) o con colores (sin tierra) según UNE 21089 (para ≤ 4 conductores).

5.3.12. Cables de FO

Los cables de FO se instalan en el interior y exterior de la subestación, bien sea para comunicaciones del sistema de control y protección de la subestación o para las comunicaciones del sistema de control del parque eólico.

Las principales características del cable de fibra óptica son las siguientes:

- 16 fibras por cable
- 62,5/125 μm para fibra óptica multimodo
- 9/125 μm para fibra óptica monomodo
- Resistencia al fuego (pasa según UNE-E-50266)
- Contenido libre de halógenos
- Protección contra penetración del agua
- Protección contra roedores

Se instalará cable multimodo o monomodo según necesidades. Los cables de fibra óptica serán conectados mediante terminales ópticos, apropiados a cada tipo de fibra. Estas conexiones serán tipo mecánicas o por fusión (*pig-tail*) dependiendo del tipo de fibra y manteniendo siempre la atenuación dentro de los rangos de diseño permitidos.

5.3.13. Sistema integrado de control y protecciones

Las protecciones normalizadas para alta tensión son las siguientes:

- Protección de Distancia: SEL 311-B
- Protección Diferencial de Línea: ABB REL 511
- Protección Diferencial de Transformador: SEL 387-A
- Protección Diferencial de Barras: ABB REB 500
- Otras protecciones de Alta Tensión: ABB REF 543 ó 545

5.3.14. Telecontrol

El sistema de telecontrol permitirá la consulta y control tanto de la subestación como de los parques eólicos desde la sala de control.

El telecontrol de la subestación eléctrica ha de hacerse con un sistema de control digital, en configuración redundante (*Hot-Stand By*) tipo Microscada (ABB), lo que implica que el control y protección de las posiciones de 20 KV, tanto de línea como del transformador, se haga con las unidades REF (541 ó 543) del mismo fabricante, con protocolo LON para la conexión el sistema Microscada.

En cuanto a las posiciones de 132 KV deberán llevar unidades de control y protección separadas, siendo las unidades de control del tipo REF ó REC, también de ABB, y con protocolo LON. En cuanto a las protecciones serán las normalizadas por el

departamento de subestaciones, y se cablearán a las unidades de control de cada posición para las funciones que tienen especificadas.

Para el control de los servicios auxiliares se instalará una unidad REF en el cuadro de servicios auxiliares, con funciones de control para entradas digitales de los sistemas de servicios auxiliares.

Ambos sistemas Scada (el de GE para las máquinas de los PPEE, y el de ABB Microscada para el control de la subestación) se comunicarán con un sistema superior a montar en la subestación, denominado Gateway, suministrado por Areva para la comunicación con el futuro despacho del parque eólico. El protocolo de comunicación utilizado por el Scada de GE será OPC y el empleado por el Microscada será IEC-870-5-104.

Para el control de activa y reactiva del parque será necesario que se conecten directamente entre sí el Scada de GE y el Scada de ABB ó Microscada. Esta comunicación será vía Modbus bajo TCP/IP. A través de esta conexión el sistema Microscada informará en tiempo real al Scada de las máquinas acerca de la potencia activa y reactiva que se está evacuando a la red, y permitirá al sistema Scada de las máquinas de gobernar las variables de ajuste de estos valores ya sea actuando directamente en las máquinas ó bien en bancos de condensador conectados eléctricamente en la subestación de evacuación.

La transmisión de datos se hará por VSAT. En la parte exterior del edificio se colocará una antena parabólica que será suministrada por el proveedor habitual de energía de este tipo de servicios. Además se deberá instalar un teléfono fijo que se comunicará a través del VSAT.

En dos armarios de 19” y 2200 mm de altura se distribuirán los siguientes equipos: el router del satélite y un *switch ethernet* al que se conectarán el router del satélite, los Microscadas (principal y redundante), el puesto de control de Microscada y el Scada de cada parque eólico. Los armarios se dispondrán contiguos en la Sala de control y tendrán acceso anterior y posterior.

5.4. LÍNEA DE ALTA TENSIÓN DE 132 KV DE EVACUACIÓN DE ENERGÍA DEL PARQUE EÓLICO

El presente apartado contempla el estudio, descripción y valoración de la línea aérea de 132 KV, de simple circuito, necesaria para la evacuación de energía eléctrica producida por el parque eólico de El Manchego I hasta la subestación de La Roda.

El proyecto ha de cumplir lo establecido en el Real Decreto 1955/2000 por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

5.4.1. Descripción del trazado de la línea

La Línea de Alta Tensión tiene una longitud total de 5964 metros, de los cuales 5766 metros son de línea aérea y 198 metros de línea subterránea. La línea partirá en aéreo de la subestación eléctrica de El Manchego y en el apoyo número 17 se soterrará para llegar en subterráneo hasta la subestación de La Roda, punto final de la misma.

El trazado de ambos tramos de línea se describe a continuación:

La línea de evacuación del parque eólico El Manchego I, empieza en el pórtico de amarre de la subestación transformadora de El Manchego y se desplaza en dirección

Noreste hasta cruzar la carretera autonómica CM- 3135 en PK-5.4. A partir de ahí la línea continúa en sentido Noreste hasta alcanzar la subestación de La Roda. Parte de este último tramo es soterrado.

El tramo aéreo de la línea finaliza en el apoyo numero 17, para continuar en subterráneo por una finca particular dedicada a cultivo hasta alcanzar el camino a la Roda, donde se encuentra el apoyo 18, a partir de éste vuelve a ser aérea y discurre unos metros hasta realizar un giro al Este para entrar en la subestación de La Roda.

5.4.2. Coordenadas UTM de los apoyos

Nº de apoyo	X	Y
Subestación El Manchego	571.373	4.333.984
1	571.423	4.333.986
2	571.622	4.334.207
3	571.799	4.334.494
4	572.026	4.334.862
5	572.233	4.335.197
6	572.443	4.335.540
7	572.650	4.335.875
8	572.813	4.336.140
9	572.971	4.336.395
10	573.192	4.336.755
11	573.364	4.337.035
12	573.563	4.337.356
13	573.788	4.337.723
14	573.988	4.338.046
15	574.190	4.338.375
16	574.358	4.338.647
17	574.391	4.338.897
18	574.387	4.339.008
Subestación La Roda	574.382	4.339.028

Tabla 5.8. Coordenadas UTM de la L.A.T.

5.4.3. Pistas de acceso

La ubicación de los apoyos permite el acceso a los mismos sin la necesidad de apertura de nuevas pistas, ya que se aprovechan caminos de servicio ya existentes, o las entradas naturales a las fincas.

5.4.4. Tramo aéreo de la línea

5.4.4.1. Descripción general

El tramo aéreo de la Línea de Alta Tensión es de 1ª categoría, trifásica, Simple Circuito (SC), tensión nominal 132 KV, sobre apoyos metálicos y cadenas de aisladores de vidrio.

Las longitudes de los tramos de línea son las siguientes:

Vano	Longitud (m)
1 - 2	312
2 - 3	298
3 - 4	346
4 - 5	363
5 - 6	287
6 - 7	368
7 - 8	358
8 - 9	325
9 - 10	354
10 - 11	314
11 - 12	279
12 - 13	413
13 - 14	467
14 - 15	349
15 - 16	475
16 - 17	458

Tabla 5.9. Longitud de las líneas aéreas

Las principales características del tramo aéreo de la Línea a realizar son las siguientes:

- Tensión nominal.....132kV
- Categoría.....1^a
- Altitud.....Entre 500 y 1000 m (Zona B)
- N° de Circuitos.....Uno, trifásico
- N° de conductores por fase.....Uno, simplex
- Disposición final de conductores.....Tresbolillo + cúpula
- Tipo de conductor.....Aluminio–Acero, tipo LA – 280 (*Hawk*)
- Aislamiento.....Cadenas horizontales y verticales de 11 elementos U100BS.
- Apoyos.....Metálicos de celosía galvanizada similares para esta tensión y conductor/cable de tierra.
- Cimentaciones.....Monobloques o tetrabloques de patas separadas (Cálculo a arrancamiento con ángulo de fricción)
- Cable de tierra y fibra óptica.....Un cable, tipo OPGW, de 24 fibras, dispuesto en la parte superior de la cúpula.
- Tomas de tierra.....Tomas de tierra formadas por 1 ó más picas de acero cobrizo (2000 mm × 18 mm 300 micras de recubrimiento electrolítico), si son más de una separadas cada 3 metros y unidas entre sí, a base de cable desnudo de cobre de 95 mm² de sección.

5.4.4.2. Conductores

Los conductores deberán de cumplir la norma UNE 21016:1976 y 21018:1980, y tendrán las siguientes características mecánicas:

- Tipo..... LA – 280
- Sección Total..... 281,1 mm²
- Composición..... 26 hilos Aluminio + 7 Acero
- Diámetro..... 21,8 mm
- Peso..... 0,977 kg/m
- Carga de rotura..... 8.620 kg

- Módulo de elasticidad..... 7.000 kg/mm²
- Coeficiente de dilatación..... $18,9 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$

Sobre la calidad del acero y el espesor de la capa de zinc de los alambres de acero galvanizado se escogerá, de las opciones que muestra la norma UNE-EN 50 189:2000, el tipo normal para utilización en ambientes con polución niveles I y II (UNE-EN 60 071-2:1999) siguiente:

ST6C: Las dos primeras letras es la abreviatura en inglés de la naturaleza del alambre. El número responde y representa a la calidad del acero reflejado en su resistencia, que como mínimo será de 170 Kg/mm². La última letra corresponde al recubrimiento de cinc que como mínimo será de 190 g/m².

El sentido del cableado de la última capa de los conductores será a derecha.

La tracción máxima de los conductores se ha elegido para obtener un coeficiente de seguridad superior a 3.

Se añaden antivibradores por cadena de amarre y suspensión (el proveedor fijará y certificará la masa y distancia al amarre o suspensión (nodo de la onda)). Se entregará documento de verificación por parte del fabricante de amortiguadores del cálculo de los mismos y la distancia de instalación a cadenas de amarre y suspensión.

En ningún caso la caída de tensión en la Línea de Alta Tensión será superior al 5%.

5.4.4.3. Cable de fibra óptica

Para obtener una mejor protección contra sobretensiones de origen atmosférico, se instalarán sobre los conductores, en la cúpula de los apoyos escogidos, que dan un ángulo de recubrimiento razonable, un cable de tierra tipo OPGW (Cable de Tierra y Fibra Óptica).

La elección del cable de tierra tipo OPGW, que incorpora un cable de fibra óptica, tiene por objeto crear una red de telecomunicación para cubrir las necesidades propias de la explotación y mantenimiento de las instalaciones previstas.

Se añaden antivibradores por cadena de amarre y suspensión (el proveedor fijará y certificará la masa y distancia al amarre o suspensión (nodo de la onda)). Se entregará documento de verificación por parte del fabricante de amortiguadores del cálculo de los mismos y la distancia de instalación a cadenas de amarre y suspensión. OPGW 24 (82/32) 17.

Cable de tierra compuesto por fibra óptica (OPGW), que se describe en la norma UNE-EN 187102:1997, compuesto de 24 fibras ópticas.

Este cable cumple la doble función de protección de la red de transporte y para la telecomunicación.

Sus principales características son las siguientes:

- Tipo OPGW con tubo de aluminio y armadura de alambres de acero recubierto de aluminio.

- Sección total 115.32 mm²
- Diámetro exterior 15.2 mm
- Carga de rotura 11.340 kg
- Peso 0.67239 Kg/m
- Módulo de elasticidad 13.191 Kg/mm²
- Coeficiente de dilatación $14.28 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$
- Número de fibras 24
- Debe cumplir la Norma UNE-EN 187102.

5.4.4.4. Postes y armados

Los postes a instalar son de tipo metálico, compuestos por armaduras de celosía con perfiles de alas iguales y los materiales constituyentes, son piezas férreas, protegidas contra la corrosión mediante galvanización en caliente por inmersión.

Los armados de los apoyos metálicos son igualmente metálicos, compuestos por armaduras de celosía con perfil angular de alas iguales. El material es acero no aleado y está protegido contra la corrosión, mediante galvanización por inmersión en caliente.

Los apoyos de extremo de línea llevarán una placa en la que se indique el orden de fases en el armado.

Las dimensiones de los apoyos deben ser similares a las dadas en el proyecto, no habiendo variaciones sustanciales en las mismas debido a condicionantes administrativos: Declaración de Utilidad Pública, Declaración de Impacto Ambiental, etc.

5.4.4.5. Cadenas de aisladores

Los conductores se sujetarán a los apoyos mediante el uso de cadenas de aisladores de vidrio de tipo amarre o suspensión (H-horizontal o V-vertical).

Cumplirán la norma UNE-EN 60305:1998, y a los efectos de recepción y ensayo se aplicará la norma UNE-EN 60383-1:1997.

Las cadenas estarán formadas por aisladores de vidrio, con caperuza y vástago, de las siguientes características:

Aislador para las cadenas de aislamiento

- Modelo.....U100BS (VICASA o similar)
- Paso.....127 mm
- Diámetro.....255 mm
- Norma de acoplamiento (UNE 21009).....16A
- Carga de rotura.....100 KN
- Línea de fuga.....315 mm
- Tensión soportada a frecuencia industrial en seco 70 KV
- Tensión soportada a frecuencia industrial bajo lluvia 40 KV

Las cadenas horizontales dispondrán de una serie simple de 11 aisladores U100BS, resultando un conjunto con las siguientes características:

- Línea de fuga..... 3.465 mm
- Tensiones soportadas:
 - En seco.....475 KV
 - Bajo lluvia.....345 KV
 - A impulso tipo rayo 1,2/50 μ s.....735 KV
- Longitud, incluyendo herrajes.....1.890 mm
- Carga de rotura/Esfuerzo aplicado.....10.000 kg > (2.500x3=7.500 kg)

Las cadenas verticales dispondrán igualmente de una serie simple de 11 aisladores U100BS, resultando un conjunto con las siguientes características:

- Línea de fuga.....3.465 mm
- Tensiones soportadas:
 - En seco.....475 KV
 - Bajo lluvia.....345 KV
 - A impulso tipo rayo 1,2/50 μ s.....735 KV
- Longitud, incluyendo herrajes.....1.792 mm

- Carga de rotura/Esfuerzo aplicado.....10.000 kg > (2.500x3/2= 3.750 kg)

Ambos tipos de cadena superan ampliamente los niveles de aislamiento reglamentarios, fijados para este caso en 550 KV a impulso tipo rayo 1,2/50 μ s y 230 KV a frecuencia industrial bajo lluvia, para neutro a tierra.

5.4.4.6. Distancias de seguridad

- **Distancia al terreno**

En las condiciones de flecha máxima, la situación relativa de los conductores y el terreno puede observarse en el plano de perfil y planta. En todos los casos se ha mantenido entre ambos una distancia mínima superior a la reglamentaria, cuyo valor es:

$$5.3 + \frac{U}{150} = 6.18m \quad \text{siendo } U = 132 \text{ KV}$$

- **Distancia a masa**

En todos los casos se ha mantenido a masa una distancia mínima de:

$$0.1 + \frac{U}{150} = 0.98m \quad \text{siendo } U = 132 \text{ KV}$$

- **Distancia a carreteras**

En todos los casos se ha mantenido una altura mínima superior a la reglamentaria, sobre la rasante de las carreteras o caminos de:

$$6.3 + \frac{U}{100} = 7.62m \quad \text{siendo } U = 132 \text{ KV}$$

Horizontalmente se respetará, respecto a la arista exterior de la calzada, una vez y media la altura total del apoyo.

- **Distancia a líneas eléctricas y de telecomunicación**

Se situará a mayor altura la de tensión más elevada. En el caso de cruce con otras Líneas de igual tensión, éste se realizará por la parte superior. La distancia entre los conductores de la línea inferior y las partes más próximas de los apoyos de la superior, no será menor de:

$$1.5 + \frac{U}{150} m \quad \text{siendo } U \text{ (KV) Tensión Nominal de la línea inferior: } 0,4 \text{ ó } 20 \text{ KV,}$$

para el presente Proyecto. A mínima distancia vertical entre los conductores de ambas líneas, en las condiciones más desfavorables, no será inferior a:

$$1.5 + \frac{U + L_1 + L_2}{100} m \quad \text{siendo } U \text{ (KV) Tensión Nominal de la línea superior, } 132 \text{ KV}$$

en este caso.

-L1: Longitud en m entre el punto de cruce y el apoyo más próximo de la línea superior.

-L2: Longitud en m entre el punto de cruce y el apoyo más próximo de la línea inferior.

En los planos de perfil y planta se han insertado cuadros justificativos de cada uno de los cruces sobre otras líneas eléctricas y de telecomunicación.

- **Distancia a ríos**

En los cruzamientos con ríos, la altura mínima reglamentaria de los conductores sobre la superficie del agua, para el máximo nivel que pueda alcanzar ésta, será de:

$G + 2.3 + \frac{U}{100} = 8.32m$ siendo U (KV) Tensión Nominal de la línea en Proyecto (132 TV), y “G” el gálibo definido por el Reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión (4,7 metros).

- **Separación entre conductores**

Se ha determinado por la expresión:

$$D = K\sqrt{F + L} + \frac{U}{150} m$$

Siendo:

U = Tensión nominal de la línea en KV (132 KV)

K = Coeficiente de oscilación (0.65)

F = Flecha máxima en m

L = Longitud de la cadena vertical en m (Horizontal = 1.792)

5.4.4.7. Salvapájaros

Se dispondrán dispositivos anticolidión, para la protección de aves contra impactos en vuelo (salvapájaros) en el cable de tierra y fibra óptica cada 10 m.

Estos dispositivos están diseñados para evitar el impacto de las aves contra los conductores y cable de tierra, aumentando la visibilidad de las líneas eléctricas aéreas. Ver figura 5.9 (EDPR, 2009).

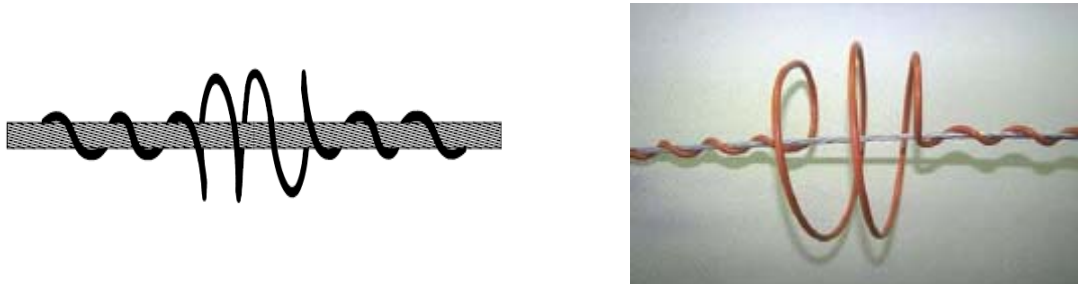


Figura 5.9. Salvapájaros

Suelen ofrecer todos ellos poca resistencia al viento. Debido al agarre firme sobre el conductor que se aplica, no se producirá deslizamiento sobre éste a causa de las vibraciones.

El tipo de salvapájaros a instalar serán espirales de color naranja de tamaño mínimo 35 cm de diámetro y un metro de longitud.

5.4.4.8. Antivibradores

El circuito a instalar dispondrá de antivibradores. El número por vano y la distancia de separación a la grapa la determinará el fabricante de los mismos aportando el cálculo correspondiente.

5.4.4.9. Contrapesos

Para asegurar las distancias a masa en las cadenas de suspensión, será necesario instalar en los siguientes apoyos un contrapeso por cada cadena de suspensión de los kilogramos que se indican a continuación:

Apoyo	Contrapeso (Kg) por cadena V
3	200
7	100
10	150
14	100
18	150

Tabla 5.10. Contrapesos

5.4.4.10. Puestas a tierra

Los apoyos de la Línea de Alta Tensión llevarán una puesta a tierra determinada, según la función que los mismos desempeñen en la línea, es decir:

- Apoyo normal de línea.
- Apoyo normal de línea en zona de pública concurrencia.
- Apoyo con aparellaje (pararrayos, terminales de cable, etc.)

En la línea se instalarán los tres tipos, siendo sus características principales las siguientes:

Los apoyos normales, de acuerdo con el reglamento de Líneas Aéreas de Alta Tensión, deben de tener un electrodo de tierra en anillo, con una resistencia de tierra menor o igual a 20 ohmios.

El apoyo con aparellaje de conversión aéreo subterráneo deberá tener igualmente un electrodo de tierra en anillo, pero con una resistencia de tierra menor o igual a 10 ohmios.

Una vez realizada la instalación, se verificará que la resistencia sea inferior o igual a 10 ó 20 ohmios (según el tipo de apoyo), debiendo realizarse los cambios que sean necesarios, para alcanzar valores de resistencia inferiores o iguales al máximo indicado.

Todas las conexiones o empalmes que sea necesario realizar en los electrodos se realizarán mediante soldadura aluminotérmica.

5.4.5. Tramo de línea subterránea

5.4.5.1. Descripción general

El tramo de Línea Subterránea de Alta Tensión será de 1ª categoría, Trifásica, Simple Circuito (SC), Tensión nominal 132 KV.

La longitud del tramo subterráneo a construir es de 198 m.

Las principales características del tramo de línea subterránea a realizar son las siguientes:

- Tensión nominal.....132 KV
- Categoría.....1ª
- N° de circuitos.....Uno, trifásico
- Disposición de conductores.....Directamente enterrados (192 m) y hormigonados bajo tubo (107 m).
- Tipo de conductor.....XLPE-PE-OL-OT 76/132 KV 1x800 KA unipolar
- Canalización.....Directamente enterrado: 0,6 metros de ancho y 1.5 metros de profundidad. Hormigonado bajo tubo: 0,9 metros de ancho y 1.5 metros de profundidad.
- Longitud de canalización.....299 metros
- Profundidad de enterramiento.....mínimo 1,15 metros hasta la generatriz inferior del conductor superior
- Cable de tierra.....RV 0.6/1 KV de 1x150 mm² Cu.
- Puesta a tierra.....single point
- Cable de fibra óptica.....PVP 24 (dispuesto en la misma zanja que los conductores)

5.4.5.2. Sección de zanja

Las secciones son:

- Zanja en terreno normal: los cables irán directamente enterrados en lecho de arena, colocados al tresbolillo sujetos mediante abrazaderas y en contacto sus cubiertas. La zanja se prevé de 0.6 m de ancho por 1.5 m de profundidad. La longitud prevista de esta zanja es de 112 m.
- Zanja bajo camino: los cables se instalarán bajo tubo de 200 mm de diámetro (un cable en cada tubo). La zanja será de 0,9 m de ancho por 1,5 m de profundidad. La longitud prevista de esta zanja es de 86 m.

5.4.5.3. Conductor

De acuerdo con las recomendaciones de los fabricante de este tipo de cables aislados, de la máxima potencia prevista, de la energía anual a transportar y del tipo de instalación adoptado, se ha elegido el siguiente cable: XLPE-PE-OL-OT 76/132 KV 1x800 KA.

Sección nominal: 1 x 800 mm² aluminio

Tensión nominal: 76/132 KV

Norma aplicable: IEC 62.067

Composición

- Conductor: cuerda redonda compactada de hilos de aluminio.
- Capa semiconductor interna: capa extrusionada de material semiconductor.
- Aislamiento: Polietileno reticulado, XLPE.
- Capa semiconductor externa: Capa extrusionada de material semiconductor.
- Protección longitudinal al agua: Cinta aislante de estanqueidad de material semiconductor colocada antes de la pantalla.
- Pantalla metálica: Corona de alambre de Cu de sección mínima 120 mm²
- Cubierta exterior: Polietileno, PE, de color negro.

Características técnicas del cable:

- Tensión fase pantalla, U_0 : 76 KV
- Tensión máxima entre fases, U_m : 145 KV
- Tensión nominal, U : 132 KV
- Nivel de aislamiento a impulso tipo rayo (BIL), U_p , KV: 550 KV
- Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente: 90 °C
- Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito: 250 °C

• Intensidad máxima admisible para la instalación adoptada: 640 A, que permite transportar una potencia de 131 MW, superior a la potencia máxima prevista para el conductor aéreo de 99 MW.

• Radios mínimos de curvatura: El diseño del trazado de la línea subterránea se ha realizado manteniendo un radio nunca inferior a 10 metros, facilitando así el tendido del mismo.

5.4.5.4. Protección mecánica izada de cable subterráneo

En las conversiones aéreo subterráneo se protegerá el izado de los conductores por la torre mediante una canaleta metálica que aloje los cables dispuestos en paralelo. La canaleta tendrá una altura no inferior a 6 metros por encima de la cota de terreno.

Se construirá una arqueta a base de bloques de hormigón hasta una altura similar a la de los macizos de hormigón de la cimentación del apoyo de conversión. La arqueta se rellenará de material seleccionado.

Previo al izado del conductor se instalarán en la torre unos perfiles guía que favorezcan el tendido de los conductores y aseguren unos radios de curvatura adecuados.

Los conductores se sujetarán a las guías mediante abrazaderas de aluminio con funda de neopreno (o similar).

5.4.5.5. Terminales

Los terminales serán del tipo polimérico termorretráctil. Mediante la aplicación de un tubo de un material especial cubriendo la superficie del aislamiento en el terminal y solapado sobre el semiconductor exterior del cable, se consigue un control del campo que queda repartido sobre la longitud del terminal y evita la concentración de las líneas de campo en la zona en la que termina el semiconductor exterior.

El conjunto se cubre con otro tubo termorretráctil con características antitracking y se colocan las campanas para extender la línea de fuga. Línea de fuga mínima 25mm/KV.

La unión de la parte conductora se hará mediante un conector a presión con pernos que tienen una cabeza que se autocizalla al alcanzar el par de apriete requerido para garantizar la conexión eléctrica prefijada.

Sobre el conector y los extremos del semiconductor exterior del cable se aplica un tubo termorretráctil de un material que uniformiza el campo eléctrico. Se aplican a continuación otros dos tubos termorretráctiles, el primero de material de aislamiento y el segundo que incorpora aislamiento en el interior y la capa semiconductor externa en el exterior.

Se recubre todo el empalme con una malla de cobre estañado y se da continuidad a la pantalla mediante casquillo de compresión. Finalmente se reconstituye la cubierta

exterior mediante la aplicación de un último tubo termorretráctil con adhesivo en su cara interna para garantizar una estanqueidad perfecta.

5.4.5.6. Autoválvulas

Con objeto de que los conductores subterráneos queden debidamente protegidos contra las posibles descargas atmosféricas, se instalarán en la torre fin de línea, en cada uno de los extremos de los cables unipolares, una autoválvula con contador de descargas para intemperie de las siguientes características:

- Tensión nominal: 132 KV
- Frecuencia nominal: 50 Hz
- La línea de fuga mínima especificada: 25 mm/KV
- Elemento activo: óxido de zinc
- Aisladores: Polimérico.

5.4.5.7. Conexión de las pantallas metálicas

Con objeto de evitar las pérdidas por corrientes de circulación en las pantallas metálicas de los cables de 132 KV, se efectuará una conexión a tierra de las mismas utilizando el método *single-point*.

Dada la longitud de la línea, en un extremo se conectarán las pantallas directamente a tierra a través de una caja de puesta a tierra directa con seccionamientos y en el otro extremo se conectarán a tierra a través de una caja con descargadores.

El cable de bajada a tierra desde los apoyos de conversión aéreo subterráneo será de cobre de 240 mm² de sección para el conexionado de la puesta a tierra de las pantallas de los conductores subterráneos, los pararrayos y herrajes.

Como el circuito constituido por las pantallas metálicas no está cerrado a través de tierra (uno de los extremos está aislado de tierra a través de los descargadores) hay que instalar a lo largo del trazado un cable de tierra tipo RV 0.6/1 KV de 150 mm de sección de cobre, para que sirva de retorno de las corrientes homopolares.

5.4.5.8. Cables de tierra

Al preverse el sistema de conexión de pantallas *single-point* se debe de tender un cable de tierra de las características siguientes:

- Tipo: RV
- Material: cobre
- Sección nominal: 150 mm²
- Aislamiento: polietileno reticulado (XLPE)
- Tensión nominal: 0,6/1 KV
- Cubierta exterior: PVC
- Norma: UNE 21.123

Este cable será colocado a un lado de los cables de potencia y debe ser transpuesto al otro lado de los mismos a mitad de recorrido.

El cable de tierra discurrirá directamente enterrado a lo largo de toda la canalización excepto en el punto de cruzamiento con el camino en el que discurrirá bajo tubo de diámetro exterior 63 mm.

5.4.6. Servicios afectados

5.4.6.1. Línea aérea

La Línea Aérea de Alta Tensión afecta a las siguientes corporaciones, organismos o entidades:

- Ayuntamiento de la Roda
- Iberdrola Distribución Eléctrica (líneas eléctricas)
- Junta de la Comunidad de Castilla La Mancha – Delegación de Obras Públicas (carreteras autonómicas)
- Telefónica (líneas de teléfonos)
- RENFE

Los datos específicos de cada cruceamiento o afección por proximidad, son:

Entidad afectada	Nº de cruce	Servicio afectado	Nº de Apoyo
Consejería de Obras Públicas de la Junta de Comunidades de Castilla la Mancha	Cruce 1	Carretera CM-3135	1 - 2
RENFE	Cruce 2	Ferrocarril Madrid-Albacete	13 - 14
Iberdrola	Cruce 3	Línea Eléctrica de 20 KV	15 - 16
Telefónica	Cruce 4	Línea Telefónica	17 - 18
Telefónica	Cruce 5	Línea Telefónica	17 - 18

Tabla 5.11. Cruzamientos de la línea aérea

El lo que se refiere a las afecciones con carreteras o caminos dependientes de los Ayuntamientos de La Roda se dejarán las distancias prescritas en sus Ordenanzas Municipales. En todos los casos se cumplen las prescripciones impuestas por el reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión.

5.4.6.2. Tramo de línea subterránea

La Línea Subterránea de Alta Tensión afecta a las siguientes corporaciones, organismos o entidades: Ayuntamiento de La Roda

La figura 5.10 muestra el esquema de funcionamiento de un parque eólico.

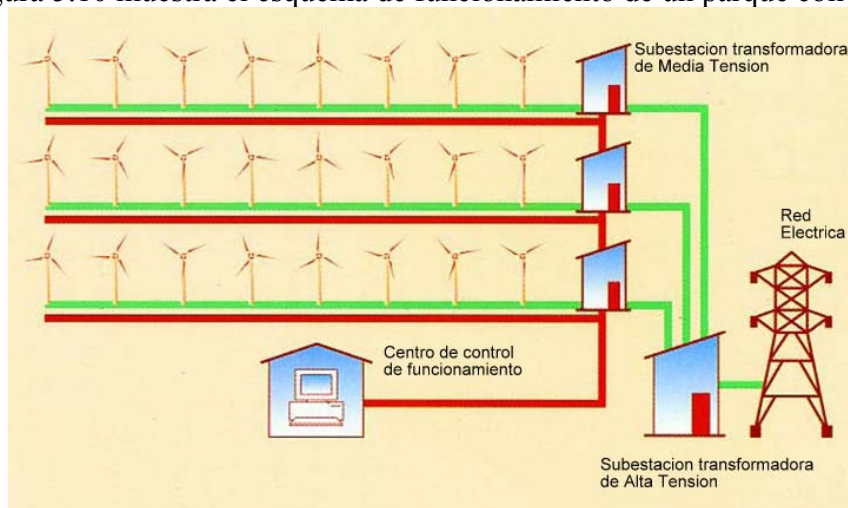


Figura 5.10. Esquema de funcionamiento de un parque eólico

5.5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LAS INSTALACIONES

Orografía (terreno suave, orografía compleja o off-shore) y altitud min/máx (m)	Terreno suave, 710 m sobre el nivel del mar
Aerogenerador (marca, modelo, potencia nominal [KW])	General Electric 1.5 _{XLE} de 1500 KW (paso variable, velocidad variable)
Número de aerogeneradores	19
Altura de torre (m)	80
Distancia media entre aerogeneradores (m)	231 (2.8 diámetros del rotor)
Línea de evacuación (voltaje [KV], longitud [Km] y descripción)	132 KV, 5964 m. (aérea: 5766 m, subterránea: 198 m)
Líneas internas (voltajes [KV] y longitud [Km])	3 líneas de 20 KV, 21.799 Km
Transformadores BT/MT (número, capacidades [KVA] y RT)	19, 1600 KVA, 690/20000 V
Transformadores MT/AT (número y capacidades [KVA] y RT)	1, 22.5/30 MVA, 20/132 KV
Punto de conexión y compañía eléctrica	Conexión a la línea aérea de 132 KV de Iberdrola
Accesos (descripción, longitud)	Camino de las carretas, Barrax CM-3135 en el P.K. 7.5
Viales interiores (anchura y longitud, [m])	4.5 m de ancho y longitud 4.5 Km
Cimentaciones (descripción y dimensiones)	Zapata de hormigón armado tipo HA-30/B/20/IIa, de planta octogonal de 15 m de diámetro inscrito y un pedestal cilíndrico de 5.5 m de diámetro y 1.53 m de altura
Plataformas (dimensiones, [m])	25 x 35 m
Canalizaciones (descripción y longitud, [m])	Paralelas a los aerogeneradores, zanjas excavadas de 1.20 m de profundidad y 0.60 m de anchura mínima
Otros	Parque de maquinaria
Potencia eléctrica instalada (MW)	28.5
Energía bruta generada (GWh/año)	84.4
Horas equivalentes (h/año)	2640
Velocidad media (m/s)	6.8
Dirección predominante del viento	Oeste y noroeste

Tabla 5.12. Descripción técnica de las instalaciones

5.6. PLAN DE RESTAURACIÓN E INTEGRACIÓN PAISAJÍSTICA

5.6.1. Introducción

Se pretende con el presente Plan definir de manera más concreta los trabajos correspondientes a las labores de restauración e integración paisajística tras las obras de construcción del parque eólico El Manchego I en el Término Municipal de La Roda. Es necesario advertir que este Plan deberá ser revisado una vez haya concluido la construcción del parque con el objeto de definir con mayor rigor y detalle las tareas a realizar a consecuencia de la verdadera magnitud de las obras y acciones llevadas a cabo. (EDPR, 2009).

El presente Plan es realizado para todas las superficies afectadas por la construcción del parque eólico y de forma esquemática, contiene los siguientes puntos:

- Una clasificación y cuantificación de las superficies afectadas de acuerdo a sus características principales: vegetación existente antes de realizarse las obras, pendientes, orientación, características del suelo, etc.

- Descripción de las acciones a realizar para la mejora de las propiedades físicas y químicas del suelo (descompactados, laboreos, abonados, fertilizaciones, etc.)
- Especies a utilizar y densidad de plantación.
- Acciones a realizar para la implantación de la vegetación en el terreno; elección de las técnicas más apropiadas en cada caso.
- Acciones posteriores encaminadas a asegurar el éxito de la restauración.
- Presupuesto basado en precios de mercado.

5.6.2. Clasificación y cuantificación de las superficies afectadas

Para poder clasificar y cuantificar las superficies afectadas, se atiende en primer lugar a las acciones del proyecto que pueden dar lugar a labores de restauración. Dadas las características del proyecto estas acciones son:

- Apertura de caminos y zanjas de canalización.
- Establecimiento de las zonas de acopio.
- Excavación y explanación para cimentación e instalación de las distintas infraestructuras incluyendo la creación de la plataforma de montaje.

5.6.2.1. Caminos y zanjas

En el parque eólico proyectado se procederá a la apertura de 4391.5 m de nuevos viales que permitirán el acceso a la base de los aerogeneradores. Estos caminos tendrán una anchura de 5.7 m (incluyendo cunetas), lo que supondrá una afección total de 25031 m².

Igualmente será necesario mejorar un total de 4400 metros lineales de caminos ya existentes, considerando pues una superficie total de 13200 m²:

- Caminos de nueva creación sobre cultivos de secano
 $3939.5 \text{ m.l.} \times 5.7 \text{ m anchura incluida cuneta} = 22455 \text{ m}^2$
- Caminos de nueva creación sobre cultivos herbáceos de regadío
 $452 \text{ m.l.} \times 5.7 \text{ m anchura incluida cuneta} = 2576 \text{ m}^2$
- Caminos a mejorar sobre cultivos de secano y regadío
 $4400 \text{ m.l.} \times 3 \text{ m de ampliación} = 13200 \text{ m}^2$

En cuanto a las zanjas de canalización de la energía eléctrica, las afecciones previstas son las siguientes:

- Zanja de Evacuación energía eléctrica sobre cultivos de secano
 $1811 \text{ m.l.} \times 1 \text{ m de anchura} = 1811 \text{ m}^2$
- Zanja de Evacuación energía eléctrica sobre cultivos de regadío
 $1144 \text{ m.l.} \times 1,8 \text{ m de anchura} = 2.059 \text{ m}^2$

Considerando las superficies antes descritas únicamente se consideran objeto de restauración las zanjas de evacuación, suponiendo por tanto una superficie de 3870 m².

5.6.2.2. Aerogeneradores

En relación con los aerogeneradores, será necesario para su cimentación e instalación el desbroce de los terrenos en torno a los mismos, equivalente a una planta octogonal de 15 m de diámetro inscrito para la cimentación del aerogenerador, la superficie de la plataforma ($35 \times 25 \text{ m} = 875 \text{ m}^2$) y las posibles invasiones que pudieran producirse en los alrededores (160 m^2). Por lo tanto la afección total susceptible de restauración se estima en 19665 m².

- Plataformas de montaje sobre cultivos y cimentación (planta octogonal de 15 m de diámetro inscrito):
19 35 x 25 plataforma = 875 + 160 m² Total aerogeneradores: 19665 m²

5.6.2.3. Zonas de acopio y parque de maquinaria

Para la realización de las obras será necesario disponer de una superficie en donde se instale y permanezca la maquinaria así como los materiales a utilizar en la construcción del parque, casetas de obra, contenedores, etc.

Estas zonas se situarán en la zona central de la alineación, y tendrán una superficie aproximada de 500 m² ubicándose preferiblemente sobre campos de labor, constituyendo por tanto una superficie afectada de 1000 m².

5.6.3. Pendientes y orientación del área de actuación

Morfológicamente, la zona configura una extensa llanura de materiales de depósito que se sitúa entre los 700 y los 710 m.s.n.m., por lo que la orientación y la pendiente del terreno no es significativa, no ofreciendo por tanto problemas a la implantación de la vegetación y por tanto a la consecución de la restauración.

5.6.4. Características del suelo

La totalidad de los suelos de la zona de estudio pertenecen al régimen de humedad xérico (USDA, 1987), en este tipo de suelos, la zona del perfil edáfico colonizada por las plantas permanece seca durante al menos 45 días consecutivos, durante los cuatro meses siguientes al solsticio de verano y húmeda, al menos otros 45 días consecutivos durante los cuatro meses siguientes al solsticio de invierno.

Estos suelos pertenecen al orden Inceptisoles, suborden Ochrept, grupo Xerochrepts con epipedión órico; suelos con un horizonte superficial bien desarrollado pero que carece de horizontes en profundidad de acumulación o de alteración.

Se estima por tanto que este tipo de suelos son adecuados para la implantación y desarrollo de la vegetación y especialmente en sus primeros estadios.

5.6.5. Acciones para la restauración

Tras conocer la totalidad de las áreas que van a ser afectadas por las diferentes obras de construcción así como su tipología, se planifican ahora las tareas de restauración, asignando así distintos tratamientos en función de las distintas áreas. Las labores de restauración vegetal serán:

- Desbroce y almacenamiento de tierra vegetal
- Extendido de tierra vegetal
- Descompactación
- Siembra de especies pratenses

5.6.5.1. Desbroce y almacenamiento de tierra vegetal

Con el inicio de las obras se procedió al desbroce de las zonas afectadas por caminos, zanjas, subestación, traza de la línea de evacuación, aerogeneradores y plataformas. Posteriormente se procedió a la retirada de la tierra vegetal en aquellas zonas donde se realizan trabajos de movimientos de tierras, que se almacena en áreas cercanas a las zonas de actuación en hileras de menos de 1.5 m de altura.

Dado que las labores de revegetación podrán realizarse con un cierto desfase en relación con las labores de desbroce y acopio de la tierra vegetal, se deberá contemplar la posibilidad de realizar siembras sobre la tierra vegetal acopiada, con una mezcla de pratenses para su correcto mantenimiento, en una dosis de 50 Kg/ha. Como especies a utilizar en esta mezcla de pratenses se emplearán las de la zona, tales como *Lolium multiflorum*, *Festuca rubra* y *Medicago sativa*, etc.

5.6.5.2. Extendido de tierra vegetal

Una vez finalizadas las obras, se procederá a la preparación de las zonas con la distribución y extendido de la tierra vegetal, estas labores se realizarán con la utilización de maquinaria especializada (pala cargadora, camión bañera, etc.).

Entre esta labor y la anterior (almacenamiento y extendido), se realiza un balance de tierras, para maximizar las tierras extraídas y evitar en lo posible la adquisición de tierra ajenas a las extraídas en las labores de construcción del parque eólico.

La retirada de tierra se realizó en las siguientes zonas:

- Subestación eléctrica.
- Caminos y zanjas.
- Aerogeneradores y plataformas de montaje.

La retirada de la tierra vegetal se corresponde con los 0.3 metros superficiales, lo cual supone un volumen total de 12790 m³, el cual se dispone en hileras. El extendido de la tierra vegetal se realiza con un espesor similar al retirado para el almacenamiento, y se destina a las siguientes zonas:

- Márgenes de caminos y viales
- Zona superficial de las zanjas
- Plataformas de los aerogeneradores

5.6.5.3. Descompactación

Esta actuación está encaminada a la preparación de aquellos trabajos que hayan sufrido un fuerte trasiego, con el objeto de procurar la regeneración natural.

Se estima que será necesaria esta actuación en zonas como por ejemplo; parque de maquinaria, alrededores de las zapatas de aerogeneradores, etc., por ello se estima que esta actuación será necesaria en no más de 5800 m².

Se considera ésta la primera de las partidas a presupuestar en el Plan de Restauración, por considerarse las anteriores, dentro de la Fase de Ejecución del proyecto.

5.6.5.4. Siembra de especies pratenses

1) Áreas destinadas a la siembra

Esta actuación tendrá lugar, por un lado, sobre los posibles taludes creados en caminos y plataformas, así como sobre estas mismas y en las zanjas de conducción, siendo el objetivo, la rápida colonización de dichas superficies para procurar la integración paisajística.

También serán objeto de siembra de especies pratenses el parque de obras, que se estima en una superficie de 1000 m². El valor ecológico de la vegetación suprimida en estas áreas es escaso, por lo que se proyecta la siembra a voleo con especies pratenses del entorno, que serán las más indicadas tanto para fijar el suelo como para favorecer su colonización por la vegetación herbácea y arbustiva circundante.

2) Especies a emplear en la siembra

La mezcla de semillas a utilizar podría ser a razón de 35 g/m², se recomiendan las siguientes especies: *Agropyrum cristatum*, *Agropyrum desertorum*, *Festuca rubra*, *Lolium multiflorum*, *Medicago sativa*, *Melilotus officinalis*, *Colutea arborescens*, *Lavandula latifolia*, *Moricandia arvensis*, *Piptatherum miliaceum*, *Retama sphaerocarpa*.

3) Época de siembra

La época de siembra será el primer otoño (noviembre-noviembre), tras la finalización de las obras, cuando el terreno se encuentre en adecuadas condiciones de humedad.

4) Procedimiento

La siembra se realizará mecánicamente en las zonas que lo permitan con la dosis mencionada. Para el enterrado de la semilla se recomienda pasos de rastra. Se realizará abonado manual con abonadora a razón de 30 g/m² de NPK (2:1:2).

Tras finalizar la siembra, en ausencia de lluvias deberá procederse al riego mediante camión cuba con una dosis mínima de 10 mm/m².

5.6.6. Cronograma de obra

Como se ha descrito, la restauración estará compuesta por siembras así las épocas serán:

Época de siembras.

La época de siembra será el primer otoño (noviembre-noviembre), tras la finalización de las obras, cuando el terreno se encuentre en adecuadas condiciones de humedad.

El cronograma de la obra se muestra en la figura 5.11.

Capítulo 6

Explotación del parque eólico

6.1. ASPECTOS CONDICIONANTES EN LA EXPLOTACION DEL PARQUE EOLICO

Los condicionantes que hay que salvar para hacer funcionar un parque eólico son los siguientes:

- El primer condicionante es la instalación. La instalación de un parque eólico no solo la componen el grupo de aerogeneradores. El grupo consta además de una unión eléctrica, de una unión de redes de comunicaciones, requiere de una subestación, de un edificio para la subestación y/o centros de seccionamiento y de una línea de evacuación. Todo el conjunto hay que explotarlo unificadamente y tiene que funcionar correctamente para que la energía eléctrica que puede generar el parque a través de los aerogeneradores se le pueda dar salida. Toda esa serie de componentes son necesarios y todos hay que operarlos y mantenerlos para hacer que el parque funcione.
- Como segundo condicionante se tiene la ubicación geográfica. El parque eólico no es una instalación cualquiera; normalmente las ubicaciones están en zonas lejanas, alejadas de los centros urbanos e industriales y sin infraestructuras. En la mayor parte de los parques, hay que crear las infraestructuras de comunicaciones, eléctricas y de obra civil, infraestructuras que una vez construido el parque hay que conservar.
- El tercer condicionante es la orografía compleja. La orografía difícil obliga a crear una gran infraestructura de acceso la dificultad añadida por la climatología (nieve, hielo, etc.). Es decir, el desarrollo del trabajo de explotación puede quedar seriamente condicionado por la disposición orográfica requiriendo de medios y métodos propios o particulares del sector.
- Como cuarto condicionante esta el medioambiente. Los parques se construyen con las pautas que impone Medioambiente, buscando la integración en el entorno, y no solo en la fase de construcción sino de conservación y vigilancia posterior. Todo ello impone restricciones y al final son mas factores que se tienen que adaptar y tener en cuenta durante la explotación.
- Los parques obviamente no están ubicados donde mejor le viene a la construcción y explotación. Hay que buscar las zonas donde hay más viento. Normalmente en esas zonas la red eléctrica es una red que esta poco desarrollada. Pueden no existir ni niveles de tensión estandarizados, y la red más próxima para la conexión del parque suele ser precaria, de escasa fortaleza y estabilidad. Hay mayor riesgo de estar sometido a más incidencias de red: alteraciones de tensión tanto en nivel como en continuidad, lo que va a dificultar la normalidad de la explotación. Otro condicionante derivado de la precariedad son las limitaciones a la exportación de energía eléctrica.

- La especificidad del trabajo es el quinto condicionante. El parque eólico al estar en una zona alejada, necesita de personal multidisciplinar, que tiene que realizar trabajos tanto mecánicos, como eléctricos, de instrumentación o de comunicación.
- El seguimiento de la explotación con precisión requiere del tratamiento de un gran volumen de datos. La variabilidad del viento cuya caracterización requiere de toma de datos en periodos cortos de tiempo (diezminutales), y el hecho de que los parques estén compuestos de un gran número de aerogeneradores que implica multiplicar los datos de análisis por el número de aerogeneradores, produce un volumen muy elevado de tratamiento de datos que lo hace muy singular dentro de los sistemas habitualmente utilizados en supervisión de sistemas.
- La materia prima es el viento, caracterizado por su temporalidad, que está sometido siempre a gran incertidumbre y además, que requiere una gestión instantánea. Es decir, el viento cuando llega hay que aprovecharlo, cuando hay viento, hay que generar y por tanto, el parque tiene que estar disponible siempre para que cuando llegue el viento, de manera instantánea se le pueda sacar rendimiento. Esto difiere radicalmente del resto de tipos de generación eléctrica convencional donde el modo de gestión atiende a una regulación de la energía primaria en función de la producción eléctrica. En cambio, en el caso de los parques eólicos la producción eléctrica debe regularse en función de la energía primaria para lograr el mayor aprovechamiento.
- Por último, la tecnología tiene poca experiencia histórica y no se tiene realmente conocimiento a medio ni largo plazo. Hay que tener en cuenta que los parques eólicos como se conciben modernamente no superan los ocho años de servicio. A la hora del estudio de consumo de vida útil y del desgaste y esfuerzos de componentes, no se dispone de suficientes datos históricos. Se tiene que convivir con este desconocimiento, recopilar y aprender de la experiencia. (Bisecas, 2007).

6.2. MODELO Y ASPECTOS DE LA EXPLOTACIÓN

El modelo de explotación que se muestra en la figura 6.1 es el modelo que se va a emplear en el parque eólico de El Manchego I una vez finalice la construcción del mismo.

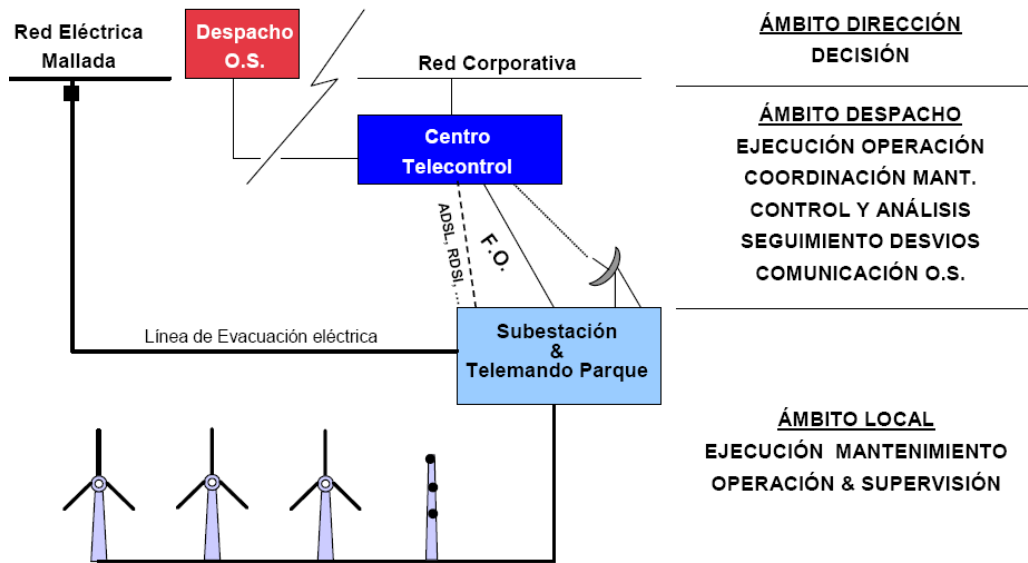


Figura 6.1. Modelo de explotación de un parque eólico

El modelo consta de tres niveles, es decir, tres capas de gestión diferenciadas.

La primera capa es el denominado ámbito local, el ámbito a pie de parque en donde se ejecutan las tareas de operación y mantenimiento. Es el frente de trabajo directo y en contacto con las máquinas y las condiciones ambientales y meteorológicas. Se sigue un criterio totalmente operativo. Hay que conseguir que los aerogeneradores y resto de equipos funcionen realizando mantenimientos preventivos que hagan ganar fiabilidad.

En el segundo nivel, denominado ámbito de despacho, se centraliza la información del parque, parte en tiempo real (la seleccionada como crítica y fundamental) y parte diferida. Desde este despacho se da atención 24 horas al día al parque. El criterio seguido es el analítico inspeccionando la marcha y seguimiento del parque. Se dota de capacidad de mando para resolver las incidencias menores y se habilita un reten de guardia para averías mayores que no se solucionen desde el despacho. Además de esa supervisión permanente, se recoge la información y se centralizan y uniformizan informes, análisis de funcionamiento y parámetros de eficiencia operativa.

El tercer nivel, ámbito de dirección, es el que toma decisiones a medio/largo plazo. La información se pasa a los centros de decisión en forma de indicadores, y formatos particulares que se establezcan y se discutirán periódicamente. En función de los resultados se tomarán las decisiones sobre propuestas para lanzar inversiones, procedimientos o cambios en los modelos de explotación a cualquiera de los niveles.

- **Ámbito local**

Hay dos partes que atañen directamente a la explotación del parque: los recursos humanos (RRHH) y los medios materiales.

En los RRHH se puede optar por un modelo de equipos propios, de equipos subcontratados o se puede buscar un *mix*.

El modelo de mantenimiento propio está poco desarrollado debido a la juventud de esta tecnología, a las dificultades de implantación (zonas apartadas lejos de polos industriales), a la escasa concentración que se presenta tanto a nivel de Centros como de Promotores, y a la baja estandarización y poca apertura de los tecnólogos. Las ventajas

de este tipo de mantenimiento son: mayor control y conocimiento de los activos, mayor capacidad de gestión técnica y económica, y menor periodo de confianza para desarrollarse (partiendo del normal montaje y puesta en marcha por parte del tecnólogo). Los inconvenientes son: se requiere personal formado y entrenado así como equipamientos y repuestos suficientes, se necesita la estructura adecuada para atender los grandes correctivos (grúas, etc.) y es un modelo menos flexible a la variación de modelos y fabricantes (complicado en la situación de la promoción actual).

El modelo de equipos subcontratados está muy desarrollado debido a la juventud de esta tecnología, a las características particulares de las implantaciones (zonas apartadas y dispersas), al interés cautivo de los tecnólogos, a la atomización de promotores, y a los condicionantes de la financiación (*project finance*). Las ventajas principales son: una mayor flexibilidad de RRHH, fácil adaptación a cualquier tipo de tecnología, requiere menos estructura por parte del promotor, se tienen garantías del tecnólogo si se trabaja con él, adaptable a cualquier tamaño y no requiere Sistema de Gestor para el promotor. Los inconvenientes son: menor control sobre los activos y menor capacidad de gestión, mayor dificultad en adquirir conocimiento, exige un mayor seguimiento sobre la actividad del mantenedor y no se optimiza totalmente el aprovechamiento del parque.

El *mix* complejiza la estructura y las relaciones pues requiere de encargados por empresa y contratista que se interrelacionen dado que las órdenes de trabajo cruzadas entre empresas (de mando subordinado) están prohibidas por la ley (prestamismo laboral). No obstante, esta es una tendencia que se está extendiendo en compañías con un número importante de parques, surgida como necesidad de ejercer un control sobre los fabricantes mantenedores. Las ventajas principales son: mayor capacidad de gestión técnica y económica y mayor control sobre los activos y la explotación, mayor conocimiento de la actividad y se pueden mantener garantías del tecnólogo. Los inconvenientes son: se precisa estructura de RRHH, formación y dotación de consumibles y equipamientos (actividad de compras y almacén), y riesgo de tiempos mayores de respuesta ante grandes averías.

Dentro de los RRHH se deben de contemplar los siguientes factores determinantes (equipos, estructura, formación, riesgos):

- El equipo personal más usual es la pareja como unidad de trabajo, el denominado binomio. Debido a los riesgos que entraña este trabajo (altura, cargas, maniobras eléctricas, viales accidentados y peligrosos, etc.) no es seguro un trabajador solo y se aconseja la pareja. Los ratios normales que se manejan actualmente en España es de una pareja cada 25 MW o 30 MW instalados, aunque depende del tipo de máquina y del tamaño del parque. Con la tendencia actual de incrementar la potencia unitaria de la máquina, junto con el incremento de máquinas que constan de elevador permitirá subir el ratio y disminuir la carga de personal en parque. Esta dotación de personal debe de incrementarse en la realización de mantenimientos preventivos.
- Los equipos humanos se organizan bajo una estructura, que por lo general se basa en operadores locales - los directos del parque - y supervisores - mandos intermedios de grupos de parejas-, mando que organiza y destina los trabajos (un primer orden de planificación), asigna material y repuestos, y ejerce de líder.
- El equipo humano, por las características del trabajo necesita de una captación específica y muy polivalente. Maneja equipamiento mecánico, eléctrico, electrónico, instrumentación y hasta sistemas de comunicación. Por ello, su formación debe atender más un perfil polivalente que especialista.

- En lo que a prevención se refiere, el personal que está en parque necesita desde una educación en seguridad vial a formación para realizar trabajos en altura, manejo y elevación de cargas y trabajos eléctricos que están reglamentados normativamente en todo el mundo.
- También es importante tener sensibilidad con el medio ambiente: hay una generación de residuos, unos asimilables a urbanos, pero otros también peligrosos que requieren de una gestión normalizada y reglamentada. Además el parque consta de un plan de vigilancia y conservación medioambiental que hay que conocer y respetar.

Los medios materiales son el otro aspecto fundamental para desarrollar el trabajo dentro del ámbito local. Los medios materiales son las herramientas, EPIs, vehículos y medios de comunicación:

- Cada equipo humano precisa de un conjunto de herramientas muy complejo que va desde herramientas estándar mecánicas y eléctricas (llaves, polimeros, etc.) hasta herramientas de precisión, como llaves dinamométricas, micrómetros, etc., fundamentales para asegurar la integridad de las torres, alineación de uniones y otros básicos para el correcto funcionamiento del aerogenerador.
- Los EPIs van desde los básicos hasta los arneses para trabajos en altura, y los concernientes a la protección eléctrica como guantes dieléctricos, pértigas verificadoras, etc.
- La orografía, naturaleza de viales y distancias entre aerogeneradores hace que hasta el momento el vehículo más versátil para desplazarse en el parque sea el todoterreno, aunque existan situaciones en que pueda presentar problemas como para escenarios de nieve.
- Evidentemente, para comunicaciones entre equipos el mejor medio es un teléfono móvil. También puede ser interesante para retenes ordenadores portátiles con conexión Ras o de otro tipo para visualizar y rearmar estados de parque.

Además del seguimiento local del parque, determinadas operaciones y mantenimientos requieren de apoyo por organizaciones fuera del parque. Son el caso de averías para especialistas, los grandes correctivos y mantenimientos mayores, e incluso retrofits.

Para atender eficientemente las averías y grandes correctivos y maximizar la disponibilidad¹ de los aerogeneradores es necesario disponer de un servicio que garantice disponer de forma rápida de servicios de grúa imprescindibles en reparaciones sobre aerogeneradores, de un stock de repuestos críticos que suelen necesitar largos plazos de suministro (cajas multiplicadoras, generadores, palas, etc.), y de un equipo de intervención experimentado y capacitado. No es posible disponer de todos estos servicios de manera rentable si no es como servicio común para una agrupación importante de parques. Estos servicios suelen ser suministrados por los fabricantes de los aerogeneradores, además la posesión de la tecnología da lugar a propuestas de mejora, implementaciones y retrofits.

1. Disponibilidad. La disponibilidad es un parámetro fundamental para el análisis del rendimiento operativo de la instalación. Mide el aprovechamiento del recurso potencial que existe en el parque eólico: la correlación entre el recurso potencial y la generación eléctrica obtenida supuesto que no hay degradación en la curva de potencia. Las máquinas fallan más cuando hay viento para funcionar, cuando no hay viento, no se solicita trabajo de la máquina, y la disponibilidad, salvo intervenciones humanas, es prácticamente del 100 %.

No solo los mantenimientos que afectan directamente a los aerogeneradores son los apoyos necesarios. Otros aspectos necesitan también mantenimiento: en los viales hay que mantener las cunetas, desbrozar los aledaños, reponer bacheados y todo cuanto sea necesario para mantener transitable el parque. Si además está emplazado en una zona donde pueda haber hielo y nieve, también hay que estar preparado para dar acceso rápido a la zona. Un atraso en el ataque de la nieve puede cerrar un parque durante más de cinco días con un grave riesgo de daño en las máquinas. Otros ejemplos son los equipos eléctricos que deben de estar sometidos a las revisiones reglamentarias, las vigilancias ambientales impuestas desde la declaración de impacto ambiental, el almacenamiento y gestión de los residuos, etc.

La parte eléctrica de salida necesitara también sus repuestos y unos existentes sistemas de comunicación en medio ambiente, pues también existen contratos. Normalmente, los estudios de impacto ambiental se aprueban y te imponen unos seguimientos, unas vigilancias e incluye, igual que los residuos peligrosos, que se tienen que almacenar clasificadamente y se tienen que retirar con un gestor. Todo esto son coberturas que hay que tener en cuenta a la hora de tener un despacho.

- **Ámbito de despacho**

Es el despacho para el seguimiento y control. Las dedicaciones principales son la supervisión, análisis de datos, operación remota y la coordinación con los equipos locales y contrataciones y con los servicios de retén. La operación remota es fundamental para cubrir los escenarios de tiempo en donde no se va a tener personal en el parque. Un porcentaje elevado de averías se solucionan desde el despacho y el resto se detectan y se coordinan con retenes si es necesario desde el mismo ámbito.

Se puede cuantificar en más de un 5 % la mejora de disponibilidad mediante un control remoto de 24 h/día. Si además se tiene en cuenta que este 5 % se gana en periodos de viento, la producción puede incrementarse en más de un 10 % mediante el despacho remoto.

La coordinación es otra de las ventajas del despacho, que permite una aplicación racionalizada de programas de mantenimiento, control de repuestos, seguimiento histórico de correctivos y mantenimientos, coordinación de descargos en parque con equipos de operación y mantenimiento, de maniobras en subestación con despachos de distribución o transporte, de planificaciones de mantenimiento adaptadas a previsiones de viento y de mercado con despacho de ofertas.

Por último, el despacho es la central de generación y seguimiento de indicadores operativos y de funcionamiento, análisis básico para evaluar la marcha del parque, aplicar mejoras o investigar incidentes.

Existen otras aplicaciones posibles de apoyo a tareas de ingeniería y administrativas como facturación, ajuste de modelos de predicción, regulación, control de desvíos, etc.

- **Ámbito de dirección**

Partiendo de los datos operativos generados en el despacho y los datos económicos generados en administración se elaboran los indicadores de rendimiento económico con los que, en base a un cuadro de mando o el sistema de gestión implantado, se valora la explotación económica del parque.

Se busca obtener información significativa, homogénea y sistemática. La aplicación es inmediata en el seguimiento presupuestario y análisis de rendimiento y rentabilidad.

Otras aplicaciones son la recogida de datos para hacer simulaciones, y/o comparativas.

Todo forma una base de información que se utilizará en los puestos directivos para la toma de decisiones. Cuanto más fiable y significativa sea la información, menor será la incertidumbre ante la toma de decisiones de inversiones, metodologías, procedimientos, organizaciones, o cuanto compete a la gestión del área directiva. (HC, 2009).

6.3. PRINCIPIOS DE GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO

Una vez que el régimen de operación del parque eólico sea estable, con datos carentes de sesgos o variabilidades, se realizará un análisis del mismo con objeto de conocer las causas de disponibilidad del parque y las posibles alternativas de mejora. Para ello se utilizará una metodología basada en la filosofía 6 sigma, que permitirá analizar los datos operativos de las maquinas y ordenes de trabajo del periodo de tiempo que se considere necesario. Un esquema de dicha filosofía se muestra en la figura 6.2.

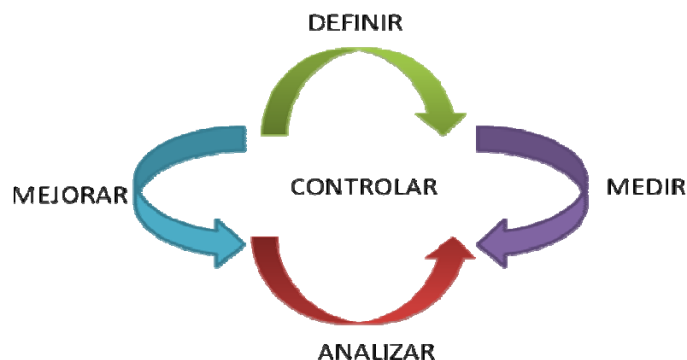


Figura 6.2. Gestión del mantenimiento

1. Definir.

Se define el problema y los objetivos buscados.

Se pretende maximizar la labor de mantenimiento en el parque eólico.

2. Medir.

Se mide la forma de trabajar del mantenedor del parque eólico para conocer:

- Tiempos muertos
- Tiempos de operación
- Frecuencias y tipo de incidencias
- Desarrollo de preventivos y retrofits, etc.

Se usan todas las fuentes de información y los sistemas de validación necesarios.

Ver diagrama siguiente:

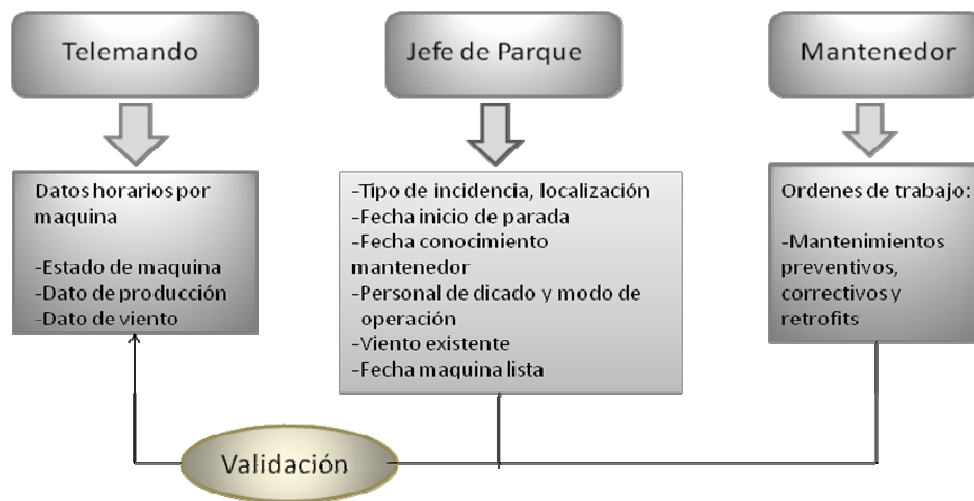


Figura 6.3. Flujo de información

El mantenedor del parque eólico llevará a cabo las órdenes de trabajo, es decir, realizará los trabajos de mantenimiento (mantenimientos preventivos y correctivos), una vez conocidos y validados los datos de cada máquina (estado, producción y valor del viento). Asimismo, antes de su intervención en máquina debe contar también con la aprobación del jefe de parque. Este dará la aprobación cuando las condiciones de cada aerogenerador sean las adecuadas: vientos bajos

3. Analizar.

Gracias a una buena fase de análisis se logra una reducción del campo de las muchas causas que afectan al de proceso de mantenimiento a sólo aquellas que son vitales. Para ello hace uso de los datos obtenidos en la fase de medición junto con las herramientas estadísticas adecuadas.

También se está en disposición de identificar diferencias: entre los parques, horarios de trabajo, fiabilidad de máquinas, y todo ello permitirá pasar con éxito a la siguiente fase de mejorar.

4. Mejorar.

La estrategia se centra en un enfoque sistemático para, a partir de los factores vitales que afectan al proceso de mantenimiento, confirmadas en la fase de análisis, determinar la mejor forma de hacer funcionar el proceso para conseguir que el proceso de mantenimiento sea más eficaz y eficiente.

Se priorizan las debilidades del mantenedor, para asignar los esfuerzos en los puntos que permiten obtener los mayores aumentos en la disponibilidad económica del parque.

5. Controlar.

De nada sirven las mejoras si no se ponen los medios adecuados para asegurar, en el tiempo, los resultados obtenidos.

6.3.1. Protocolos de mantenimiento

Para asegurar una fiabilidad del parque, se requieren prácticas básicas y fundamentales de mantenimiento preventivo-predictivo:

- Mantenimientos preventivos periódicos (tendencia semestral)
- Mantenimientos legales (frecuencia anual y trianual)

- Controles y chequeos en base a Observaciones, tendencias, alarmas, y producciones/rendimientos

- Monitorizaciones, fundamentales para análisis de evoluciones y prácticas predictivas

Se deben coordinar adecuadamente los mantenimientos preventivos para realizar un aprovechamiento adecuado del recurso eólico, así como minimizar la realización de los mismos en condiciones óptimas de trabajo de las máquinas.

Los mantenimientos preventivos semestrales se muestran en la siguiente tabla:

Cimentación y torre	Grietas en la fundación Pares de apriete
Palas	Fisuras o marcas de grietas Decoloración y rugosidades Borde de ataque
Rotor	Fisuras y tornillos del soporte buje Retenes y engrase rodamientos de palas Pares de apriete pala-buje Aprietes y holguras en coronas de orientación palas Uniones rotor-eje principal Engrase rodamientos eje principal Alineación eje principal
Caja multiplicadora	Aprietes y holguras del amortiguador Aceite: análisis, nivel y fugas Aspecto de rodamientos y engranajes Ruidos y vibraciones Sistemas de refrigeración, fugas, revisión válvulas
Eje de alta velocidad	Freno: desgastes, fisuras, alabeo Sistema Hidráulico de freno: aceite, fugas, precarga, pruebas de funcionamiento Uniones cardan: juntas, engrase Rodamientos
Generador	Engrase de rodamientos Inspección y apriete de cajas de bornes Inspección anillos y escobillas Limpieza de intercambiador y filtros Megado devanados estator-rotor
Sistema de cambio de paso (si lo hay)	Comprobar ajustes: señal Prueba de carrera: cargas, puntos duros, etc. Comprobaciones de sistema hidráulico y servomotores
Sistema de orientación	Inspección dentado y prueba: cargas, ruidos, puntos duros Engrase de corona y superficies deslizantes Reapriete de discos y holgura de placas deslizantes Comprobación del sistema hidráulico y frenos
Otros	Inspección, prueba y limpieza de conexiones Megados y comprobación de aislamiento eléctrico

Tabla 6.1. Mantenimientos preventivos semestrales

Para asegurar una disponibilidad del parque, se requieren prácticas básicas en mantenimiento correctivo:

- Equipo local de intervención capacitado: conocimiento y repuestos
- Atención continua para averías: telemando y retenes
- Disposición preorganizada ante grandes correctivos

Con los mantenimientos correctivos se buscan como objetivos la reducción de incidencias, la minimización de tiempos muertos y la optimización de los tiempos de operación. Los mantenimientos correctivos se muestran en la tabla 6.2.

Pequeño correctivo	Gran correctivo
Seguridades de rearme local: vibración. Presión o termostato de freno, error torsión cable, temperatura del convertidor o la multiplicadora	Generadores: defectos de aislamiento en bobinado y rodamientos (principal causa funcionamiento a alta Tª por falta ventilación)
Averías de instrumentación: termostatos, sensores de vibración, encoger de velocidad, anemómetro	Multiplicadora: rodamientos y piñones. Obliga al desmontaje y sustitución de la multiplicadora entera (principal causa degeneración aceite lubricante)
Averías electrónica de control: tarjetas UPS, comunicación	Palas: perforaciones o desconchado (siendo la principal causa las tormentas con aparato eléctrico)
Averías de electrónica de potencia: arrancadores, rectificadores, etc.	Moto-reductores de orientación
Elementos del sistema hidráulico-engrase: filtros, servoválvulas, bomba	Sistema Orientación: rotura de dientes
Aparellaje: contactores, térmicos, magnetos	Fisuras o grietas en el bastidor
Elementos mecánicos: retenes aceite, zapatas freno, acoplamientos, desalineaciones, ventiladores de refrigeración	Rodamientos de palas
Palas: reparaciones de picajes, lacados, bordes de ataque y refuerzos	Sustitución de Transformadores: principal causa cortos en zona BT y calentamiento
	Celdas MT: fugas de gas SF6

Tabla 6.2. Mantenimientos correctivos

6.4. LINEAS GENERALES DE MEJORA EN LA EXPLOTACIÓN DEL PARQUE EÓLICO

Algunas líneas generales de mejora para la disponibilidad en la explotación del parque eólico al objeto de conseguir el máximo aprovechamiento del recurso eólico son:

- Crear equipos cada vez más autónomos en los parques, de forma que se pueda atajar cualquier incidencia y resolverla. Una menor dependencia del exterior significa menor tiempo de parada. Esto supone más capacitación del equipo y más medios materiales.
- Ampliar el turno de retenes de operación y mantenimiento local. Se tiene que conseguir un compromiso entre lo que es coste y eficacia del parque, pero muchas de las averías de larga parada son debidas a que se producen a final del turno y no se atienden hasta el inicio del turno siguiente.
- Implantación de sistemas de expertos en supervisión de todos los aerogeneradores que ayuden a predecir averías y permitan adelantar y planificar la parada de mantenimiento.
- Despacho de telecontrol con supervisión y mando total las 24 horas del día. Se gana capacidad de maniobra para reposición, y versatilidad (menores tiempos de parada) que en caso de varios parques da lugar a una mayor flexibilidad de la explotación conjunta.
- Implantar una predicción fiable que va a ayudar por una parte a aumentar el valor de las ventas, porque hay un incentivo por salir al mercado y, por otra parte optimizar la programación de mantenimientos. Evidentemente, siempre será de ayuda poder disponer de la previsión de viento en rango de 1 a 10 días (de mayor a menor precisión) para planificar, distribuir y concentrar mantenimientos y tareas de parada de aerogeneradores. Es decir, optimizar el mantenimiento en función del régimen de viento.

Capítulo 7

Integración de los parques eólicos en la red eléctrica

7.1. CONEXIÓN A RED

Para que sea posible la conexión de un generador o parque eólico a la red receptora, es necesario que se cumplan unas determinadas condiciones técnicas y administrativas. En España, estas condiciones vienen dadas en la Orden de 5 de septiembre de 1985, “Normas administrativas y técnicas para funcionamiento de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica”. Esta orden ministerial rige todas las conexiones existentes de generación en régimen especial¹, incluyendo la de los parques eólicos. (Rodríguez, Burgos y Arnalte, 2003).

Los aspectos que recoge esta orden son los relativos a normas administrativas, potencias máximas que pueden entregar las centrales, condiciones que tienen que cumplir los generadores, tanto asíncronos como síncronos, características de la puesta a tierra, medida de la energía vertida a red, y protecciones.

En lo que respecta a las normas administrativas, se detalla la información que se debe suministrar, tanto el titular de la central como la empresa distribuidora de energía eléctrica. El titular de la central debe proporcionar:

- El número, la potencia y el tipo de aerogeneradores.
- Los datos para el cálculo de la corriente de cortocircuito.
- La potencia máxima que se entregará.

Por su parte, la compañía distribuidora deberá indicar:

- El punto de conexión y su tensión.
- Las potencias de cortocircuito máxima y mínima en el punto de conexión.
- Los datos del reenganche en ese punto.

1. Régimen especial. El Régimen Especial de producción de energía eléctrica es aquel que, como complemento al Régimen Ordinario, se aplica en España para la evacuación de energía eléctrica a las redes de distribución y transporte procedente del tratamiento de residuos, biomasa, hidráulica, eólica, solar y cogeneración.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establece los principios de un nuevo modelo de funcionamiento que, en lo que se refiere a la producción, están basados en la libre competencia. Sin embargo, dicha Ley hace compatible este fundamento con la consecución de otros objetivos, tales como la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medio ambiente.

Para ello establece la existencia de un Régimen Especial de producción, diferenciado del ordinario - en el que se cruzan ofertas y demandas de electricidad, determinando así el precio de la energía-, sin incurrir en situaciones discriminatorias que pudieran ser limitadoras de una libre competencia.

El régimen especial de producción se halla regulado por el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en el que se establece un sistema de incentivos temporales para aquellas instalaciones que requieren de ellos para situarse en posición de competencia en un mercado libre, excepto en el caso particular de cogeneración no superior a 1 MW y fotovoltaica no superior a 50 MW, que sólo tienen opción de vender en mercado regulado a tarifa, debido a que se hace necesario potenciar sus beneficios medioambientales, habida cuenta de que sus mayores costes no les permitirían dicha competencia.

En lo que respecta a las condiciones técnicas, hay que señalar que éstas se refieren exclusivamente al conjunto de dispositivos que permiten la conexión o desconexión del parque de la red, junto con las protecciones que verifican que la entrega de la energía se realiza en las condiciones prescritas.

A este respecto, y con carácter general, en la normativa se indica explícitamente que el funcionamiento de la central no debe producir alteraciones, ni puede funcionar en isla, alimentando a otros usuarios desconectados de la compañía. La potencia máxima de los generadores que se puede conectar a la red de alta tensión es de 5 MVA en el caso de generadores síncronos, y de 10 MVA en el caso de generadores asíncronos.

En ningún caso podrá utilizarse más de la mitad de la capacidad de salida del centro de transformación correspondiente a la línea a la que se conecte la central.

Los generadores asíncronos deberán funcionar con un factor de potencia superior a 0.86, y en lo que respecta a generadores eólicos, no es posible conectarlos más de tres veces por minuto. La caída de tensión que se produzca en la conexión no puede ser inferior al 2 %, y la potencia de cortocircuito en el punto de conexión debe ser 20 veces mayor que la potencia nominal del parque. La sincronización debe efectuarse cuando el deslizamiento sea como mucho del 10 % cuando la potencia nominal sea menor o igual a 1000 KVA, o del 5 % cuando esta potencia nominal sea superior a 1000 KVA. Estas restricciones están encaminadas a prevenir las fluctuaciones de tensión que pueden producirse, tanto en el proceso de conexión, como en el funcionamiento continuo.

Los generadores síncronos deben mantener un factor de potencia entre 0.8 y 1.

Además de los requisitos obligatorios establecidos para determinar el factor de potencia, es necesario tener en cuenta que el factor de potencia de la instalación influye en la remuneración por la energía entregada.

Todas las centrales eólicas deben tener un equipo de medida que incluya contador de energía activa y energía reactiva, máxímetro y diversos transformadores de medida normalizados.

A título orientativo, las instalaciones de producción se conectarán preferentemente al nivel de tensión que les corresponda de acuerdo con la potencia total de la instalación de producción según lo indicado en la tabla siguiente:

Potencia máxima de la instalación (KW)	Nivel de tensión T (KV)
100	≤ 1
1000	$1 < T \leq 10$
2000	$10 < T \leq 12$
3000	$12 < T \leq 15$
4000	$15 < T \leq 20$
6000	$20 < T \leq 25$
8000	$25 < T \leq 36$
15000	$36 < T \leq 72.5$
40000	$72.5 < T \leq 132$
>40000	$132 < T$

Tabla 7.1. Nivel de tensión de conexión de las centrales.

La regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial es objeto del Real Decreto 661/2007. (BOE 126).

Constituye el objeto de este real decreto:

a) El establecimiento de un régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial que sustituye al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y

sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial por una nueva regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

b) El establecimiento de un régimen económico transitorio para las instalaciones incluidas en las categorías a (cogeneración), b (energías renovables no consumibles que no realice actividades de producción en el régimen ordinario), c (instalaciones que utilicen como energía primaria residuos con valorización energética no contemplados en la categoría b) del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

c) La determinación de una prima que complemente el régimen retributivo de aquellas instalaciones con potencia superior a 50 MW, aplicable a las instalaciones incluidas en el artículo 30.5 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y a las cogeneraciones.

El artículo 18.e de este real decreto establece que las instalaciones eólicas están obligadas al cumplimiento de lo dispuesto en el procedimiento de operación P.O. 12.3 “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas”. En este procedimiento se imponen condiciones de tensión a soportar en los instantes siguientes a una falta y restricciones en la generación/absorción de reactiva del parque. Aquellas instalaciones eólicas que cuenten con los equipos técnicos necesarios para contribuir a la continuidad de suministro frente a huecos de tensión, incluyendo la oportuna coordinación de protecciones, tendrán derecho a percibir un complemento específico del 5 % durante 4 años.

7.1.1. Conexión del parque eólico El Manchego I a la red de distribución

El Parque Eólico El Manchego I cumple todas las condiciones técnicas y administrativas dadas en la Orden Ministerial de 5 de septiembre de 1985 que rige todas las conexiones existentes de generación en régimen especial. Asimismo, en virtud del Real Decreto 661/2007, se le otorga la condición de instalación de producción de energía eléctrica acogida al régimen especial e inscripción previa, perteneciendo al grupo b.2.1 del artículo segundo (instalaciones eólicas ubicadas en tierra), de acuerdo al documento expedido por la Dirección General de Industria y Energía de la Junta de Comunidades de Castilla La Mancha.

En cumplimiento del artículo 12.c del RD 661/2007 (“Informe del operador del sistema, o del gestor de la red de distribución en su caso, que acredite la adecuada cumplimentación de los procedimientos de acceso y conexión y el cumplimiento de los requisitos de información, técnicos y operativos establecidos en los procedimientos de operación, incluyendo la adscripción a un centro de control de generación con los requisitos establecidos en el presente real decreto”), Iberdrola Distribución Eléctrica como gestor de la red de distribución certifica que la instalación Parque Eólico El Manchego I cumple los requisitos exigidos por la legislación eléctrica española sobre los procedimientos de acceso y conexión a la red de distribución, así como los requisitos de información, técnicos y operativos establecidos en los procedimientos de operación.

La instalación de producción de energía eléctrica, por tratarse de una instalación con potencia superior a 10 MW, se inscribe a un centro de control de generación.

La energía eléctrica producida en el parque eólico se destina inicialmente a los consumos propios de la instalación, siendo la energía excedentaria entregada a la red de

Iberdrola a través de la interconexión establecida. Iberdrola está obligada a adquirir esta energía ya que el parque no puede ceder este excedente a terceros.

Según lo establecido en el artículo 24.1 del RD 661/2007 (“Para vender, total o parcialmente, su producción neta de energía eléctrica, los titulares de instalaciones a los que resulte de aplicación este real decreto deberán elegir una de las opciones siguientes: a) Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, expresada en céntimos de euro por KWh. b) Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por KWh, el parque puede elegir entre las opciones de ceder la electricidad a la empresa distribuidora o vender la electricidad libremente al mercado.

La conexión del parque con la red de distribución se efectúa en la subestación eléctrica de La Roda de 132 KV, cuya capacidad de evacuación se encuentra limitada.

La facturación de la energía entregada por el parque se efectúa por meses naturales. El complemento por la energía reactiva se fija como un porcentaje en función del factor de potencia con el que se entregue dicha energía, y será aplicado de acuerdo a la normativa vigente en ese momento.

Iberdrola puede cortar la interconexión con las instalaciones del parque en caso de trabajos programados, causa de fuerza mayor, por razones de seguridad o restricciones técnicas.

7.2. EVOLUCIÓN HISTÓRICA EN LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA

En la regulación del sector eléctrico español, cabe destacar 3 periodos bien diferenciadas:

1. La situación anterior a la aprobación de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico;
2. La promulgación de la Ley 54/1997, que es el texto legislativo básico regulador del sector eléctrico español; y
3. La Ley 17/2007, de 4 de julio por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

De este modo se encuentra que, en sus orígenes, la regulación del sector eléctrico se basaba en la consideración de la energía eléctrica como un servicio público. Sin embargo, tal servicio se realizaba por empresas privadas o públicas a través de autorización administrativas, teniendo la Administración el poder de reglamentación y supervisión de la actividad. Eran los denominados servicios privados de interés público.

En esta primera etapa tiene especial relevancia la adopción, en 1987, del Real Decreto 1538/1987 que supuso un cambio trascendente en la regulación del sector eléctrico con la entrada en vigor el 1 de enero de 1988 de lo que vino en llamarse "Marco Legal Estable" cuyo objeto era proporcionar un marco de referencia estable referido al sistema de ingresos de las empresas que suministran energía eléctrica y la determinación de la tarifa eléctrica en condiciones de mínimo coste.

Las empresas eléctricas actuaban como gestoras de un servicio público, de acuerdo con unas normas que fijaban sus ingresos.

Desde el 1 de enero de 1998, España cuenta con un nuevo marco regulador de la actividad eléctrica que ha dado lugar al desarrollo de un nuevo sistema eléctrico.

Este nuevo sistema se basa en la implantación de criterios de liberalización y competencia, de manera compatible con la conservación del medio ambiente y la seguridad del suministro, siendo su objetivo principal la promoción de la libre iniciativa de los agentes que operan en el sistema con el fin de incrementar la calidad del servicio y la competitividad en el mercado eléctrico.

Desde el punto de vista legal, el nuevo sistema se asienta en la Ley del Sector Eléctrico aprobada por el Parlamento español en noviembre de 1997 y en los Decretos que la desarrollan. A su vez, este conjunto de nuevas normas legales tienen, como referentes más destacados, la Directiva de la Unión Europea sobre Normas Comunes para el Mercado Interior de la Electricidad de diciembre de 1996 y el Protocolo para el Establecimiento de una Regulación del Sistema Eléctrico Nacional, también de diciembre de 1996, suscrito por el Ministerio de Industria y Energía y las empresas eléctricas españolas.

La aprobación de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, supuso trasponer la Directiva 96/92/CE al ordenamiento jurídico español, representa una transformación absoluta del sector eléctrico.

Considera el carácter esencial del suministro eléctrico para el funcionamiento de nuestra sociedad, si bien a diferencia de regulaciones anteriores, la presente Ley se asienta en el convencimiento de que garantizar el suministro eléctrico, su calidad y su coste no requiere de más intervención estatal que la que la propia regulación específica.

Se mantienen reguladas las actividades de transporte y distribución, dada su naturaleza de monopolio natural, mientras que se liberalizan las actividades de generación y comercialización.

Por último, la Ley 17/2007, de 4 de julio por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a la Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. (Fabra, 2007).

Esta ley establece 74 modificaciones de la Ley 54/1997, que afectan a todas las actividades destinadas al suministro eléctrico y a las funciones de los distintos organismos regulados por el sector eléctrico, entre las que cabe destacar por su importancia las siguientes (REE, 2009):

- Se determina que a partir del 1 de enero del 2009 desaparece el sistema tarifario integral y se establece la tarifa de último recurso, que será fijada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y a la que podrán acogerse todos los consumidores durante el 2009. a partir del 1 de enero del 2010 sólo podrán permanecer acogidos a la tarifa de último recurso los suministros en baja tensión y desde 2011 sólo podrán acogerse a estas tarifas los consumidores de potencia contratada inferior a 50 KW.
- Se crea la Oficina de Cambio de Suministrador, nuevo ente de carácter mercantil al que se le encomienda el control de los procesos de cambio de suministrador.
- Las empresas distribuidoras pierden la capacidad de vender electricidad a tarifa, que pasa a ser función de un nuevo sujeto, el comercializador de último recurso, a partir del 1 de enero de 2009.
- Se elimina la figura de agente externo, que pasa a ser incluida en la figura de comercializador.

- Se crea la figura del transportista único, función que se asigna a Red Eléctrica, que ejercerá la actividad junto a las del operador del sistema y gestor de la red de transporte. Para hacer efectiva la figura del transportista único, se obliga a las empresas que sean titulares de instalaciones de transporte a transmitir dichas instalaciones a Red Eléctrica en un plazo máximo de tres años.
- Se obliga a Red Eléctrica a la creación, en el plazo de un año, de una nueva estructura corporativa con una sociedad matriz que tenga la totalidad del capital de la sociedad filial a la que corresponden las funciones de operador del sistema, gestor de la red de transporte y transportista único, y que se creará con la aportación de todos los archivos materiales y personales actualmente dedicados al ejercicio de estas actividades. Asimismo, se transmiten a la sociedad matriz de la nueva estructura. Corporativa los límites accionarios derivados del ejercicio de la actividad de operación del sistema, que también se modifican.

Además de la Ley 17/2007, durante el 2007 se publicaron numerosas disposiciones que regulan el funcionamiento del sector eléctrico, entre las que destacan las siguientes:

- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, en el que se establece un nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial que sustituye al Real Decreto 436/2004.
- Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre del 2007, en la que además de la revisión de las tarifas establecidas en el Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, se establecen modificaciones de otros aspectos de la regulación del sector eléctrico, entre los que destaca la revisión de los periodos horarios que se aplicarán en las tarifas, tanto de suministro como de acceso, para adaptarlos a las curvas de demanda registradas en los últimos años, así como la definición de los principios generales de una nueva regulación de los pagos por capacidad, garantía de potencia según su anterior denominación.
- Real Decreto-Ley 11/2007, de 7 de diciembre, por el que se detrae de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica el mayor ingreso derivado de la asignación gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Al amparo de los mismos principios que justificaron la minoración recogida en el Real Decreto-Ley 3/2006, este real decreto-ley extiende la minoración a partir del 1 de enero de 2008 teniendo en cuenta el nuevo Plan de Asignación 2008-2012, establecido en el Real Decreto 1370/2006 y modificado por el Real Decreto 1030/2007. (Díaz-Guerra, 2007).

7.3. FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO ESPAÑOL

7.3.1. Consideraciones iniciales

El análisis económico de los mercados de producción de electricidad no puede ignorar las características singulares de la electricidad que, como condicionantes de su oferta y demanda, tienen importantes implicaciones para el correcto diseño y funcionamiento de los mercados. La imposibilidad de almacenar la electricidad, que hace necesaria la igualdad instantánea entre producción y consumo, requiere que exista capacidad excedentaria capaz de soportar las fuertes variaciones en la demanda y

la disponibilidad del parque de generación. Tal necesidad se ve acentuada por el hecho de que los ajustes instantáneos difícilmente pueden provenir del lado de la demanda, dado que la mayor parte de ésta ni paga los precios de mercado ni tiene capacidad para reducir su consumo en el corto plazo.

La falta de capacidad excedentaria no sólo pondría en peligro la estabilidad del sistema, sino que además intensificaría el poder de mercado.

En periodos de demanda alta, cuando la capacidad de todas las empresas es necesaria para la cobertura de la demanda, la competencia para la fijación del precio es muy limitada porque todas las unidades de producción, independientemente de sus precios de oferta, serán casadas. La relación inversa entre capacidad existente y poder de mercado supone a su vez un desincentivo para la inversión, dificultando que el mercado genere el sobredimensionamiento (técnico) necesario y socialmente óptimo.

Otra de las características asociadas al suministro eléctrico es la coexistencia de diversas tecnologías, con muy variadas estructuras de costes.

En cada momento, las nuevas inversiones se concentran en una única tecnología, pero la existencia de costes hundidos y la larga vida útil de las instalaciones hacen que coexistan las mejores tecnologías de cada momento.

El precio de la electricidad, que es el mismo para toda la producción horaria, no entiende de diferencias de costes ni discrimina según el origen de cada KWh. Así, las tecnologías con altos costes fijos y bajos costes variables operan casi continuamente, y su remuneración viene determinada por los precios que fijen, durante las distintas horas del día y los distintos periodos del año, las tecnologías de mayores costes variables, cuya producción es discontinua, y dependiente de variables exógenas, como la hidraulicidad o la intensidad del viento. Nada evita que el mercado sobreremunere a unas tecnologías e infraremunere a otras, por fenómenos del todo imprevisibles en el momento en que se produjeron las inversiones. Este desajuste en las rentabilidades, de existir en otros sectores, encontraría también en el mercado su propia solución, porque los agentes intensificarían las inversiones sobreremuneradas, reduciendo las infraremuneradas, hasta que convergieran sus rentabilidades. Este reajuste no es posible en el sector eléctrico porque la mayoría de las inversiones no son replicables, y porque la existencia de costes hundidos desaconseja el abandono de tecnologías cuya remuneración no cubre sus costes medios, pero sí los variables. Por tanto, los desajustes persisten, y lo hacen a costa de que se produzcan transferencias de rentas entre los consumidores y los propietarios de las tecnologías sobreremuneradas. A su vez, esto está haciendo políticamente inviable el que los consumidores paguen el precio de mercado, lo cual podría contribuir a reducir el dimensionamiento técnicamente necesario.

Las características singulares de la electricidad, y sus implicaciones, hacen que el funcionamiento de los mercados eléctricos sea muy sensible al diseño de mercado y a su estructura empresarial. Para que los mercados funcionen correctamente es necesario que se produzca competencia efectiva entre los oferentes, lo cual a su vez requiere que exista un gran número de empresas con un *mix* tecnológico semejante, que se disponga de capacidad de importación y que el margen de reserva sea suficiente. Si no confluyen estas características, la elección del diseño de mercado podrá hacer poco para mitigar el poder de mercado y sus consecuencias. Pero las cosas son susceptibles de empeorar: un mal diseño de mercado, si desincentiva las inversiones eficientes y genera incentivos para la concentración, puede agravar las consecuencias de una estructura de mercado inadecuada, comprometiendo de este modo la eficacia de futuras reformas regulatorias. (OMEL, 2009).

7.3.2. El diseño del mercado de producción de electricidad

7.3.2.1. Las reglas del mercado

El mercado de producción de energía eléctrica en España se organiza en torno a una secuencia de subastas y de procesos técnicos de operación del sistema (mercado diario, mercados intradiarios, resolución de restricciones técnicas, servicios complementarios y gestión de desvíos). (REE, 2008).

La participación en estos mercados no es obligatoria si se ha contratado previamente de forma bilateral (contratos entre generación y consumo fuera de mercado)².

El mercado diario concentra la mayor parte de las transacciones. En él participan como agentes del mercado los titulares de las unidades de generación, los autoprodutores por su energía excedentaria, los agentes externos, los distribuidores, los comercializadores, y los consumidores cualificados³.

Para cada tramo horario del día previo a la entrega física de la electricidad, los agentes presentan ofertas de venta y de compra de electricidad al Operador del Mercado (OMEL). Las ofertas de venta o compra especifican el precio mínimo o máximo, respectivamente, al cual están dispuestos a vender o adquirir las cantidades ofertadas. Las ofertas pueden incluir hasta un total de 25 pares de precios y cantidades, siendo las ofertas de venta crecientes, y, las de compra, decrecientes. Además, las ofertas de venta pueden incluir una serie de condiciones complejas, tales como la condición de indivisibilidad, el gradiente de carga, la condición de ingresos mínimos o de parada programada.

OMEL es responsable de casar oferta y demanda según un criterio de preferencia económica, ordenando de menor a mayor el precio de las ofertas de venta, y en orden inverso las de compra. Las ofertas de venta cuyo precio resulte inferior al mayor precio aceptado (el denominado precio marginal del sistema), así como las ofertas de compra con un precio superior, son casadas.

Este tipo de subasta se denomina subasta de precios uniformes, porque todas las unidades casadas reciben (del lado de la oferta) y pagan (del lado de la demanda) un precio uniforme, el que corresponde a la oferta marginal, independientemente de los precios que cada una de ellas haya ofertado. La figura 7.1 (OMEL, 2009) representa las curvas de oferta y demanda agregadas en el mercado diario, identificando las ofertas de compra y venta casadas y el precio marginal del sistema.

2. El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios, introduce la posibilidad de negociación a los comercializadores a través de contratación bilateral física. El Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública, también contempla esa misma posibilidad para los distribuidores, pero en estos momentos está pendiente de desarrollo legislativo.

3. A partir de junio de 2005 (RD 1454/2005), los distribuidores, además de presentar ofertas de adquisición para cubrir la demanda de los consumidores sujetos a tarifa, deben presentar ofertas de venta por la cantidad adquirida a las unidades en régimen especial. Tanto el coste incurrido como los ingresos generados por los distribuidores en sus compras y ventas en los mercados diarios e intradiarios se tienen en cuenta en las liquidaciones que realiza la CNE.

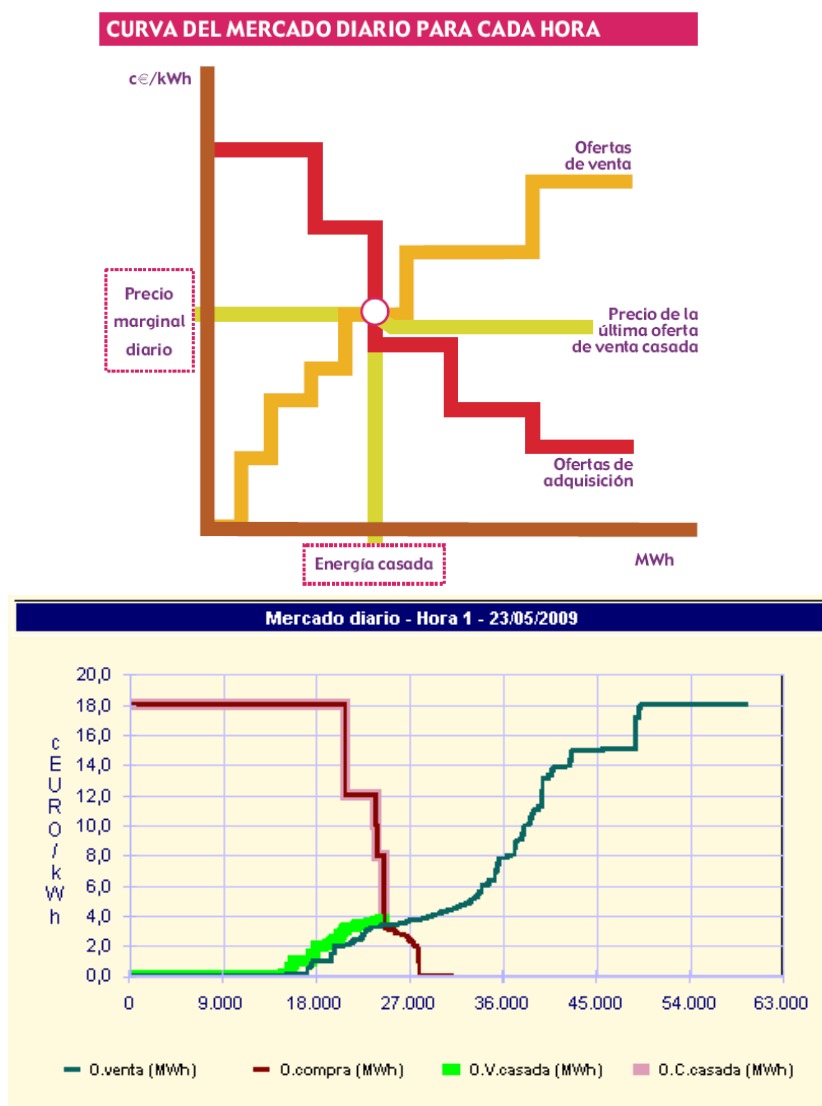


Figura 7.1. Curvas de oferta y demanda en el mercado diario

OMEL incorpora a la casación del mercado diario los contratos bilaterales físicos, así como la producción de las unidades en régimen especial que no hayan sido ofertadas en el mercado. A su vez, el Operador del Sistema (REE) estudia la viabilidad técnica del despacho económico para garantizar la estabilidad del sistema y, en su caso, procede a solucionar las restricciones técnicas. Hasta la entrada en vigor del Real Decreto 2351/2004, en mayo de 2005, REE retiraba e incorporaba la potencia necesaria para solventar las restricciones siguiendo un orden de preferencia económica basado en las ofertas del mercado diario. Esto provocaba distorsiones en el comportamiento de la oferta⁴, y generaba un tratamiento asimétrico en la resolución de las restricciones entre las unidades participantes del mercado diario y las sujetas a contratos bilaterales físicos.

4. Se producían dos tipos de interferencias. Primero, dado que la retirada de una unidad por limitaciones del sistema no da lugar a compensación, una gran parte de las unidades de producción eran ofertadas a cero para evitar su retirada. Segundo, dado que la energía incorporada para solventar las restricciones era remunerada según su propia puja, las unidades que previsiblemente iban a ser acopladas por ese motivo tenían incentivos a elevar su precio de oferta. Además, el que no se tuvieran en cuenta las condiciones complejas para la resolución de las restricciones (por ejemplo, la condición de ingresos mínimos) provocaba costes adicionales.

En la actualidad, tanto las unidades de producción que tienen que ser retiradas como las que pueden ser acopladas presentan nuevas ofertas que REE utiliza para solventar las restricciones al menor coste. El sobrecoste derivado del proceso de resolución de restricciones técnicas se reparte entre la energía medida a los consumidores peninsulares. Con posterioridad a la resolución de las restricciones de red, REE también gestiona los mercados de servicios complementarios y otros procesos de operación técnica.

Una vez celebrada la sesión del mercado diario y recibidas las ejecuciones de los contratos bilaterales físicos nacionales, el operador del sistema evalúa la viabilidad técnica del programa de funcionamiento de las unidades de producción para garantizar la seguridad y fiabilidad del suministro en la red de transporte, proceso conocido como solución de las restricciones técnicas. Si el resultado de la casación del mercado diario más las ejecuciones de los contratos bilaterales físicos no respeta la capacidad máxima de intercambio entre sistemas eléctricos, o los requisitos de seguridad, el procedimiento de solución de restricciones técnicas modifica en el primer caso las compras o ventas desde sistemas eléctricos externos que provoquen el exceso de intercambio en la interconexión, y en el segundo caso la asignación de energía de las unidades de producción.

Los mercados de Servicios Complementarios de Frecuencia-Potencia (regulación primaria, secundaria y terciaria) tienen como función seguir las órdenes del Operador del Sistema de aumentar o disminuir la producción eléctrica cuando se produzcan desvíos entre generación y consumo. Existen tres servicios complementarios básicos:

- Regulación Primaria. Su objetivo es la corrección automática (en 30 segundos) de los desequilibrios instantáneos de frecuencia por medio de los reguladores de velocidad y según la propia inercia de las máquinas o instalaciones de generación. Este servicio es obligatorio y no tiene una remuneración adicional.
- Regulación Secundaria o Banda de Regulación. Permite al OS disponer de una reserva de capacidad disponible muy flexible (deben responder en 30 segundos en caso de contingencia) para resolver desequilibrios significativos entre generación y demanda.

Cada día, el OS estima la reserva de regulación, en términos de potencia, necesaria para asegurar el suministro en condiciones de fiabilidad en caso de contingencia, después de la celebración del mercado diario y del de restricciones. Las empresas generadores, con carácter voluntario presentan sus ofertas de capacidad disponible, asignándose la banda requerida por el OS entre éstas utilizando un criterio de mínimo coste. El coste marginal de la banda de potencia para cada hora marca el precio con el que se remunera toda la capacidad casada en este mercado.

El servicio de regulación secundaria es ofrecido por zonas de regulación – agrupaciones de centrales con capacidad de prestar el servicio de regulación secundaria, a requerimiento del OS, con respuesta constante de tiempo de 100 segundos.

Hay nueve zonas de regulación en el sistema eléctrico español en la actualidad agrupando las centrales de generación de los agentes productores, aunque no todas las unidades de generación forman parte de una zona de regulación, quedando limitada su participación en este servicio a aquellas que el OS considera cumplen los requisitos para realizarlo adecuadamente, según están establecidos en los Procedimientos de Operación del OS.

- Regulación Terciaria. Es el mecanismo que tiene por objetivo que, en caso de que se haga uso de la banda secundaria por causa de una contingencia, pueda restituirse la reserva de banda.

Este servicio es de carácter obligatorio para las unidades de producción que pueden ofrecerlo. Así, todas las unidades de generación del sistema que pueden variar su producción en un tiempo no superior a 15 minutos y mantener la variación durante 2 horas deben ofrecer toda su capacidad excedentaria (no contratada en otros mercados o servicios) al OS.

El mercado de energía terciaria se celebra a última hora del día anterior al despacho. En él, los generadores envían ofertas por la variación máxima de su potencia a subir y a bajar. El precio de la energía terciaria a subir y a bajar es el precio marginal resultante en estos dos mercados. Sin embargo, al contrario que en el caso de la reserva secundaria, los generadores sólo perciben ingresos por este servicio si es utilizado por el OS.

La reserva terciaria se activa de forma manual, subiendo o bajando la potencia de las centrales de generación o consumo de bombeo que hubieran ofertado al menor precio, en el caso de energía a subir, o al mayor precio de recompra de energía en el caso de energía a bajar.

El mercado intradiario, estructurado en seis sesiones con distintos horizontes de programación, permite a los agentes ajustar sus posiciones de compra o venta sobre el programa resultante de los mercados y procesos anteriores. Las normas que rigen el funcionamiento del mercado intradiario son similares a las del mercado diario. En particular, el precio que perciben o pagan las unidades casadas es el mismo en cada uno de los periodos de casación de cada una de las sesiones. Ver figura 7.2 (OMEL, 2009).

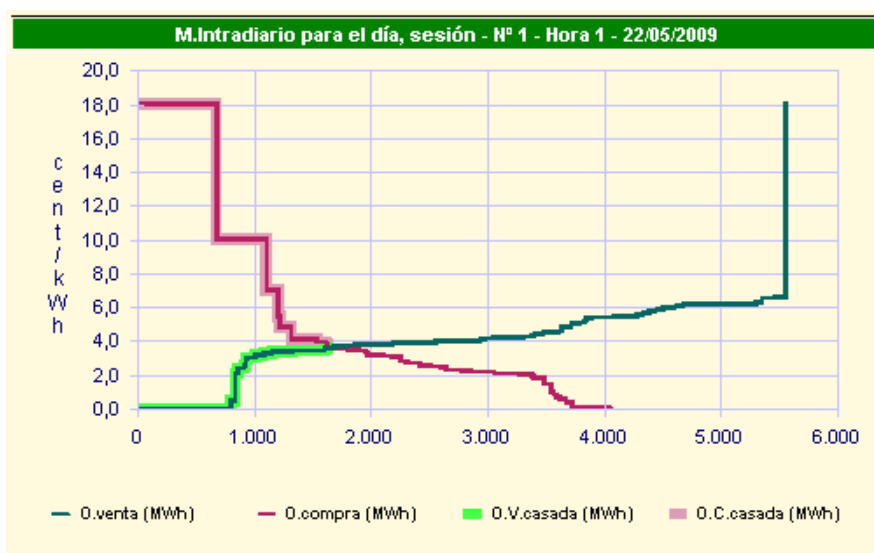
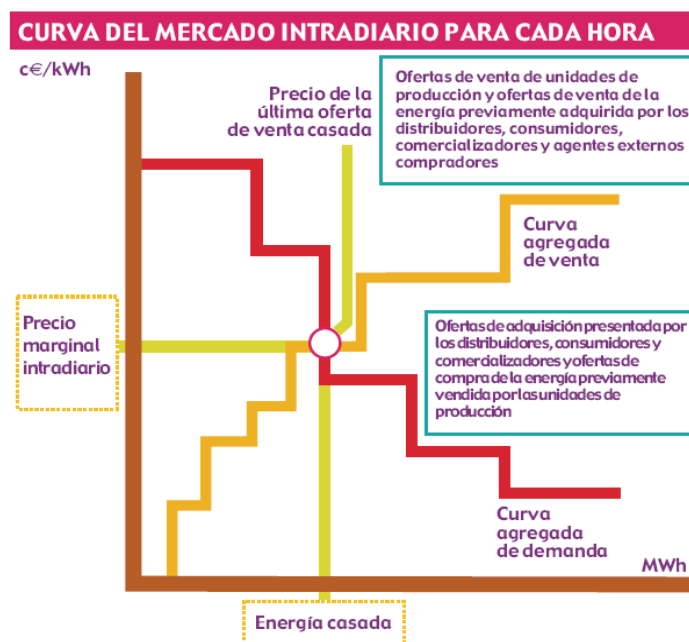


Figura 7.2. Curva de oferta y demanda en el mercado intradiario

La gestión de desvíos es el mecanismo que utiliza el OS para resolver desequilibrios entre la oferta y la demanda que puedan identificarse unas pocas horas antes del despacho, tras la celebración de cada mercado intradiario.

Los agentes de producción de energía eléctrica comunican al OS las previsiones de desvíos originados por distintas causas que, junto con las variaciones en la previsión de producción eólica que realiza el OS, y sólo en el caso de que el conjunto de los desvíos previstos durante el periodo entre dos mercados intradiarios superen los 300 MW en media horaria, da lugar que se convoque el mercado de gestión de desvíos.

Este mercado de gestión de desvíos consiste en pedir ofertas a los generadores en el sentido opuesto a los desvíos previstos en el sistema, esto es, si se considera que el sistema está corto con el programa de generación existente, se piden ofertas de mayor producción a los agentes para generar más energía, y, en el caso opuesto, cuando en el sistema existe un programa largo de producción respecto a la demanda y por tanto se

considera que sobra energía, se piden ofertas a los generadores para reducir su programa de producción.

El sobrecoste originado por los desvíos es posteriormente liquidado a los agentes causantes de los mismos. Si el desvío neto del sistema es a subir, significa que hay más demanda que producción y por tanto se necesita mayor generación convocando gestión de desvíos a subir en caso de no ser suficiente la utilización de servicios complementarios a subir (secundaria y terciaria). En el caso de que el desvío neto del sistema sea a bajar, significa que sobra producción, requiriendo el sistema una disminución de esta, y utilizando ofertas de recompra de energía de los programas de los generadores.

En tiempo real (dentro de los 15 minutos anteriores al despacho), el OS tiene a su disposición, aparte de los servicios de regulación y de los mecanismos de resolución de restricciones en tiempo real, mecanismos de emergencia por los que podría obligar, en caso de extrema necesidad para el sistema, a determinadas unidades de generación a modificar sus niveles de producción.

Finalizados los periodos temporales de los programas de los agentes, consumidores y generadores, se entra en los procesos de liquidación de sus energías (cobros y pagos) realmente producidas y consumidas, repercutiendo a cada uno los costes de los desvíos en que han incurrido por haber incumplido sus respectivos programas de producción y consumo. Así, a aquellos que se han desviado a subir en una determinada hora (generadores que han producido más que su programa y consumidores que han consumido menos que sus programas) se les repercute el coste correspondiente en caso de que ese desvío haya ido en dirección contraria a las necesidades del sistema en dicha hora (los generadores cobran un precio inferior al precio marginal de la hora por su producción adicional, y los consumidores reciben un precio inferior al precio marginal que pagaron en esa hora por su menor consumo), mientras que si su desvío fue en el mismo sentido de las necesidades del sistema, no se les repercute coste alguno (los generadores cobran el marginal y los consumidores reciben el marginal). Razonamiento idéntico es para el caso de desvíos a bajar, en los que productores han generado menos energía que su programa y los consumidores han consumido más que lo establecido en su programa.

En la figura 7.3 (OMEL, 2009) se muestra un esquema de la secuencia de procesos de operación del mercado de producción.

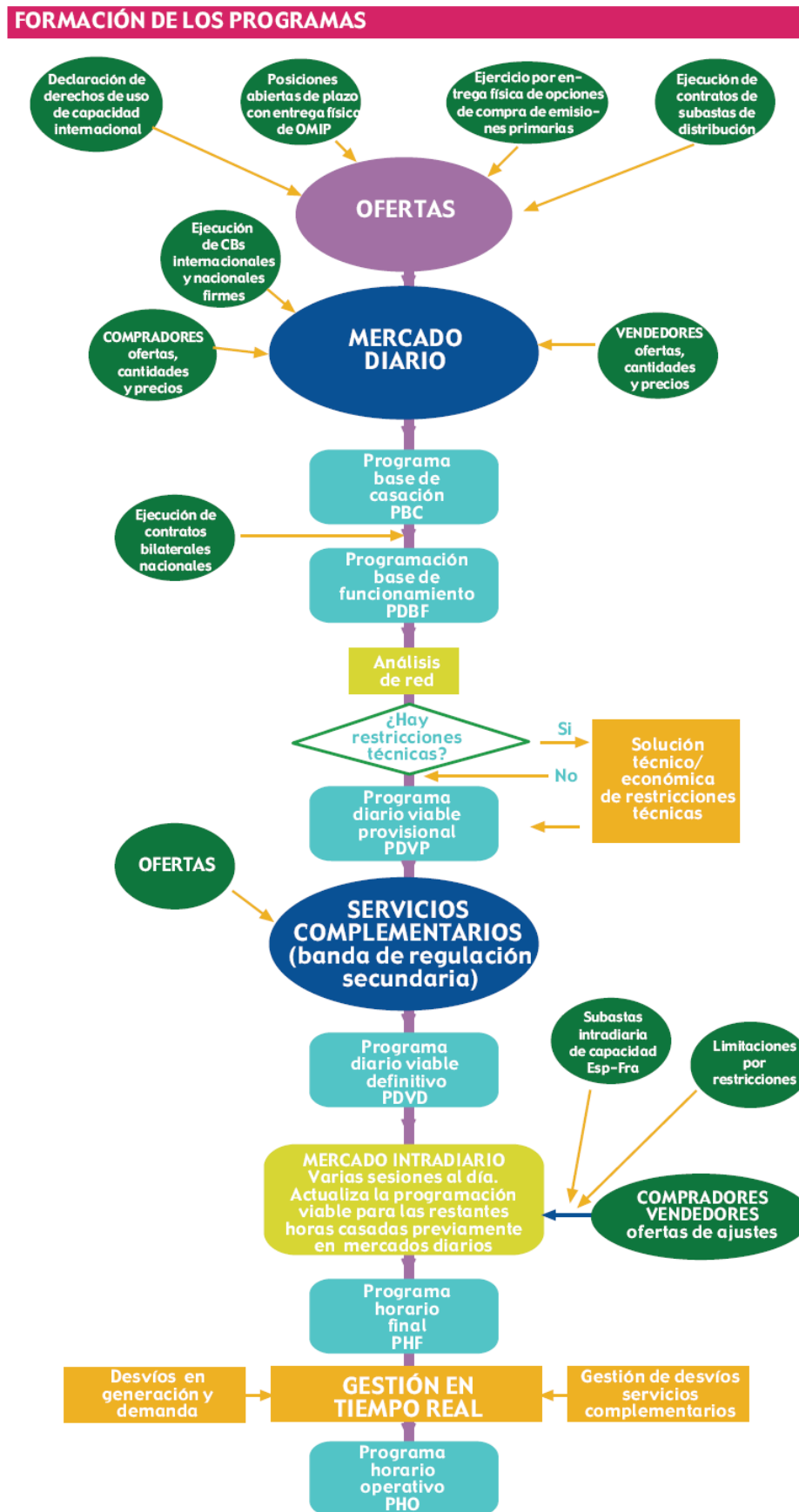


Figura 7.3. Secuencia del mercado de producción

- **El precio final**

El precio final de la electricidad, además de incluir los precios resultantes del mercado (el precio de casación del mercado diario y de los intradiarios, los costes de la solución de las restricciones técnicas, de los mercados de servicios complementarios y de los procesos de operación técnica), incluye elementos retributivos fijados administrativamente, entre los que cabe destacar la garantía de potencia.

La ley incorpora la garantía de potencia con el objetivo de fomentar la disponibilidad de las unidades de producción e incentivar la inversión en activos de generación. Los comercializadores, consumidores cualificados y agentes externos efectuarán un pago por garantía de potencia producto de la energía adquirida en cada hora por el precio correspondiente a la misma. Los pagos que realizan los consumidores en concepto de garantía de potencia alimentan una bolsa, con valor aproximado de 1000 M€/año, que se reparte entre las centrales en función de sus horas de disponibilidad (siempre que superen un valor mínimo).

En la figura 7.4 (REE, 2008) se muestra la demanda de electricidad en España en el periodo 1996-2008.

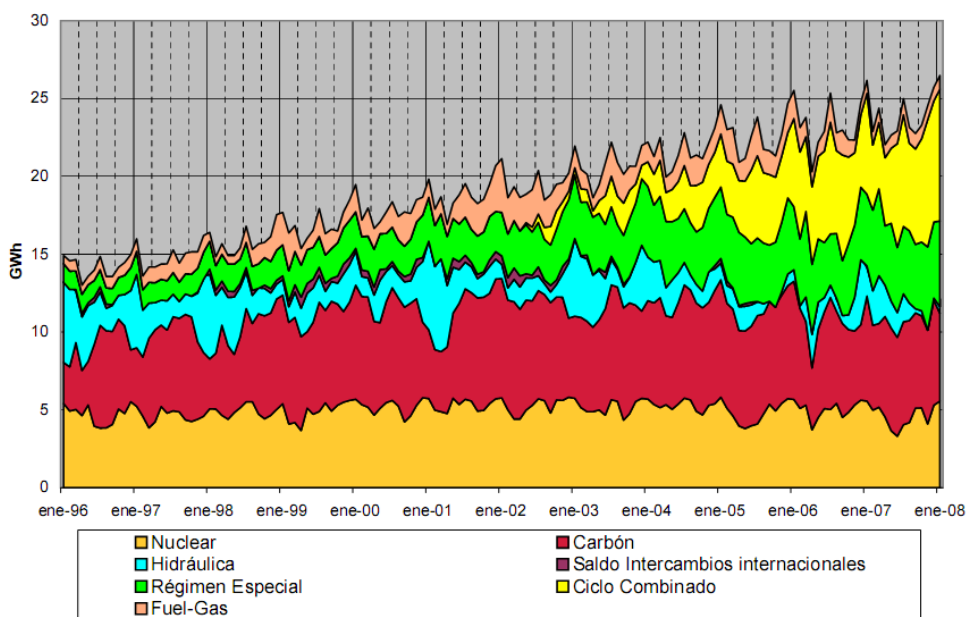


Figura 7.4. Demanda de electricidad en España y su cobertura, 1996-2008.

La cuantía de la garantía de potencia ha estado sujeta a un gran número de modificaciones, pero su filosofía no ha variado. El pago medio en concepto de garantía de potencia se fijó inicialmente en 0,697 c€/kWh, y se ha ido reduciendo paulatinamente hasta alcanzar los 0,481 c€/kWh actuales (de forma aproximada, el flujo de pagos es semejante a la mitad del coste fijo de una central de ciclo combinado). La última modificación la recoge el RD 1454/2005 que, entre otros cambios, establece que los contratos bilaterales físicos cobran y pagan garantía de potencia (con anterioridad, sólo se percibía y se pagaba si se había participado en el mercado diario), reduce el número de horas de funcionamiento mínimo a 50 para tener derecho al cobro de la garantía de potencia, e intensifica las inspecciones de las instalaciones con derecho a cobro de garantía de potencia.

- **Efectos de las reglas de mercado sobre el comportamiento de la oferta**

Las reglas de mercado condicionan el comportamiento de la oferta y los equilibrios resultantes. Bajo la subasta de precios uniformes vigente en el mercado eléctrico español, los equilibrios dependen de forma crítica de la relación entre las capacidades instaladas y el valor de la demanda. Los equilibrios son de dos tipos: los equilibrios competitivos, en el sentido de que el precio de mercado está limitado por los costes marginales de producción; y los equilibrios colusivos, porque los costes ya no limitan el valor de las ofertas.

Bajo los equilibrios competitivos, las unidades con costes menores al coste marginal de la primera unidad no despachada, son ofertadas a su propio coste (o incluso a precios inferiores si se quiere asegurar su inclusión en el despacho), existiendo una de ellas, la marginal, que es ofertada a un precio ligeramente inferior al coste de la primera unidad no despachada.

Bajo este equilibrio se minimizan los costes de producción; es decir, el despacho es eficiente.

Las ofertas competitivas pueden no constituir un equilibrio si existe una empresa que, tomando como dadas las pujas de sus rivales, pudiera aumentar sus beneficios elevando sus pujas. Si bien la elevación de sus pujas conllevaría una reducción en su producción, ésta podría ser compensada por el aumento del precio del que se beneficiaría a través de toda su propia capacidad inframarginal. Los incentivos a desviarse del equilibrio competitivo serán mayores cuanto mayor pueda ser la elevación del precio y menor la consiguiente pérdida de producción, y cuanto mayor sea su capacidad inframarginal (es decir, cuanto mayor sea la empresa y menor sea la elasticidad de la curva de demanda residual a la que se enfrenta). Por tanto, si el grado de concentración es elevado, y si el margen de reserva es estrecho, las ofertas competitivas sólo constituirán una situación de equilibrio en un número muy reducido de horas.

Alternativamente, cuando existe una empresa con incentivos a desviarse del equilibrio competitivo, se generan equilibrios colusivos, que dan lugar a ineficiencias productivas, y precios superiores al coste de la primera unidad que, bajo un despacho eficiente, no hubiera resultado casada. De forma genérica, en estos equilibrios todas las empresas, excepto una, pujan precios iguales a sus costes marginales, y la empresa restante (denominada pivotal) puja el precio que maximiza sus beneficios sobre su demanda residual.

Como puede apreciarse en la figura 7.1, una gran parte de la producción es ofertada a cero, asegurando su casación, y sólo las unidades que previsiblemente serán marginales son ofertadas a precios superiores, con el objetivo de fijar precios marginales del sistema que retribuyan adecuadamente toda la producción inframarginal.

7.3.2.2. Proceso de operación de los parques eólicos en el mercado eléctrico

La figura 7.5 representa el flujograma de operación de los parques eólicos en el mercado eléctrico.

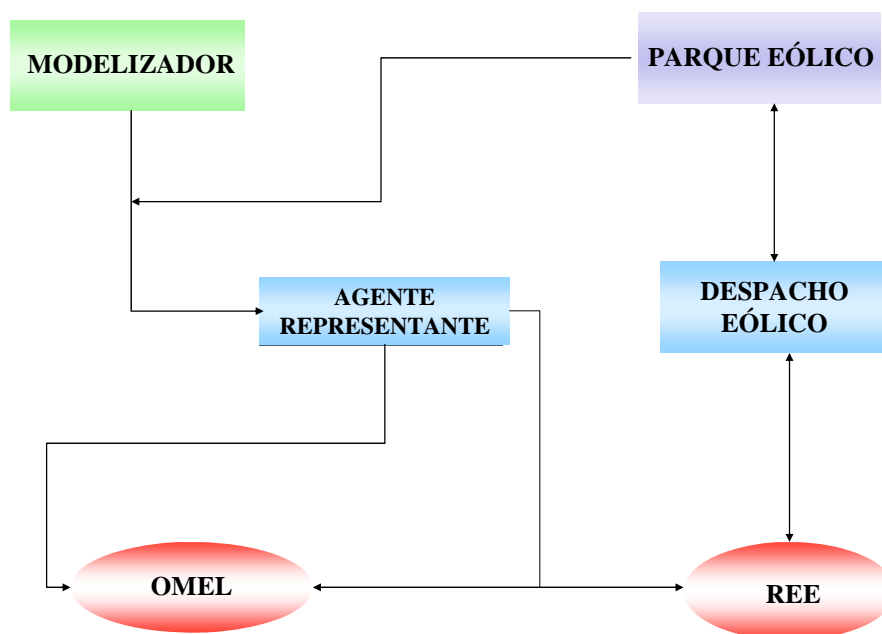


Figura 7.5. Flujograma de operación en el mercado eléctrico

El modelizador es el encargado de predecir el campo de vientos y la producción energética del parque eólico en tiempo real. El despacho eólico a su vez informa al modelizador de la disponibilidad del parque eólico para en caso de tener que corregir la producción, lo haga antes de comunicar dichos valores al agente del mercado eléctrico. Una vez conocidas las previsiones de producción finales, se las comunica al agente de mercado (representante), encargado de presentar las ofertas de venta y de compra de electricidad al Operador del Mercado (OMEL).

7.3.3. Integración de la generación eólica en la red eléctrica

En los siguientes subapartados se describen las repercusiones que tiene la integración de potencia eléctrica de parques eólicos en la planificación y operación de la red eléctrica. (REE, 2008).

7.3.3.1. Repercusiones en la planificación de la red eléctrica

En los primeros años de explotación comercial de la energía eólica en forma de energía eléctrica (década de los 80), la potencia instalada en parques eólicos representaba un porcentaje insignificante de la capacidad total del sistema eléctrico al que se conectaba. Generalmente la conexión se realizaba en los niveles de media tensión (unas decenas de KV). Los parques eólicos actuaban como una fuente generadora más, con factores de potencia cercanos a la unidad y cumpliendo las normas de seguridad específicas de cada red eléctrica de tensión, desvío de frecuencia, etc. Los operadores de redes eléctricas también solían poner condiciones, en cuanto a posibles distorsiones en la forma de onda como *flickers* o distorsiones armónicas.

Pero conforme iba aumentando la potencia instalada en parques eólicos, el porcentaje que esta potencia instalada representaba frente a la capacidad total de la red

eléctrica fue haciéndose mayor. El desarrollo de nuevos aerogeneradores cada vez más potentes, con la consiguiente construcción de parques de mayor capacidad, trajo también otra consecuencia: la conexión se hace en subestaciones conectadas directamente en niveles de tensión más elevados (redes de reparto o redes de transporte). Por otra parte, las zonas de mayor demanda de energía eléctrica no siempre coinciden con las de mayor potencial eólico (de hecho lo normal es la situación contraria: las zonas con mayor potencial eólico suelen corresponder a zonas casi despobladas y, por tanto, con escasa demanda energética). Así surge una necesidad de acuerdo entre los promotores de parques eólicos y los operadores de la red eléctrica, acuerdo que ha venido establecido en la legislación vigente.

El objetivo subyacente en la legislación vigente (nuevas reglas) es el de hacer pasar a los parques eólicos de generadores “pasivos o neutros”, a asumir un papel más activo en las redes eléctricas. El nuevo papel de los parques eólicos implica un aumento (o, por lo menos, no deterioro) de la calidad de suministro de las propias redes eléctricas.

Las nuevas reglas de conexión de parques eólicos a la red eléctrica imponen limitaciones de potencia máxima que se puede conectar, y condiciones mínimas de seguridad y calidad de suministro. Por particularizar para el caso de España, la Administración ya ha establecido normas generales que posibilitan estas limitaciones o condiciones. Así, en la Resolución de 11 de febrero de 2005, de la Secretaria General de la Energía (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio), por la que se aprueba un conjunto de procedimientos de carácter técnico e instrumental para realizar la adecuada gestión del Sistema Eléctrico (BOE de 1 de marzo de 2005), aprueba los procedimientos de operación siguientes:

- P.O. 12.1. Solicitudes de acceso para la conexión de nuevas instalaciones a la red de transporte
- P.O. 12.2. Instalaciones conectadas a la red de transporte: requisitos mínimos de diseño, equipamiento, funcionamiento y seguridad, y puesta de servicio.
- P.O. 12.3. Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas.

Así, el artículo 4.2 del P.O. 12.1. en su apartado de acceso para generación establece: “El Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte establecerá la capacidad de acceso en un punto de la red como la producción total de simultánea máxima que puede inyectarse en dicho punto.”

Este último párrafo del referido artículo posibilita que el operador del sistema (en este caso Red Eléctrica de España, S.A.) pueda limitar la potencia máxima de un parque eólico en función de la capacidad de la red para el punto de conexión. El resto del articulado, y sobre todo los P.O. 12.2 y 12.3, imponen las condiciones técnicas que tienen que cumplir las instalaciones generadoras (que afectan también a los parques eólicos), en aspectos relacionados con la seguridad de las mismas. En este sentido están regulados los valores máximos de tiempos críticos de eliminación de faltas y de potencia de cortocircuito, la normativa aplicable a la coordinación de aislamiento, los valores máximos de incrementos de tensión o la capacidad de soportar huecos de tensión.

La estructura administrativa de nuestro país queda mejor reflejada en la Orden ITC/2675/2006, de 1 de agosto, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, de la red básica de gas natural y de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos (BOE de 17 de agosto de 2006), en la que establece como agentes en la planificación de la red eléctrica de transporte y referido a la integración de nuevos

parques eólicos, a las autoridades autonómicas. Esta orden obliga a todos los sujetos del sistema eléctrico, Comunidades Autónomas y promotores de nuevos proyectos de generación eléctrica, a suministrar la información necesaria para la planificación de la expansión de la red de transporte. El tratamiento dado a los nuevos parques eólicos incluye, como novedad, que en el proceso de determinación de la capacidad máxima de conexión intervengan el operador del Sistema, la Administración Central y las Comunidades Autónomas: “La información aportada servirá de base y tendrá carácter de complementaria a la ya existente a la hora del establecimiento de los límites de la capacidad máxima de conexión de parques eólicos a la red eléctrica compatibles con la seguridad del sistema, desagregados en su caso por nudos y regiones, en cuyo proceso de determinación participaran conjuntamente con el operador del sistema la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas.”

7.3.3.2. Repercusiones en la operación de la red eléctrica

Una de las características actuales más peculiares de la energía eléctrica producida en parques eólicos es su carácter no gestionable. Entendemos como carácter gestionable de la generación de energía eléctrica, a la capacidad de afrontar lo desconocido en términos de producción de potencia eléctrica. La energía eléctrica producida en parques eólicos actuales es no gestionable por las características indicadas a continuación.

- Alta vulnerabilidad ante contingencias (por ejemplo, ante los huecos de tensión).
- Régimen de generación eléctrica con alta intermitencia (en función de la evolución del viento, que puede presentar importantes cambios en intervalos cortos de tiempo).
- Imposibilidad de control de la producción eléctrica (se genera toda la energía eléctrica que el viento aporte, sin que sea posible aumentar esa energía eléctrica, ni sea económicamente rentable reducirla).
- Escasa fiabilidad en los valores futuros de la producción de energía eléctrica (frente a la programación de la generación eléctrica de las centrales clásicas, en los parques eólicos solo se puede llegar a unas predicciones de potencia eléctrica generada afectadas por un error de predicción).

Entre los problemas técnicos actuales más importantes, originados por los parques eólicos de mayor dimensión, en cuanto a la operación de la red eléctrica (en un contexto de una creciente integración de energía de origen eólico), se encuentran los derivados de la estabilidad del Sistema Eléctrico y la variabilidad de la energía eléctrica (de origen eólico) producida. La estabilidad del Sistema viene afectada, entre otros aspectos, por la mayor sensibilidad de los parques eólicos a los huecos de tensión, lo que hace que desconecten a la menor anomalía. La variabilidad de la potencia eléctrica producida, consecuencia del carácter no continuo del viento, obliga a compensarla (en forma de generación si gestionable) con una reserva de generación eléctrica suficiente en magnitud y en velocidad de respuesta.

En España, la Administración ha regulado ciertos aspectos que pretenden ofrecer soluciones a los problemas de operación de la red eléctrica. Una primera solución es la de posibilitar la gestión de los parques eólicos. Así, el RD 661/2007 de 25 de mayo (BOE del 26 de mayo de 2007) por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, en su artículo 18 dice: “Todas las instalaciones de régimen especial con potencia superior a 10 MW deberán estar adscritas a un centro de control de generación, que actuara como interlocutor con el operador del sistema, remitiéndole la información en tiempo real de las instalaciones y haciendo que sus

instrucciones sean ejecutadas con objeto de garantizar en todo momento la fiabilidad del sistema eléctrico.”

Esta obligación de conexión a un centro de control viene desarrollada en el procedimiento de operación P.O. 3.7 de programación de la generación renovable no gestionable. En este P.O. 3.7 se faculta al operador del sistema a dar las instrucciones oportunas de modificación de la producción de las unidades de generación renovable no gestionable (caso de los parques eólicos) por medio de sus respectivos centros de control. También se identifican en el citado procedimiento cinco causas que obligan a la reducción de la producción, y son las reseñadas seguidamente:

1. Congestión en la evacuación de la generación: la congestión responde a la aparición de sobrecargas no admisibles en elementos de la red de transporte, como consecuencia de un exceso de generación de energía en una zona geográfica por encima de la capacidad de evacuación de la misma por la red.
2. Estabilidad: asociada a los huecos de tensión responsables de la desconexión de parques eólicos, facultando al operador a que determine la máxima potencia eólica que se puede integrar en el Sistema sin comprometer su seguridad.
3. Potencia de cortocircuito: cuando en algún nudo de la red de transporte el valor de la potencia de cortocircuito ponga en riesgo la seguridad del sistema, puede obligarse a la reducción de la producción.
4. Viabilidad de los balances de potencia: el operador del sistema debe garantizar la viabilidad de los balances de potencia activa y reactiva teniendo en cuenta las circunstancias singulares de operación y los límites técnicos de las unidades gestionables, para poder cubrir la demanda en los periodos horarios siguientes. Esto puede significar restricciones técnicas para las unidades no gestionables (reducciones de producción).
5. Excedentes de generación no integrables en el sistema: en aquellos casos en que se presente una demanda inferior a la prevista o una generación, de las unidades no gestionables, superior a la prevista, el operador puede reducir la producción de estas últimas.

La segunda solución regulatoria ofrecida por la Administración ha sido el procedimiento de operación P.O. 12.3 (BOE de 24 de octubre de 2006) sobre requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas. Este procedimiento regula, fundamentalmente, la no desconexión de la red eléctrica de parques eólicos por huecos de tensión producidos por faltas correctamente despejadas.

Queda todavía camino por andar para resolver los problemas de operación de la Red Eléctrica derivados de la conexión de parques eólicos. Como soluciones a contemplar en el futuro se pueden citar las indicadas a continuación.

1. Mejora de la tecnología de los parques eólicos para minimizar el impacto de su conexión en la red eléctrica.
2. Mejora de las infraestructuras de intercambio de energía eléctrica con el exterior.
3. Planificación simultánea de la expansión de la red eléctrica con la de construcción de nuevos parques eólicos.

7.4. RÉGIMEN ECONÓMICO APLICABLE A LOS PARQUES EÓLICOS

7.4.1. Legislación aplicable

El régimen económico aplicable a los parques eólicos está legislado en el capítulo IV del Real Decreto 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (Talaván, 2009).

Los puntos más importantes a destacar del real decreto son:

- Desaparece la tarifa media de referencia (TMR) del anterior Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo. La retribución del régimen especial no va ligada a la Tarifa Media o de Referencia.

La actualización de las tarifas, primas y complementos irá ligada a otros factores, tales como el IPC o el precio del gas natural.

La TMR se utilizaba como referencia para la retribución fija a través del distribuidor (tarifa regulada) y para la prima, incentivo y complementos que recibían los generadores del régimen especial que venden su energía al mercado mayorista, según el Real Decreto 436/2004.

Por el real decreto 436/2004 las instalaciones eólicas de no más de 5 MW de potencia instalada:

Tarifa: 90 % durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha y 80 % a partir de entonces.

Prima: 40 % de la TMR

Incentivo: 10 % de la TMR

El resto de instalaciones de potencia superior:

Tarifa: 90 % durante los primeros cinco años desde su puesta en marcha, 85 % durante los 10 años siguientes y 80 % a partir de entonces.

Prima: 40 % de la TMR

Incentivo: 10 % de la TMR

- Aparece una prima variable en función del precio del mercado.

Se establece una prima de referencia y unos límites superior e inferior para la suma del precio del mercado de referencia y la prima de referencia. Ver figura 7.6. Para el caso de venta de energía a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, así como para los contratos de adquisición entre los titulares de las instalaciones y los comercializadores cuya energía es vendida en el sistema de ofertas, el precio del mercado de referencia será el precio horario del mercado diario. Para el resto de posibilidades, el precio del mercado de referencia será el precio que resulte de acuerdo a la aplicación del sistema de subastas regulado en la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en el territorio peninsular.

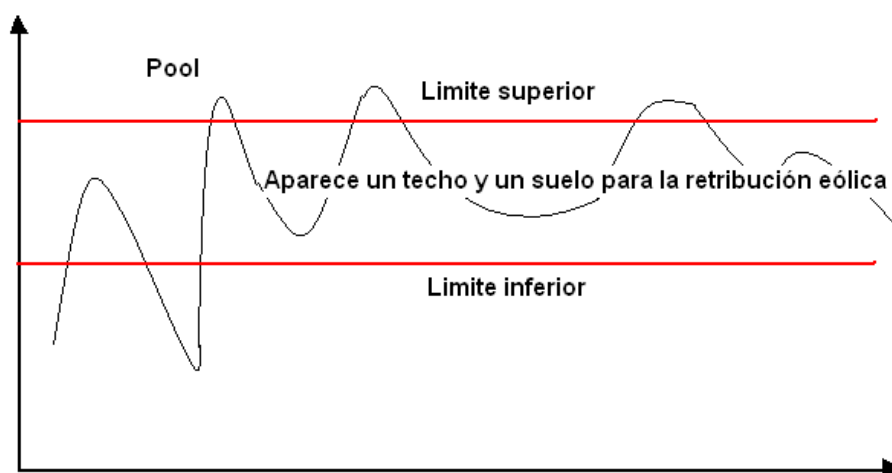


Figura 7.6. Límite superior e inferior para la retribución eólica

El precio del mercado (pool) + prima no puede sobrepasar el límite superior ni el límite inferior, debe estar comprendido entre ambos. En el caso de que el pool sobrepase el límite superior, no recibirá prima y su valor se reducirá hasta alcanzar el valor del límite superior establecido, en cambio, si el pool está por debajo del límite inferior recibirá una prima para que alcance el valor del límite inferior.

Las tarifas y primas correspondientes a las instalaciones eólicas será la contemplada en la tabla 7.2 siguiente. Se observa una retribución diferente para los primeros años desde su puesta en servicio.

Plazo	Tarifa regulada c€/KWh	Prima de referencia c€/KWh	Límite superior c€/KWh	Límite inferior c€/KWh
Primeros 20 años	7.3228	2.9291	8.4944	7.1275
A partir de entonces	6.1200	0.0000		

Tabla 7.2. Tarifas y primas de las instalaciones eólicas

- Se mantiene un marco transitorio para instalaciones acogidas al RD 436/2004. Las instalaciones eólicas acogidas al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, que contaran con acta de puesta en servicio definitiva, anterior al 1 de enero de 2008, podrán mantenerse en el periodo transitorio recogido en el párrafo siguiente. Para ello deberán elegir, antes del 1 de enero de 2009, una de las dos opciones de venta de energía eléctrica contempladas en el artículo 22.1 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, sin posibilidad de cambio de opción. Para el caso de que la opción elegida sea la opción a) del citado artículo 22.1 (ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución), el presente régimen transitorio será de aplicación para el resto de la vida de la instalación. En caso de no comunicar un cambio de opción, ésta se convertirá en permanente a partir de la fecha citada. A las instalaciones a las que hace referencia el párrafo anterior, que hayan elegido la opción a) del artículo 22.1, no les serán de aplicación las tarifas reguladas en este real decreto. Aquellas que hayan elegido la opción b) del artículo 22.1 (vender la electricidad en el mercado de producción), podrán mantener los valores de las primas e incentivos establecidos en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, en lugar de los dispuestos en el presente real decreto, hasta el 31 de diciembre de 2012. Estas instalaciones estarán inscritas con una anotación al margen, indicando

la particularidad de estar acogidas a una disposición transitoria, derivada del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo. La liquidación de los incentivos se hará de acuerdo a lo establecido para las primas en el artículo 30 de este real decreto.

A cualquier ampliación de una de estas instalaciones le será de aplicación lo establecido, con carácter general, en este real decreto.

- Revisión de los valores de retribución en base a IPC-X.

Los importes de tarifas, primas, complementos y límites inferior y superior del precio horario del mercado definidos en este real decreto, se actualizarán anualmente tomando como referencia el incremento del IPC menos el valor de referencia X. Este valor de referencia establecido para la detracción del IPC a que se hace referencia en el presente real decreto para las actualizaciones de algunos valores establecidos será de veinticinco puntos básicos hasta el 31 de diciembre de 2012 y de cincuenta puntos básicos a partir de entonces.

- Desaparece el derecho al cobro de la Garantía de Potencia en la opción de mercado.
- Las futuras revisiones de las tarifas y primas (2011 y posteriormente cada 4 años) sólo afectarán a las instalaciones puestas en marcha con posterioridad a cada revisión.
- Se establece una potencia instalada (85%) respecto planes de fomento, para establecer calendario final derecho retribución prima para las nuevas instalaciones eólicas.

7.4.2. Retribución de la energía eólica

Hay tres opciones de retribución para la energía eléctrica producida en régimen especial exportada a red (toda gestionada en mercado):

- Opción 1(Conservadora): Acogerse a Tarifa fija.
Se corresponde con el artículo 24.1.a.: Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatiohora.
Su actualización se desvincula de la TMR y se liga al IPC-X.
El titular del parque debe comunicar a la empresa distribuidora la previsión de la energía que va a ceder a la red en cada uno de los periodos de programación del mercado de producción de energía eléctrica, es decir, las predicciones de generación para cada uno de los 24 periodos horarios de cada día con un mínimo de 30 horas de anticipación al inicio de dicho día.
- Opción 2 (Agresiva): Venta en el mercado liberalizado de electricidad.
Esta opción de retribución se ha explicado en el apartado 7.3.2.1.
Se corresponde con el artículo 24.1.b.: Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatiohora.
Los productores participan en el mercado bajo las reglas de funcionamiento del mercado eléctrico (ME).

Adicionalmente perciben una prima variable en función del precio del mercado.

Se establece unos límites superior e inferior para la suma precio mercado + prima, como se ha explicado en el apartado 7.4.1. La prima se calcula en función del precio de mercado.

El titular del parque eólico realiza las ofertas en el mercado diario con los valores de energía eléctrica producida en cada hora y ofertadas a precio cero, para asegurar su venta.

- Opción 3 (Transitoria): Para parques eólicos con puesta en servicio definitiva antes del 1/01/08.

Esta opción corresponde a las instalaciones acogidas al RD 2366/2004.

Antes del 1 de enero de 2009 debieron elegir la opción de venta y tenían la opción de acogerse al RD 661/2007.

El fin del periodo transitorio es el 31 de diciembre de 2012.

Se mantienen las primas e incentivos con los valores vigentes del 2006 (40% TMR y 10% TMR).

Se puede cambiar de opción una vez al año y hay flexibilidad para acogerse a una u otra opción, en base a los parámetros dominantes del sector.

Se abre también la posibilidad de vender la energía por una línea directa sin aplicación de lo que establece el presente real decreto 661/2007.

Toda instalación acogida al régimen especial, independientemente de la opción de venta elegida, puede recibir los siguientes complementos tarifarios:

- Complemento por energía reactiva.

El objeto de la compensación de reactiva es analizar el consumo de potencia reactiva del parque eólico a fin de optimizar el factor de potencia_s ($\cos \varphi$) en el nudo de interconexión del parque con la compañía eléctrica. Esto permite, de acuerdo a la Legislación española, bonificar el precio de venta de la energía con una prima en función de la mejora de dicho $\cos \varphi$.

En los parques eólicos, en donde los aerogeneradores son de tipo asíncrono, los consumos de potencia reactiva provienen en primer lugar de los propios aerogeneradores. Efectivamente, estas máquinas eléctricas generan potencia activa pero consumen reactiva, el consumo de reactiva es mayor cuanto mayor es la generación de potencia activa.

5. Factor de potencia. Es un indicador del correcto aprovechamiento de la energía eléctrica. Es el cociente entre la potencia activa y la potencia aparente, que es coincidente con el coseno del ángulo entre la tensión y la corriente cuando la forma de onda es sinusoidal pura, etc. El factor de potencia debe tratarse que coincida con el $\cos \varphi$, pero no es lo mismo. Es aconsejable que en una instalación eléctrica el factor de potencia sea alto y algunas empresas de servicio electroenergético exigen valores de 0,8 y más. Las cargas industriales en su naturaleza eléctrica son de carácter reactivo a causa de la presencia principalmente de equipos de refrigeración, motores, etc. Este carácter reactivo obliga que junto al consumo de potencia activa (KW) se sume el de una potencia llamada reactiva (KVAR), las cuales en su conjunto determinan el comportamiento operacional de dichos equipos y motores. Esta potencia reactiva ha sido tradicionalmente suministrada por las empresas de electricidad, aunque puede ser suministrada por las propias industrias.

Al ser suministradas por las empresas de electricidad deberá ser producida y transportada por las redes, ocasionando necesidades de inversión en capacidades mayores de los equipos y redes de transmisión y distribución. Todas estas cargas industriales necesitan de corrientes reactivas para su operación.

Los fabricantes equipan los aerogeneradores con baterías de condensadores en baja tensión, que mejoran el factor de potencia directamente en bornes de los mismos. Esta compensación suele ser regulada con varias etapas de condensadores que van conectándose o desconectándose secuencialmente en función del grado de carga que tenga el generador en cada momento. Esta compensación acaba ofreciendo unos factores de potencia mejorados en bornes de generación que están entre 0.97 y 0.99 para cualquier grado de carga.

Otros elementos de consumo de reactiva son los transformadores. Estos elementos tienen un consumo constante de energía reactiva (pérdidas de vacío) que es necesario para que cumplan con su principio de funcionamiento. Las mayores pérdidas de reactiva se producen en los transformadores principales del parque, pero también hay que tener en cuenta las pérdidas de los transformadores MT/BT de cada aerogenerador.

Por último, los cables de media tensión tienen por un lado consumo de reactiva proporcional al cuadrado de la corriente y a la reactancia del mismo, y por otro lado generación de reactiva por efecto de la capacitancia propia con independencia del grado de carga del parque.

Hay ocasiones, cuando el parque está en vacío (sin generación de potencia activa pero conectado), en las que algunos parques que cuentan con grandes longitudes de cable llegan a tener un factor de potencia capacitivo en la interconexión con la red externa. Esto sucede al superar la generación de potencia reactiva de los cables las pérdidas de vacío de los transformadores y generadores. Para otros grados de carga, lo normal es que el parque tenga consumo de reactiva y por tanto un factor de potencia inductivo en la interconexión.

En España, la tarifa eléctrica para generadores eólicos incluye un término que les penaliza o les bonifica en función del factor de potencia existente en la interconexión, obteniéndose máxima bonificación cuanto más cerca se esté de 1. Se suele especificar una compensación de reactiva que aumente el factor de potencia medio del parque hasta un valor óptimo desde el punto de vista de rentabilidad de la inversión (compensación adicional a las baterías locales de los aerogeneradores). Ese óptimo suele encontrarse cercano a un factor de potencia medio en la interconexión de 0.99 y la compensación habitual suele realizarse introduciendo baterías de condensadores en las celdas de media tensión de cabecera de línea.

A continuación se define el $\cos \varphi$ medio en la interconexión parque eólico - red externa y se muestra el procedimiento para calcularlo.

- Factor de potencia medio:

Según la legislación vigente en España, el valor porcentual K_r a aplicar a la facturación básica para calcular el recargo o bonificación es el siguiente:

$$K_r(\%) = \frac{17}{\cos^2 \varphi} - 21$$

Cuando el resultado es negativo se aplica una bonificación en porcentaje igual al valor absoluto del mismo. La línea divisoria entre recargo y bonificación se encuentra en factor de potencia igual a 0.9.

El término de recargo o bonificación anual dependerá por tanto del factor de potencia con que se entregue en el punto de conexión la potencia que genera el parque, así como del número de horas en que se produce esa circunstancia.

El factor de potencia medio se calcula como resultado de ponderar cada uno de los factores de potencia que se obtienen para cada caso de velocidad de viento por los siguientes factores:

- Porcentaje de carga sobre la potencia nominal del parque en cada caso (grado de carga).
- Horas de utilización de cada grado de carga.

El factor de potencia medio se calcula como:

$$\cos \varphi = \frac{\sum KWh_i \cdot \cos \varphi_i}{\sum KWh_i}$$

Donde: *KWh* es la energía activa para cada régimen de viento ponderada por el número de horas según la curva de probabilidad. (Galván, Luengo y Tomanovic, 2008).

Toda instalación acogida al régimen especial, en virtud de la aplicación del RD 661/2007, independientemente de la opción de venta elegida, recibirá un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento se fija como un porcentaje, en función del factor de potencia con el que se entregue la energía del valor de 7.8441 c€/KWh, que será revisado anualmente.

Se considerarán para todas las unidades de régimen especial los siguientes valores del factor de potencia y los correspondientes valores porcentuales de bonificación/penalización, aplicables en los siguientes periodos horarios:

Tipo de factor de potencia	Factor de potencia	Bonificación %		
		Punta	Llano	Valle
Inductivo	Fp < 0.95	-4	-4	8
	0.96 > Fp ≥ 0.95	-3	0	6
	0.97 > Fp ≥ 0.96	-2	0	4
	0.98 > Fp ≥ 0.97	-1	0	2
	1.00 > Fp ≥ 0.98	0	2	0
	1.00	0	4	0
Capacitivo	1.00 > Fp ≥ 0.98	0	2	0
	0.98 > Fp ≥ 0.97	2	0	-1
	0.97 > Fp ≥ 0.96	4	0	-2
	0.96 > Fp ≥ 0.95	6	0	-3
	Fp < 0.95	8	-4	-4

Tabla 7.3. Valores porcentuales de bonificación/penalización por energía reactiva

Por tanto, el complemento por energía reactiva dependerá de los periodos horarios en los que se entregue la energía:

- En periodo de punta el consumo de potencia reactiva será elevado, por tanto, lo idóneo es producir energía reactiva de tal manera que se penalizara por consumir reactiva (factor de potencia inductivo menor de 0.98) y se bonificara por generarla (factor de potencia capacitivo menor de 0.98).
- En periodo de valle habrá poco consumo de potencia reactiva. Como se ha explicado anteriormente las líneas generaran potencia reactiva de manera que los generadores tendrán que absorber esta energía, por lo que se bonificara por factor de potencia inductivo menor que 0.98, es decir, por absorber reactiva, y se penalizara por factor de potencia capacitivo menor que 0.98, es decir, por generar reactiva.
- En situación de llano, se penaliza a los consumidores con factor de potencia capacitivo o inductivo menor que 0.95. El RD 661/2007 bonifica a los generadores

eólicos por mantener el factor de potencia cercano a la unidad y se penaliza por tener factores de potencia de 0.95, ya sea capacitivo o inductivo.

Aquellas instalaciones del régimen especial cuya potencia instalada sea igual o superior a 10 MW podrán recibir instrucciones del operador del sistema para la modificación temporal del valor mantenido. En caso de cumplimiento de estas instrucciones del operador del sistema, se aplicará la máxima bonificación contemplada en la tabla 7.3 para el periodo en que se encuentre y en caso de incumplimiento de las mismas, se aplicará la máxima penalización contemplada para dicho periodo.

El operador del sistema podrá incorporar en dichas instrucciones las propuestas recibidas de los gestores de la red de distribución, y podrá delegar en éstos la transmisión de instrucciones a los generadores conectados a sus redes.

- Complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión.

Los huecos de tensión son disminuciones momentáneas del valor eficaz de la tensión de alimentación a frecuencia industrial de una o más fases por debajo del rango de variación normal de la tensión válido en cada instalación, recuperándose al cabo de un tiempo que oscila desde un medio ciclo a unos pocos segundos. (REE, 2008).

Se deben tomar las medidas de diseño y/o control necesarias en las instalaciones eólicas para que los generadores no se desconecten instantáneamente durante los huecos de tensión asociados a cortocircuitos correctamente despejados. La instalación (y todos sus componentes) deberá soportar sin desconexión huecos de tensión trifásicos, bifásicos o monofásicos, en el punto de conexión a red, con los perfiles de magnitud y duración indicados en la figura 7.7. Es decir, no se producirá la desconexión en la zona gris de la figura 7.7. Los tiempos de recuperación del sistema se verifican, con carácter general, para una producción de origen eólico inferior al 5% de la potencia de cortocircuito en el nudo de conexión. La figura 7.7, por tanto, está ligada a una producción eólica inferior al 5% de la potencia de cortocircuito en el nudo de conexión.

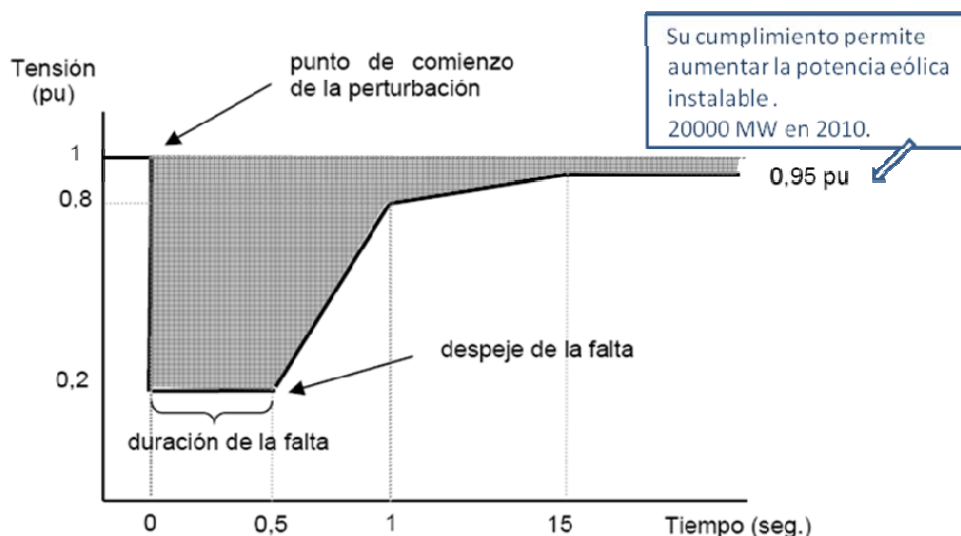


Figura 7.7. Curva tensión-tiempo admisible₆ en el punto de conexión

6. Tensión por unidad: valor en tanto por uno respecto de la tensión nominal del Sistema. En la Red de Transporte los valores nominales son 400 y 220 KV.

No es admisible, a nivel de punto de conexión, el consumo de potencia activa o reactiva durante los periodos de falta y recuperación del Sistema, es decir, desde que se produce la falta (y la tensión baja por debajo de 0.85 pu) hasta que la tensión en la red está dentro de los límites admisibles de operación.

Durante la falta y posterior recuperación del sistema, las máquinas generarán la máxima corriente posible (nunca inferior a la corriente nominal). El reparto de esta corriente entre componente activa y reactiva deberá cumplir lo establecido en la figura 7.8, de tal forma que la generación (o consumo) de reactiva de los aerogeneradores permanezca en la zona gris (en función de la tensión en el punto de conexión a la red). Para tensiones inferiores a 0.85 pu el parque deberá generar reactiva en el punto de conexión. Por encima de 0.85 pu se seguirá lo establecido para régimen permanente. Con esta premisa, se intentará mantener una generación de potencia activa lo más parecida posible a la generada antes de producirse la falta.

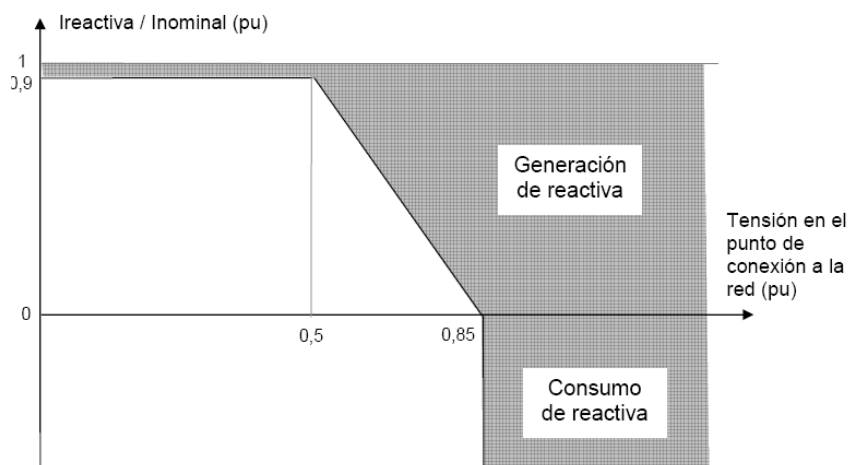


Figura 7.8. Corriente reactiva admisible (generada o consumida) en aerogeneradores, en función de su tensión en bornes

Para el cumplimiento de lo indicado en la figura 7.7, se permite un retraso, desde la ocurrencia de la falta, de 40 ms.

El cumplimiento del comportamiento exigido durante cortocircuitos deberá ser garantizado por un centro acreditado por el organismo de la Administración competente.

El cumplimiento de este comportamiento ante huecos de tensión es un requisito para todas las instalaciones eólicas. Si se incumple, se pierden los beneficios ligados al Régimen Especial, la prima en la opción de mercado, y en la regulada sólo se cobra el precio final horario del mercado.

El RD 661/2007 establece las fechas a partir de las cuales las instalaciones eólicas pueden:

- comunicar su imposibilidad de adaptar los equipos para contribuir a la continuidad de suministro (disposición transitoria quinta del real decreto),
- adaptarse al cumplimiento del procedimiento de operación P.O.12.3 “Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas” (disposición transitoria quinta del real decreto),
- percibir el complemento por continuidad de suministro y durante cuánto tiempo (disposición adicional séptima del real decreto).

01/01/2009	01/01/2010	21/12/2013
Fecha límite para realizar la comunicación al Ministerio sobre la imposibilidad de adaptar la instalación a los requerimientos de soporte de huecos. Para instalaciones con RIPRE* anterior al 01/01/08.	Fecha límite para implementar los equipos y modificaciones necesarias en todas las instalaciones que con fecha RIPRE anterior al 01/01/08 no hayan manifestado su imposibilidad de adaptarse.	Fecha límite para percibir el complemento de soporte de huecos. A partir de esta fecha nadie recibirá el complemento. Por tanto, para poder percibirlo durante 5 años es necesario que la instalación disponga de certificado el 01/01/09.

*RIPRE. Registro de Instalaciones de Producción eléctrica en Régimen Especial

Se cobra un complemento de 0.38 c€/KWh, a revisar IPC-X, por un período máximo de cinco años (en cualquier caso antes del 31/12/1013, solo para instalaciones con inscripción definitiva anterior al 01/01/2008, y que acrediten el cumplimiento del PO 12.3.).

En la tabla 7.4 se muestra un modelo financiero que relaciona las inversiones (€/MW) en huecos de tensión, es decir, medidas de diseño y/o control tomadas en las instalaciones eólicas para que los generadores no se desconecten instantáneamente durante los huecos de tensión, con las horas equivalentes de producción del parque eólico para conocer la rentabilidad de dicha inversión.

Horas equivalentes (MWh/MW)	INVERSIÓN (€/MW)					
	20.000	30.000	40.000	50.000	60.000	70.000
2000	29.1 %	11.0 %	0.6 %	- 6.4 %	-11.6 %	-15.6 %
2050	30.4 %	12.0 %	1.4 %	- 5.7 %	-10.9 %	-14.9 %
2100	31.7 %	12.9 %	2.2 %	- 4.9 %	-10.2 %	-14.3 %
2150	32.9 %	13.9 %	3.0 %	-4.2 %	-9.6 %	-13.7 %
2200	34.2 %	14.8 %	3.9 %	-3.5 %	-8.9 %	-13.1 %
2250	35.4 %	15.8 %	4.6 %	-2.8 %	-8.3 %	-12.5 %
2300	36.6 %	16.7 %	5.4 %	-2.1 %	-7.7 %	-11.9 %
2350	37.8 %	17.7 %	6.2 %	-1.4 %	-7.0 %	-11.4 %
2400	39.0 %	18.6 %	7.0 %	-0.8 %	-6.4 %	-10.8 %
2450	40.2 %	19.5 %	7.7 %	-0.1 %	-5.8 %	-10.2 %
2500	41.4 %	20.4 %	8.5 %	0.6 %	-5.2 %	-9.7 %
2550	42.6 %	21.3 %	9.3 %	1.3 %	-4.6 %	-9.1 %
2600	43.8 %	22.2 %	10.0 %	1.9 %	-4.0 %	-8.6 %
2650	45.0 %	23.1 %	10.7 %	2.6 %	-3.4 %	-8.0 %
2700	46.2 %	24.0 %	11.5 %	3.2 %	-2.8 %	-7.5 %
2750	47.3 %	24.8 %	12.2 %	3.9 %	-2.2 %	-6.9 %
2800	48.5 %	25.7 %	12.9 %	4.5 %	-1.7 %	-6.4 %
2850	49.7 %	26.6 %	13.7 %	5.1 %	-1.1 %	-5.9 %
2900	50.8 %	27.4 %	14.4 %	5.7 %	-0.5 %	-5.4 %
2950	52.0 %	28.3 %	15.1 %	6.4 %	0.0 %	-4.8 %
3000	53.1 %	29.1 %	15.8 %	7.0 %	0.6 %	-4.3 %
3050	54.2 %	30.0 %	16.5 %	7.6 %	1.1 %	-3.8 %
3100	55.4 %	30.8 %	17.2 %	8.2 %	1.7 %	-3.3 %
3150	56.5 %	31.7 %	17.9 %	8.8 %	2.2 %	-2.8 %

Tabla 7.4. Inversiones basadas en rentabilidad

Ejemplo de inversión: para un parque eólico de 2500 horas equivalentes de producción, una inversión de 30000 €/MW en huecos de tensión, produce una rentabilidad de un 20.4 %, es decir, se obtendrían beneficios de la inversión (mayor producción eléctrica, y por consiguiente, mayor beneficio económico), en cambio, una inversión de 60000 €/MW ocasionaría pérdidas, rentabilidad del -5.2 %, ya que la inversión en mejoras para los huecos de tensión es mayor a los beneficios que ésta produce.

- Complemento por desvíos.

A las instalaciones que hayan elegido la opción a del artículo 24.1 del RD 661/2007 (“Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatiohora”), se les repercutirá el coste de desvío fijado en el mercado organizado por cada período de programación.

El coste del desvío, en cada hora, se repercutirá sobre la diferencia, en valor absoluto, entre la producción real y la previsión.

Asimismo, estarán exentas del pago del coste de los desvíos aquellas instalaciones que habiendo elegido la opción a del artículo 24.1 no tengan obligación de disponer de equipo de medida horaria, de acuerdo con el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, aprobado por el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre.

De acuerdo con lo anterior, el proceso de liquidación general de tarifas reguladas, primas y complementos en el caso citado deberá seguir los siguientes esquemas, dependiendo si la instalación está exenta o no del pago del coste de los desvíos.

Los términos que se manejan son los siguientes:

- Tr: Es el importe de la producción real de la energía generada, valorada a la tarifa regulada, con sus complementos correspondientes.

- Im: Es la liquidación del operador del mercado. Se corresponde con la cantidad que cobra el representante por parte del operador del mercado (OMEL), en concepto de la energía ofertada y según el precio del mercado:

$$\text{Im} = (\text{Energía a Mercado} \times \text{Precio Mercado})$$

- Idesvío: Es la liquidación del operador del sistema al representante.

Si se produce menos de lo programado, el operador del sistema liquida (cobra de la instalación) ese desvío por la menor energía producida a un precio (Precio Desvío) que es igual o superior al precio del mercado diario, según se desvíe el sistema en su conjunto⁷, respectivamente, a bajar o a subir. Por ello, con un desvío individual a bajar y un desvío del sistema también a bajar, se recompra la reducción de carga a precio del mercado diario, sin sobrecoste. Por el contrario, con desvío individual a bajar y un desvío del sistema a subir, es preciso sustituir la energía desviada a la baja con la producida con instalaciones, que resultan ser más caras que las casadas en el mercado diario, por lo que la energía desviada individual se valora a un precio superior al del mercado diario. En estos dos casos los términos “Energía Desvío”, y por lo tanto “Idesvío”, se considerarán con valor negativo.

Si se produce más de lo programado, el operador del sistema liquida (paga a la instalación) ese desvío por exceso de energía a un precio (Precio Desvío) igual o inferior al precio del mercado diario, según se desvíe el sistema en su conjunto, respectivamente, a subir o a bajar. Cuando el desvío individual resulta a subir y el sistema se desvía en el mismo sentido, el precio de la energía desviada coincide con el del mercado diario. Por el contrario, cuando el desvío individual resulta a subir y el sistema se desvía a bajar, el precio del desvío a subir es inferior al del diario ya que corresponde a un precio de recompra de la energía vendida previamente por otras unidades en el mercado diario. En cualquiera de los dos casos, se corresponde con la fórmula:

7. Se ha de aclarar que con la regulación actual, el sentido de los desvíos del sistema es determinante para que se impute o no sobrecoste a los desvíos individuales, ya que únicamente se imputará sobrecoste cuando el sentido de ambos desvíos no coincidan.

$$\text{Idesvío} = \text{Energía Desvío} \times \text{Precio Desvío}$$

que será negativo si se produce menos de lo programado, y positivo en caso contrario.

- Cdesvío: Es el coste del desvío.

Cuando se produce menos de lo programado, el Cdesvío es lo que la instalación ha pagado de más en la liquidación del operador del sistema por haberse desviado. Cuando se produce más de lo programado, el Cdesvío es lo que se ha dejado de cobrar la instalación como consecuencia de la liquidación del operador del sistema por haberse desviado. En cualquiera de los dos casos, se corresponde con la fórmula:

$$\text{Cdesvío} = \text{Energía desvío} \times (\text{Precio Mercado} - \text{Precio desvío})$$

Y siempre es un término de valor no negativo.

En relación con los productores en régimen especial, cabe señalar que en la actualidad, un gran porcentaje de ellos venden su energía en el mercado, bien directamente, bien por medio de representante.

En este segundo caso, dichos productores pueden optar por recibir la liquidación directamente o a través del representante.

Consecuentemente, el operador del mercado efectúa la liquidación y facturación correspondientes, al productor o al representante según los casos.

A continuación se exponen gráficamente los casos posibles que pueden darse cuando la instalación que vende a tarifa al sistema es representada por un tercero. Las flechas indican los correspondientes flujos de cobros y pagos.

1. Instalaciones no exentas del pago del coste de los desvíos con representante en nombre propio, una vez finalice el periodo transitorio actual (desde el 1 de enero de 2009):

El operador del mercado (OMEL) liquidará al representante según la energía ofertada al precio del mercado (I_m). El operador del sistema (REE) realizará la liquidación correspondiente a los desvíos producidos, ($I_{desvío}$), según la fórmula mencionada, que dará un resultado si se produce menos de lo programado, y positivo en caso contrario. Finalmente, la Comisión Nacional de Energía liquidará al representante la prima equivalente, determinada como la diferencia entre la tarifa regulada y las liquidaciones del operador del mercado y del sistema, a la que se le deducirá el coste del desvío ($C_{desvío}$), ya que éste coste debe imputarse.

Por otra parte, el representante, abonará al titular de la instalación en régimen especial lo pactado entre ambos, que podrá corresponder con el importe de la producción real de la energía generada, valorada a la tarifa regulada, con sus complementos correspondientes (Tr) menos el coste del desvío ($C_{desvío}$). Ver figura 7.9 (OMEL, 2009).

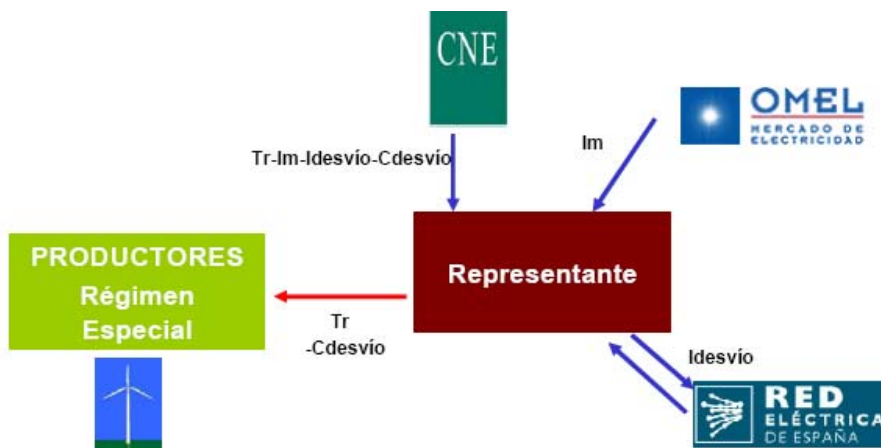


Figura 7.9. Liquidaciones de instalaciones en Régimen Especial a la opción de tarifa, no exentas de pago de desvíos

2. Instalaciones exentas del pago del coste de los desvíos con representante en nombre propio, una vez finalice el periodo transitorio actual (desde el 1 de enero de 2009). Este caso es idéntico al anterior, salvo que el coste del desvío lo asume el sistema, ya que en la liquidación de la CNE de la prima equivalente no se deduce dicho coste. Ver figura 7.10 (OMEL, 2009).

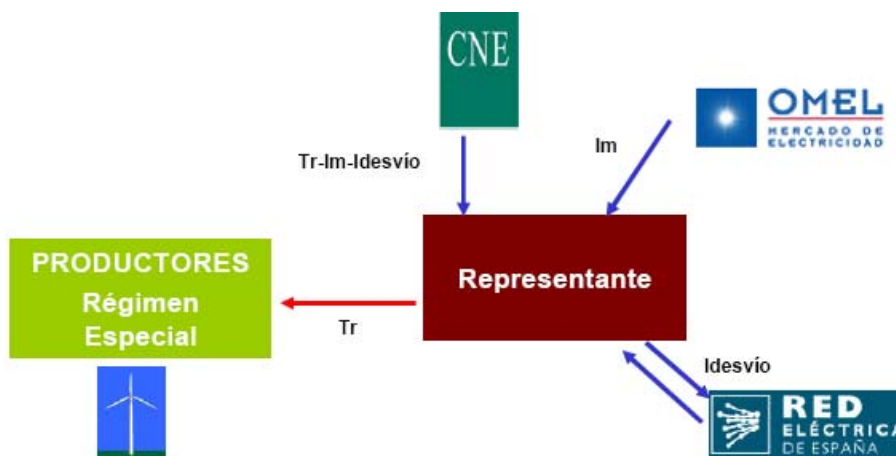


Figura 7.10. Liquidaciones de instalaciones en Régimen Especial a la opción de tarifa, exentas de pago de desvíos

Capítulo 8

Viabilidad económica del proyecto

Este capítulo tiene como objeto realizar un análisis económico de la rentabilidad del proyecto para la futura implantación del Parque Eólico El Manchego I en la provincia de Albacete.

La rentabilidad de cualquier negocio, se basa en los márgenes entre el precio de venta de un determinado producto o servicio, y los costes de producirlo, y deben permitir, al menos, amortizar la inversión en la planta productiva y cubrir los costes variables.

8.1. COSTES DE INVERSIÓN Y EXPLOTACIÓN

A continuación se detallan los datos reales, hipótesis y argumentos que se han tenido en cuenta para la realización del análisis económico-financiero del Parque Eólico, así como los resultados obtenidos.

- Datos técnicos del parque

Modelo aerogenerador	Potencia bruta (MW)	Potencia nominal (KW)	Numero de aerogeneradores	Horas netas anuales
GE 1.5 _{XLE}	28.5	1500	19	2640

Tabla 8.1. Datos técnicos del parque eólico

- Inversión

El esquema de negocio desde el punto de vista de la inversión es el siguiente:

- Contrato llave en mano para los aerogeneradores. Este contrato incluye transporte y montaje de los aerogeneradores así como toda la obra civil (cimentaciones y plataformas) e infraestructura eléctrica que requieren (centros de transformación). Asimismo, quedan incluidos los costes de operación y mantenimiento de las turbinas durante los dos primeros años de vida del parque. El coste de la inversión es de 28.929.400 €.
- Contrato llave en mano para infraestructuras eléctricas (subestación transformadora 20/132 KV y línea de alta tensión) y obra civil (viales, etc.). El coste total de la inversión es de 4.254.610 €.

En la siguiente tabla se muestra el desglose del proyecto llave en mano:

	IMPORTE ('000 €)
	GE 1.5_{XLE}
Inversión con 16 % IVA ('000 €)	40.327,64
Inversión ('000 €)	34.765,21
Llave en mano ('000 €)	34.765,21
Aerogeneradores	28.929,40
Contrato Infraestructuras eléctricas y obra civil	4.254,61
Contrato construcción parque y sistema eléctrico de 20 KV	2.257,52
Subestación El Manchego 20/132 KV	1.349,90
Línea alta tensión de 132 KV	320,00
Asistencia técnica obra + coordinador seguridad y salud	170,01
Vigilancia ambiental y arqueológica	30,0
Dirección de obra	100,00
Seguros construcción	27,18
Costes promoción	581,20
Costes derivados de la conexión Iberdrola	1.000,00

Tabla 8.2. Desglose del proyecto llave en mano

El coste total de la inversión es de 40.327.640 €.

Destacan como costes de inversión esenciales, por su magnitud dentro del coste total, el coste de los aerogeneradores, que representa un 83 % del coste total de la inversión.

La inversión a realizar para la instalación del parque eólico se ve especialmente afectada también, además de por el propio coste de los aerogeneradores, por el coste de la línea de alta tensión y el equipamiento eléctrico necesario para la interconexión con la compañía distribuidora, Iberdrola (320.000 + 1.000.000 €).

Este dato constituye frecuentemente una causa más de incertidumbre que afecta a la viabilidad económica del proyecto. Su cuantificación supone, normalmente, alcanzar un acuerdo previo con la compañía distribuidora de electricidad, teniendo en cuenta no sólo los costes de la línea de conexión sino las modificaciones que se requieran en la red de distribución o transporte.

En la siguiente tabla se comparan los costes del Parque Eólico con los costes estándar, ajustados a las características de la instalación de El Manchego I, de los parques eólicos implantados en España.

	Estándar (K€)	Propuesta (K€)
Aerogenerador	33.935,0	28.929,40
Subestación	1.300,0	1.349,90
Línea alta tensión*	1.045,0	1320
Sistema de 20 KV y parque + otros	2.850,0	2584,18
PARQUE EOLICO (con IVA)	45.390,8	34.765,21
Promoción	No aplica	581,2
TOTAL (con IVA)	45.390,8	40.327,64

*. Se han incluido en los costes de la línea de alta tensión los costes de conexión con la compañía distribuidora

Tabla 8.3. Comparativa de precios

Como se puede comprobar en la tabla 8.3, la inversión necesaria para la implantación del Parque Eólico El Manchego I es inferior a la inversión media que requiere un parque eólico en España de la misma potencia instalada (28.5 MW). Ello es debido, principalmente, al coste de los aerogeneradores, que es un 14.75 % menor que

el coste medio. Esta diferencia es la que hace que la inversión propuesta sea inferior, puesto que los costes de los aerogeneradores son los que más contribuyen en los costes de inversión de una instalación eólica.

- Hipótesis de explotación

Los costes de explotación son respecto al año de arranque de la instalación, en los años sucesivos se actualizan mediante un coeficiente de actualización, en este caso el IPC.

En esta hipótesis se ha tomado un coeficiente de actualización del 2.5 %.

COSTES DE EXPLOTACIÓN	
Costes fijos (€)	
Operación y mantenimiento de aerogeneradores	0.00
Personal	36000
Seguros	84000
Alquileres y terrenos	140000
Avales	6000
Vigilancia medioambiental	20000
Costes variables (€)	
Operación y mantenimiento de aerogeneradores (€/MWh)	0.00
Resto de instalación (€/MWh)	900

Tabla 8.4. Costes de explotación

Como puede observarse en la tabla, en el año de arranque del parque eólico los costes de operación y mantenimiento de los aerogeneradores son cero ya que están incluidos en la inversión total de los aerogeneradores. El contrato llave en mano de los aerogeneradores (tecnología General Electric) incluye los costes de operación y mantenimiento de los dos primeros años de explotación de la instalación. En los tres años siguientes (3-5 años) los costes de operación y mantenimiento son de 35000 €/año por cada aerogenerador, y en los años sucesivos se aplica el IPC como coeficiente de actualización.

Por tanto, teniendo en cuenta estos datos, los costes medios anuales de explotación se estiman en torno a los 1.2 M€/año.

Los ingresos anuales de explotación medios obtenidos, teniendo en cuenta que el precio medio de venta de la energía en el mercado eléctrico es de 84 €/MWh y la generación media anual es de 75.2 GWh/año, se estiman en torno a los 6 M€/año - 7 M€/año.

- Mecanismo de retribución de la energía

El régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se establece en el Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo.

La opción de retribución para la energía eléctrica producida exportada a red es la de “Venta en el mercado liberalizado de electricidad” (Artículo 24.1.b. del real decreto).

- Financiación

Distribución de la inversión:

- Promotor: 10 %
- Financiación ajena: 90 %

8.2. EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE INVERSIÓN

La rentabilidad económica y viabilidad financiera del proyecto se va a analizar mediante la aplicación técnica de tres métodos de evaluación:

- Periodo de recuperación (*payback*): determina el tiempo necesario para que el proyecto genere los recursos suficientes para recuperar la inversión realizada. Este método no tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo.
- Valor actual neto (VAN): el valor actual neto de una inversión es la diferencia entre el valor actual de todos los flujos de caja (*cash-flow*, cobros menos pagos) asociados a la inversión y su desembolso inicial. Para calcular el VAN es necesario estimar una tasa de descuento, tasa a la que se actualizan los valores de flujo futuros. Esta tasa tiene que corresponderse con el nivel de riesgo de la inversión, es decir, la incertidumbre o dificultad de predecir los flujos futuros. En general, esta tasa se considera aproximadamente equivalente al coste de oportunidad del capital (en torno al 6 %).

$$VAN = -I + \sum \frac{C_n}{(1+r)^n} \quad \text{donde } C_n = \text{flujos de caja en el momento } n; r \text{ es la tasa}$$

de descuento e I es la inversión inicial.

Un proyecto de inversión es rentable si tiene un VAN positivo.

- Tasa interna de rentabilidad (TIR): tasa de retorno de una inversión es el tipo de descuento r que hace que el valor actual neto sea cero. Si es superior a la tasa de interés a la que la empresa puede obtener fondos, la inversión será deseable.

$$0 = -I + \sum \frac{C_n}{(1+r)^n}$$

Con la ayuda de un modelo económico se ha calculado el valor de estos tres indicadores.

Los datos requeridos para realizar el cálculo son:

- Inversión inicial: se especifica en el apartado anterior.
- Ingresos y gastos de explotación. Los ingresos se obtienen por la venta en el mercado eléctrico de la electricidad generada en el parque eólico. Los valores estimados del precio de venta de energía para un periodo de 20 años (2010-2029), periodo que comprende la vida útil de la instalación, son facilitados por El Departamento de Mercados de EDPR. Los gastos de explotación se especifican en el apartado anterior.
- Tasa de descuento del 6.58 %. Valor facilitado por el Departamento de Finanzas de EDPR. Se estima en el 6.58 % ya que el riesgo de la inversión es bajo puesto que la predicción de los flujos de caja futuros tiene una incertidumbre razonable.

Los resultados obtenidos son los siguientes:

- Periodo de recuperación: 9 años

- VAN: 19935 con una tasa de descuento del 6.58 %
- TIR: 12.07 %

La tasa interna de rentabilidad, 12.07 %, es notablemente superior a la tasa de descuento, 6.58 %, y el VAN es positivo, por tanto, la inversión cumple con los criterios de rentabilidad y por consiguiente, el proyecto es viable.

En los primeros 9 años de explotación del parque eólico se generan los recursos suficientes para recuperar la inversión realizada.

Capítulo 9

Entorno regulatorio

En la redacción del proyecto se han tenido en cuenta las Normas y Reglamentos que a continuación se indican.

- Normativa sectorial

- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad.

- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

- Orden Ministerial de 17 de diciembre de 1998, por la que se modifica la de 29 de diciembre de 1997, que desarrolla algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

- Orden Ministerial de 29 de diciembre de 1997, por la que se desarrollan algunos aspectos del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

- Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

- Obra civil y estructuras

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

- Real Decreto 2661/1998, de 11 de diciembre de 1999, por el que se aprueba la Instrucción de Hormigón Estructural (EHE).

- Real Decreto 1797/2003, de 26 de junio, por el que se aprueba el Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para la recepción de cementos RC-03.

- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales PG-3/75, aprobado por O.M. de 6 de febrero de 1976, y sus revisiones posteriores.

- Instalaciones eléctricas

- Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01a 09.

- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión y sus Instrucciones técnicas complementarias ITC-BT.

- Orden de 6 de julio de 1984, del Ministerio de Industria y Energía, por la que se aprueban las Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación (MIERAT).

- Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación.

- Seguridad y salud

- Real Decreto 286/2006, de 10 de Marzo, por el que se establecen las medidas de protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de su exposición al ruido.

- Real Decreto 2177/2004, de 12 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura.

- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.

- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

- Resolución de 8 de abril de 1999, sobre Delegación de Facultades en Materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción, complementa art. 18 del Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre de 1997, sobre Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.

- Real Decreto 1627/97, de 24 de octubre, sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en obras de construcción.

- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y Salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso-lumbares, para los trabajadores.

- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.

- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

- Normativa ambiental

- Decreto 178/2002, de 17 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento General de Desarrollo de la Ley 5/1999, de 8 de abril, de Evaluación del Impacto Ambiental de Castilla-La Mancha, y se adaptan sus Anexos.

- Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos.

- Real Decreto-Ley 9/2000, de 6 de octubre, de modificación del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de Junio, de evaluación de impacto ambiental.

- Decreto 118/2000, de 20 de junio, por el que se establecen umbrales y criterios para determinadas actividades del anejo 2 de la Ley 5/1999, de 8 de abril, de Evaluación de Impacto Ambiental en Castilla-La Mancha.

- Ley 9/1999, de 26 de mayo, de Conservación de la Naturaleza (Castilla-La Mancha).

- Decreto 39/1990, de 27 de marzo, de asignación de competencias en materia de evaluación de impacto ambiental en Castilla-La Mancha.

Capítulo 10

Resumen y conclusiones

Atendiendo a todos los criterios de política energética europea, regional y los intereses municipales, se ha desarrollado el proyecto de diseño, construcción y explotación de un parque eólico. Cumpliendo con los objetivos propuestos al inicio de la memoria, el parque proyectado tiene una potencia nominal de 28.5 MW y está situado en el Término Municipal de La Roda, provincia de Albacete.

Las fases fundamentales para el desarrollo del proyecto eólico se describen a continuación. En primer lugar se ha identificado un potencial emplazamiento y se ha medido y evaluado su recurso eólico. Una vez realizada la evaluación del recurso, se ha definido la instalación en términos de número y posiciones de las turbinas, tipo de turbinas y el potencial eólico anual (horas equivalentes, cantidad de horas que en un periodo determinado de tiempo, está la instalación funcionando a pleno rendimiento). Definida la instalación, se han especificado las características de toda la infraestructura asociada, fundamentalmente obra civil (accesos y cimentaciones) e infraestructura eléctrica (centro de transformación e infraestructura de media tensión del parque, subestación transformadora y línea de alta tensión de evacuación de energía). Comprobada la viabilidad técnica, económica y financiera del proyecto, se está en condiciones de construir. Una vez concluida la fase de construcción del parque se lleva a cabo su explotación, basada en las actividades de operación y mantenimiento.

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en su artículo 27 define el “Régimen Especial de la Producción Eléctrica”, es decir, contempla las instalaciones de producción de energía eléctrica que pueden acogerse al régimen especial, entre ellas se encuentra la energía eólica. Este régimen regulador específico constituye un evidente apoyo público a las energías renovables, siempre que cumplan unas condiciones mínimas en términos de eficiencia. Las ventajas de estar acogido al régimen especial de producción son dos: garantía de venta de la energía producida, al estar obligadas las compañías distribuidoras de la zona de referencia a adquirir la producción de estas instalaciones, y en segundo lugar la percepción de una remuneración adecuada por la energía producida.

Las conclusiones más relevantes que se han obtenido en este trabajo son las siguientes:

- La sociedad española actual, en el contexto de la reducción de la dependencia energética exterior, de un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles y de una mayor sensibilización ambiental, demanda cada vez más la utilización de las energías renovables y la eficiencia en la generación de electricidad, como principios básicos para conseguir un desarrollo sostenible desde un punto de vista económico, social y ambiental.

- El desarrollo de la generación eólica también es importante para el sector energético español a la hora de aumentar la seguridad estratégica de suministro puesto que no requiere importaciones de combustible, con los consiguientes riesgos asociados, ni está condicionada por las fluctuaciones de los precios de la energía primaria.
- La política energética nacional posibilita, mediante la utilización de fuentes de energía renovables, la reducción de gases de efecto invernadero de acuerdo con los compromisos adquiridos con la firma del Protocolo de Kyoto.
La electricidad producida por cada aerogenerador evita que se quemen diariamente miles de litros de petróleo y miles de kilogramos de lignito negro en las centrales térmicas ya que en la generación eólica no existe proceso de combustión o etapa de transformación térmica. Cada turbina eólica produce diariamente idéntica cantidad de energía que la obtenida al quemar 1000 Kg/día de petróleo.
La electricidad generada anualmente en el parque eólico objeto del presente proyecto evita la emisión anual de: 45120 toneladas de CO₂ (dióxido de carbono), 100 toneladas de SO₂ (dióxido de azufre) y 125 toneladas de NO_x (óxido de nitrógeno), principales gases que contribuyen al cambio climático.
- La energía eléctrica generada anualmente en el Parque Eólico El Manchego I asciende a 75.2 GWh, energía suficiente para satisfacer la demanda de electricidad de 33000 familias.
- La construcción y explotación del Parque Eólico ocasiona impactos adversos sobre el medio físico y biótico, pero son, en todos los casos, de magnitud inferior al umbral aceptable (no hay impactos críticos), por lo que no ocasionan una pérdida permanente de la calidad de las condiciones ambientales de la zona en la que se desarrolla el parque, y pueden ser asimilados por el entorno a corto plazo, debido a las medidas correctoras y protectoras.
En el ámbito socioeconómico, la ejecución y desarrollo del Parque Eólico ocasiona una mínima afección negativa derivada del cambio de uso del suelo en el espacio que requieren las distintas instalaciones del parque. Pero las repercusiones socioeconómicas en la zona son, en su mayoría, positivas por la creación de puestos de trabajo directos e indirectos. La mayor parte posible de trabajos de montaje, instalación y mantenimiento se realizan mediante contratos y acuerdos con empresas locales.
- El parque eólico está ubicado en una zona de orografía simple y parcialmente libre de vegetación (arbustos, hierbas y algún viñedo, ausencia de grandes árboles) con vientos constantes que soplan regularmente, condiciones que hacen que la zona sea favorable para la implantación de la instalación.
- La orografía simple del terreno y la ausencia de turbulencia en el régimen de vientos permite el uso de aerogeneradores de elevada potencia unitaria (GE 1500 KW, 82.5 m de diámetro rotor, 80 m de altura de torre).
Para emplazamientos de orografía compleja (con pendientes) las máquinas de elevada potencia no son idóneas ya que el campo de velocidades del viento que incide sobre el rotor eólico presenta variaciones espaciales y temporales que al incidir sobre las palas de la turbina genera cargas aerodinámicas que aumentan con el diámetro del rotor, y además, en estos emplazamientos los perfiles de viento inversos hacen que la velocidad del viento no crezca con la altura, por lo

que hay menor aprovechamiento de la altura de la torre, característica propia de los aerogeneradores de elevada potencia.

Las máquinas de gran potencia seleccionadas en el proyecto permiten optimizar mejor el emplazamiento ya que se instalan en las zonas con mejor recurso eólico y además la elevada altura de la torre permite aprovechar el incremento de la velocidad del viento con la altura, aunque la distancia mínima que se debe guardar entre máquinas por criterios de estelas aumenta al ser mayor el diámetro de la turbina.

- La velocidad media anual del viento es uno de los indicadores más importantes para asegurar la viabilidad económica del proyecto puesto que la energía eléctrica anual que es capaz de desarrollar cada turbina eólica depende, entre otros factores, de la distribución de frecuencias de la velocidad del viento y, en cambio, es el que menos grado de control presenta. En general, por debajo de los 6 m/s de velocidad media, el proyecto deja de ser rentable, aumentado la rentabilidad de forma importante por encima de este valor. Esto demuestra la importancia de disponer de estudios de potencial eólico fiables y que tengan en cuenta las posibles variaciones de este potencial a lo largo del tiempo.

La velocidad media de viento en el emplazamiento objeto de estudio a largo plazo promediada para todas las turbinas eólicas a la altura de buje (80 m) es de 6.8 m/s, velocidad que permite generar la suficiente energía (75.2 GWh/año) para que el proyecto sea rentable económicamente. Anualmente, los ingresos medios por venta de energía eléctrica en el mercado eléctrico se estiman en torno a los 6 M€ -7 M€, ya que el precio medio de venta de la electricidad es de 84 €/MWh. Los costes medios de explotación se estiman en 1.2 M€.

- La rentabilidad económica y viabilidad financiera del proyecto se analiza mediante la aplicación técnica de tres métodos de evaluación: periodo de recuperación (*payback*), valor actual neto (VAN) y tasa interna de rentabilidad (TIR). Sus valores son: VAN = 19935 (con tasa de descuento de 6.58 %), al ser positivo indica que la inversión es rentable; TIR = 12.07 %, al ser mayor que la tasa de descuento indica que la inversión cumple con los criterios de viabilidad, por tanto, se deduce que el proyecto es viable. El periodo de recuperación es de 9 años, por tanto, en los primeros 9 años de explotación del parque eólico se generan los recursos suficientes para recuperar la inversión realizada.
- La energía anual que es capaz de desarrollar una turbina eólica depende de su curva de potencia (relación entre la potencia eléctrica de salida y la velocidad del viento incidente) y de la distribución de frecuencias de la velocidad del viento. Al aumentar el valor de la velocidad media anual en el emplazamiento lo hace también el número de horas al año en el que la turbina está desarrollando su potencia nominal, y por lo tanto, mayor será el número de horas equivalentes de la máquina en el emplazamiento. Este crecimiento se hace menos acusado cuando la velocidad media anual se va acercando a la velocidad a partir de la cual la turbina alcanza su potencia nominal, en nuestro caso se alcanza con una velocidad de viento incidente de 13 m/s.
El potencial eólico anual (horas equivalentes) del parque es de 2640 horas valor que supera la media de horas equivalentes anuales de funcionamiento (2530 h) de los mejores emplazamientos eólicos en España.
- La disponibilidad es un parámetro fundamental para el análisis del rendimiento operativo de la instalación. La disponibilidad del parque eólico es del 98 %, lo

que quiere decir que el aprovechamiento del recurso potencial es excelente puesto que este parámetro mide la correlación entre el recurso potencial y la generación eléctrica obtenida.

Referencias

- AEE (2009). Asociación Empresarial Eólica. [http:// www.aee.com /](http://www.aee.com/)
- ALVAREZ, C. (2009): “Energía eólica”. Manuales de energías renovables/3. Secretaria General de la Energía y Recursos minerales. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.
- ALVAREZ, N. (2004): “Cuestiones tecnológicas en el contexto de la energía eólica”. Noviembre 2004.
- BOE 126. RD 661/2007: “REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial”.
- CAL HERRERA, J.A. (2006): “La energía eólica en Sierra Magina”. Sumuntan (2006), nº 23; pp.127-151.
- CENER (2008): “Aerogeneradores en el mercado eólico europeo”. Centro Nacional de Energías Renovables. [http:// www.cener.com /](http://www.cener.com/)
- DERRY, T.K., WILLIAMS, T.I. (1977): “Historia de la Tecnología”. Vols. I, II y III. Siglo XXI de España. Editores S.A. (1977). ISBN: 84-323-0282-1.
- DIAZ-GUERRA, B. (2007): “Integración de la generación eólica en el sistema eléctrico español”. Experiencia del Operador del Sistema. Octubre 2007.
- EDPR (2009). Electricidad de Portugal, Renovables.
- ESPEJO, C. (2004): “La energía eólica en España”. Investigaciones geográficas, nº 35 (2004); pp. 45-65.
- ESTEVEZ, H. y RODRIGUEZ, J. (2008): “Aplicación de métodos estadísticos en el sector eólico. Evaluación del recurso energético”. Iberdrola Renovables, Julio 2008.
- EWEA (2009). Asociación Europea de la Energía Eólica. [http:// www.ewea.org/](http://www.ewea.org/)
- FABRA, N. (2007): “El funcionamiento del mercado eléctrico español bajo la Ley del sector eléctrico”. Universidad Carlos III de Madrid.
- FERNANDEZ, P. (2007): “Energía eólica”. Departamento de ingeniería eléctrica y energética. Universidad de Cantabria.

- GALVÁN, D., LUENGO, G y TOMANOVIC, S. (2008): “Análisis de generación eólica en sistemas eléctricos de potencia”. Renovables y Medio Ambiente. pp: 104-114.
- GASCO, C. (2008): “La energía eólica una solución a los retos energéticos del futuro”. Iberdrola renovables.
- GE WIND ENERGY (2005): “Wind Turbine Generator System, GE Wind Energy 1.5 xle”. [http:// www.ge-energy.com/wind /](http://www.ge-energy.com/wind/)
- GONZALEZ, V. (2007): “Principios de la energía eólica”. Endesa 2007.
- GONZALEZ-LONGATT, F.M. (2007): “Sistema mecánico de transmisión de aerogeneradores de eje horizontal”. Reporte de Investigación 2007-13. Mayo, 2007.
- GWEC (2009). Global Wind Energy Concil. [http:// www.gwec.net /](http://www.gwec.net/)
- HC (2008): “Nuevas estrategias de planificación, explotación y comercialización de la energía eólica”. Hidrocantábrico.
- IDAE (2005): “Plan de energías renovables en España 2005-2010”. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Madrid, 2005.
- IDAE (2009). Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. [http:// www.idae.es /](http://www.idae.es/)
- LECUONA, A. (2005): “La energía eólica: principios básicos y tecnología”. Departamento de ingeniería, Universidad Carlos III de Madrid.
- LECUONA, A y NOGUEIRA J.I. (2000): “Turbomáquinas, procesos, análisis y tecnología”. Editorial Ariel, 2000.
- LOPEZ, J.C. (2007): “Explotación de un parque eólico. Gestión de parques”. Master oficial en energías renovables. IV Edición, curso 2006-2007.
- MARTINEZ, L. (2008): “Uso eficiente de la energía y sistemas renovables”. Universidad de Cienfuegos.
- MORAGUES, J. y RAPALLINI, A. (2003): “Energía eólica”. Instituto argentino de la energía.
- MUR, J. (2006): “Curso de energía eólica”. Master Europeo en energías renovables y eficiencia energética.
- OMEL (2009). Operador del Mercado Eléctrico Español. [http:// www.omel.com](http://www.omel.com)

- REE (2008): “P.O.12.3 requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones de producción de régimen especial”. Red Eléctrica de España. [http:// www.ree.es /](http://www.ree.es/)
- REE (2008): “Operación del sistema eléctrico, informe 2008”. Red Eléctrica de España. [http:// www.ree.es /](http://www.ree.es/)
- RETSCREEN (2006): “Análisis de Proyectos de Energía Eólica”. Minister of Natural Resources Canada, 2001-2006. [http:// www.retscreen.net /](http://www.retscreen.net/)
- RODRIGUEZ, J.L., BURGOS, J.C. Y ARNALTE, S. (2003): “Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica”. Editorial Rueda, S.L., Madrid 2003. ISBN: 84-7207-139-1.
- ROMERO, D., SAN MARTIN, J.I. y ARRIETA, J.M. (2006): “Diseño, animación y funcionamiento de generadores eólicos como nueva metodología didáctica aplicada a la enseñanza de las energías renovables”. Dpto. Ingeniería Eléctrica y Dpto. Expresión Gráfica y Proyectos de Ingeniería de la Universidad del País Vasco.
- SORIA, E. (2007): “Situación actual de la energía eólica”. División de energías renovables. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).
- TALAVAN, D. (2009): “Mercado eléctrico y parque eólicos”. Febrero 2009.
- UBANI, I., DELAS, M. y VIESCAS, C. (2006): “Generación eléctrica con energía eólica: presente y futuro”. Colección: Avances de energía 1 (2006). ISBN: 84-932772-3-1.
- UPME (2003): “Guía de energía eólica para generación de energía eléctrica”. Unidad de Planeación Minero Energética. Documento No. ANC-603-18. Versión 1.
- VIESCAS, C. (2006): “Adaptación del mantenimiento eólico en sistemas eólicos”. aee: The wind power industry with regard to the challenge of the global growth. Zaragoza, 21 de Septiembre de 2006.
- WWEA (2008): “La energía eólica en el mundo”. World Wind Energy Association. Informe 2008. [http:// www.wwindea.org /](http://www.wwindea.org/)

APÉNDICES

Apéndice A

Metodología de análisis de datos

A.1. CORRELACIÓN ENTRE LA VELOCIDAD Y DIRECCIÓN DEL VIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO CON LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA DE REFERENCIA

El método utilizado para determinar la velocidad media de viento a largo plazo de un emplazamiento a partir de una estación de referencia se basa en la técnica Medir-Correlacionar-Predecir, la cual se describe a continuación.

El primer paso de esta técnica consiste en medir durante un periodo aproximado de un año datos de viento concurrentes en el emplazamiento y en la estación de referencia, para el cual deben estar disponibles datos de viento a largo plazo. Los registros medidos a corto plazo se utilizan entonces para la correlación entre los vientos de las dos estaciones. Finalmente, la correlación se utiliza para ajustar los datos históricos a largo plazo medidos en la estación de referencia, calculándose la velocidad media a largo plazo en el emplazamiento que se quiere estudiar.

Los datos concurrentes se correlacionan comparando las velocidades de viento en ambos emplazamientos para cada uno de los sectores de 30 grados de dirección de viento, utilizándose las direcciones de viento registradas en la estación de referencia. Esta correlación implica dos pasos:

- Las direcciones de viento medidas en ambos emplazamientos se comparan para determinar si hay alguna influencia local en las direcciones medidas, empleándose para ello solamente aquellos registros de velocidad superiores a 5 m/s en ambas posiciones.
- Se calculan los ratios de velocidad de viento para cada uno de los sectores de dirección utilizando un análisis de componentes principales con la solución forzada a pasar por el origen.

Con objeto de minimizar la influencia de vientos particulares sobre dichos ratios de velocidad, los datos se filtran para rechazar los registros en los que la velocidad en la estación de referencia es inferior a 3 m/s o ligeramente diferente a los del emplazamiento principal. El ratio medio de velocidad de viento se emplea para ajustar el nivel de velocidad de viento de 3 m/s del emplazamiento de referencia para obtener el valor más alto del emplazamiento principal, asegurando así que la exclusión de datos no introduce ningún error sistemático. La velocidad de viento a la cual se establece este nivel es un balance entre la exclusión de vientos bajos para el análisis y contar todavía con suficientes datos para el mismo. El nivel excluye solamente vientos por debajo de la velocidad de arranque de los aerogeneradores, los cuales no contribuyen a la generación de energía del parque.

El resultado del análisis descrito anteriormente es una tabla con los ratios de velocidad de viento correspondientes a cada uno de los doce sectores de dirección de viento. Los datos de viento medidos en la estación de referencia se multiplican por estos ratios a lo largo de todo el periodo histórico de éste para obtener la velocidad media a largo plazo en el emplazamiento principal.

A.2. VARIACIÓN DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO

Para el cálculo de la variación de la velocidad media del viento en el emplazamiento se utiliza el modelo de flujo de viento WAsP.

Las entradas de este modelo son un mapa digitalizado de la topografía y la longitud de rugosidad superficial del terreno para el emplazamiento y alrededores.

El mapa digitalizado, empleado para este estudio, del área colindante del emplazamiento cubre un área de 29 Km x 28 Km. Esta área de trabajo es mucho mayor que la del propio emplazamiento en estudio, y es necesario contar con ella puesto que el flujo de viento en cualquier punto viene dictado por el terreno presente varios kilómetros a barlovento.

El flujo de viento se ve afectado por la rugosidad del suelo.

Los cálculos del flujo de viento se llevan a cabo cada 30 grados de dirección de viento correspondientes a la rosa de vientos medida en el emplazamiento, generándose factores de aceleración con respecto al mástil, empleando una malla que abarca toda el área del emplazamiento.

Para determinar la velocidad media del viento a largo plazo en cualquier posición, los factores de aceleración para cada dirección se ponderan con la probabilidad medida previamente obtenida para la posición del mástil de medición. Se suman entonces todas las direcciones para obtener la velocidad media a largo plazo en el emplazamiento requerido.

A.3. ESTIMACIÓN DE ENERGÍA GENERADA

A continuación, se incluye la descripción de los distintos componentes utilizados para la estimación de la energía neta del parque eólico:

- **Energía Ideal**

La energía ideal es la teórica del parque eólico obtenida con las velocidades de viento a la altura de buje en la posición del mástil de referencia aplicadas en todos los aerogeneradores.

Cualquier ajuste por densidad del aire debido a diferencias entre la densidad del aire a la altura de buje en las posiciones de los aerogeneradores y aquella densidad en la posición del mástil de referencia, y que se asume para la curva de potencia del aerogenerador, se aplica como se comenta en el texto principal del informe e incluye la energía ideal.

- **Cálculos del Efecto Topográfico y del Efecto Estela**

El primer paso en la modelización del flujo circulando a través de un conjunto de aerogeneradores es el cálculo del mismo en la estela de un aerogenerador aislado. A sotavento de un rotor se da un déficit de cantidad de movimiento con respecto a las condiciones de la corriente incidente que equivale a la fuerza de empuje sobre la máquina. Puesto que el flujo continúa a sotavento del rotor, existe una dispersión de la estela y una recuperación de las condiciones de la corriente incidente. La transferencia turbulenta de cantidad de movimiento es importante en este proceso.

En el estudio se utilizan medidas de aerogeneradores tanto reales como procedentes de túnel de viento. Se toman cada velocidad de viento y dirección para determinar la producción eléctrica del parque. En este proceso se utilizan parámetros importantes como son:

- Esquema de implantación de las máquinas
- Velocidad media de viento a barlovento de los rotores
- Turbulencia ambiente
- Curva de empuje de la máquina
- Curva de potencia de la máquina
- Velocidad de rotación del rotor
- Factores de aceleración topográficos procedentes de los cálculos del flujo de viento en el emplazamiento

Los efectos topográficos se tienen en cuenta en el modelo utilizando los factores de aceleración calculado por el modelo de flujo de viento descrito anteriormente. Cualquier ajuste por densidad del aire debido a diferencias entre la densidad del aire a la altura de buje en las posiciones de los aerogeneradores y aquella densidad en la posición del mástil de referencia se aplica como se comenta en el texto principal del informe e incluye el efecto topográfico. Se utiliza el esquema de implantación de las máquinas para calcular la velocidad de viento en las estelas de las turbinas, asumiendo que el terreno es plano, y la velocidad de viento se ajusta al factor de aceleración cuando la estela alcanza una turbina situada a sotavento.

- **Eficiencia eléctrica**

Se toma un valor del 97.4 % para la eficiencia eléctrica, considerando la configuración del sistema eléctrico del parque. Las pérdidas eléctricas se calculan utilizando la curva de potencia y la distribución de frecuencias de velocidad y dirección de viento en el emplazamiento, así como la información sobre el sistema eléctrico proporcionada por GE, tal y como se describe en la sección 4 de este apéndice.

- **Disponibilidad**

Se asume un valor del 97 % para la disponibilidad de los aerogeneradores (máquinas preparadas para funcionar más del 98 % del tiempo) basándose en datos procedentes de parques eólicos recientes en operación.

- **Hielo y ensuciamiento de las palas**

Se ha introducido un ajuste para tener en cuenta la pérdida de producción debido al ensuciamiento de las palas como consecuencia de la acreción de insectos o suciedad o al posible efecto del hielo en la superficie de las palas.

Se ha asumido como apropiada una cifra del 99.5% para los aerogeneradores regulados por paso de palas.

- **Histéresis por altos vientos**

Dentro de este apartado se recogen las pérdidas provocadas por la lógica del sistema de control en el arranque y parada de los aerogeneradores ante situaciones de altos vientos. Esta magnitud está influenciada a su vez por tres factores.

1. La turbina: cuando se excede la velocidad media máxima de viento y no se vuelve a arrancar otra vez hasta que la velocidad media de viento está por debajo de un valor que sea menor que la velocidad media máxima anteriormente citada.

2. La turbina: si la ráfaga de viento supera un valor máximo y no vuelve a arrancar hasta que las ráfagas medidas sean menores que el valor máximo de parada.

3. La precisión de la calibración de los instrumentos es dependiente de las características de la turbina ante los vientos altos.

Estos tres aspectos pueden ocasionar una pérdida de producción especialmente en velocidades medias de viento altas con cierta recurrencia.

- **Mantenimiento de la subestación**

La producción neta del parque eólico puede reducirse debido a que no existe transferencia de energía a la red de conexión cuando la subestación del parque está fuera de servicio por mantenimiento. En este caso, se utiliza un valor típico del 99.8 % que tiene en cuenta una parada de la subestación de un día al año por mantenimiento. Este valor incluye un mantenimiento programado que no puede ser planeado con suficiente precisión en días de poco viento.

- **Fallo en punto de conexión eléctrica**

La producción neta del parque eólico se reduce si la red no está disponible para recibir la energía del parque. Este tipo de pérdidas deben calcularse específicamente para cada emplazamiento, no habiendo sido estudiadas en el presente análisis.

- **Ajuste de la Curva de Potencia**

Se trata de un ajuste que tiene en cuenta las posibles variaciones en la curva de potencia real de los aerogeneradores con respecto a la curva de potencia proporcionada para la realización del presente informe (curva teórica de potencia).

- **Control de direcciones de viento**

Cuando el espaciamiento entre turbinas es corto, las condiciones del emplazamiento pueden superar aquellas para las que la turbina fue certificada. En estas circunstancias, puede ser necesario desconectar algunas turbinas que estén próximas cuando la dirección del viento sea paralela a la línea de los aerogeneradores. Este coeficiente no se ha considerado en el presente análisis.

A.4. CÁLCULO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

- **Datos de partida**

Se han estimado las pérdidas eléctricas para el Parque Eólico El Manchego I para el aerogenerador GE 1.5_{XLE}:

- Características del transformador de los aerogeneradores:
 - Potencia nominal: 1600 KVA
 - Pérdidas en vacío: 1.7 KW

- Pérdidas en carga: 17.0 KW
- Relación de tensión: 20/0.69 KV
- Características y longitudes de los tramos subterráneos del cableado a 20 KV se muestran en la siguiente tabla:

Tramo	Longitud (m)	Sección (mm ² Al)
AG1 – AG2	372	240
AG2 – AG3	434	240
AG3 – AG4	372	240
AG4 – AG5	475	240
AG5 – AG6	359	240
AG6 – SET (tramo subterráneo)	6518	400
AG7 – AG8	372	240
AG8 – AG9	363	240
AG9 – AG10	372	240
AG10-AG11	365	240
AG11 – AG12	371	240
AG12 –SET (tramo subterráneo)	4435	400
AG19 – AG18	363	240
AG18 – AG17	364	240
AG17 – AG16	372	240
AG16 – AG15	365	240
AG15 – AG14	390	240
AG14 – AG13	360	240
AG13 –SET (tramo subterráneo)	4776	400

AG = aerogenerador; SET = subestación eléctrica

Tabla A.1.Longitudes de tramos subterráneos de cableado de 20 KV

- Características del transformador de la subestación del parque eólico:
 - Potencia nominal: 30 MVA
 - Pérdidas en vacío: 31.0 KW
 - Pérdidas en carga: 81 KW
 - Relación de tensión: 132/20 KV
- Características y longitudes de la línea aérea de tensión nominal 20 KV (aislamiento 66 KV) según la siguiente tabla:

Tramo	Longitud (m)	Sección
SET El Manchego-SET La Roda	5967	LA 241.7 mm ² Al
		LA 39.4 mm ² Acero
		LA 281.1 mm ² total

Tabla A.2.Longitudes de tramos aéreos de cableado de 20 KV

- Se han calculado las pérdidas eléctricas hasta la SET La Roda.

Se han formulado las siguientes hipótesis de trabajo para realizar el cálculo:

- Caracterización del régimen de vientos en el emplazamiento (distribución anual de viento) mediante la media ponderada de las distribuciones anuales de velocidad de viento a largo plazo de la estaciones de El Manchego en función del número de turbinas.
- Se asume un factor de potencia anual promedio de 0.97 en base a que el parque eólico regulará el mismo para cumplir con la normativa española.

- Se asumen tensiones nominales en todos los componentes del sistema eléctrico.

- **Metodología de cálculo**

Se han calculado las pérdidas eléctricas combinando la curva de potencia del aerogenerador y la distribución anual para el emplazamiento. Tanto el efecto topográfico como el de estela se han incluido en la producción de energía del parque eólico.

- **Resultados**

La eficiencia eléctrica del Parque Eólico El Manchego I es del 97.4 % como se detalla a continuación.

Componente	Pérdidas (MWh)	Pérdidas (%)
Transformador del aerogenerador	788.5	0.97
Cableado de 20 KV	903.6	1.11
Transformador de la SET Manchego I	362.0	0.45
Línea área de 132 KV	70.8	0.09
Pérdidas eléctricas anuales	2124.9	2.6

Tabla A.3. Eficiencia eléctrica del Parque Eólico El Manchego I

A.5. ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE

Hay 5 categorías de incertidumbre asociadas a la estimación de la velocidad de viento en el emplazamiento propuesto.

1. Hay una incertidumbre asociada con la precisión de medida de los anemómetros.

Se asume un valor de 2.5% para tener en cuenta efectos como sobrevelocidad, degradación, variaciones en la densidad del aire y efectos de turbulencia adicionales.

2. La incertidumbre asociada a las correlaciones y extrapolaciones entre los distintos mástiles se evalúa a partir de la dispersión estadística en los diagramas de correlación.

3. Existe una incertidumbre en la consistencia de las mediciones de la velocidad del viento en el mástil Barrax debido a la presencia de un aerogenerador en operación en su cercanía. Se asume como apropiado un valor del 2%.

4. Hay una incertidumbre asociada con la asunción de que el periodo histórico de datos del emplazamiento es representativo del clima para periodos más largos. Un estudio de registros históricos de viento indica una variabilidad típica del 6 % en la velocidad media anual de viento. Este valor es el que se ha utilizado para definir la incertidumbre derivada de asumir que la velocidad media de viento a largo plazo viene dada por un periodo de registros de 3.1 años de datos válidos.

5. Adicionalmente, incluso si la velocidad media de viento a largo plazo estuviera perfectamente definida habría una variabilidad en las velocidades medias de viento observadas en el emplazamiento. La variabilidad en las velocidades medias de viento futuras depende del periodo que se considere. En el análisis de incertidumbre se incluyen el primer año de operación y otro periodo de 10 años. Se tiene en cuenta, esta variabilidad futura del viento en el análisis de incertidumbre de la energía pero no en el de la velocidad de viento.

Se asume que las series temporales de velocidad de viento son aleatorias sin tendencias o error sistemático. Debe, por tanto, considerarse que se ha sido cuidadoso a la hora de asegurar que tanto el sistema de medida como la exposición a los vientos se han venido manteniendo constantes a lo largo del periodo de registros, no habiéndose estimado incertidumbres derivadas del cambio en alguna o ambas de las condiciones anteriores.

Las incertidumbres del tipo 1 a 5 anteriormente descritas se suman como errores independientes utilizando la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados para proporcionar la incertidumbre total en la estimación de la velocidad de viento en el periodo histórico considerado.

Se considera que existen 4 categorías en la incertidumbre de la estimación de la energía generada por el parque:

1. La incertidumbre dependiente de la velocidad media de viento a largo plazo se calcula a partir de la incertidumbre total de velocidad de viento (tipos 1, 3 anteriores) utilizando un factor para la sensibilidad de la energía anual con respecto a la velocidad media de viento. Este factor de sensibilidad se calcula realizando un análisis de perturbación entorno al valor medio estimado.

2. Incertidumbres del modelo topográfico y de estela. Las pruebas de validación de los modelos utilizados aquí, basadas en medidas realizadas en parques eólicos reales de pequeño tamaño en terreno simple, han demostrado que la precisión alcanzada es del orden del 2 % en la mayoría de los casos. Para este caso, se asume una incertidumbre del modelo topográfico y de estela del 3.5 % para las turbinas inicializadas desde el mástil de inicialización.

3. Las incertidumbres asociadas a la velocidad de viento futura, descrita en el punto 4 anterior, se han calculado utilizando un factor de sensibilidad para la energía generada anual con respecto a la velocidad de viento media anual.

4. Precisión del medidor de energía de la subestación pública. Se asume una incertidumbre del 0.3 % basada en la precisión típica del medidor público.

Apéndice B

Aspectos ambientales e Impacto ambiental

B.1. ASPECTOS AMBIENTALES

B.1.1. Previo al inicio de obras

Previamente al inicio de la construcción de las obras, y con un plazo máximo de un mes antes del comienzo de las obras, se facilitará a la dirección ambiental de obra:

- Certificación de la puesta a punto de motores, camiones y de la maquinaria que se empleará durante las obras, expedido por un servicio autorizado.
- Calendario de ejecución de obras, donde figurarán todas las obras y actividades a realizar, especialmente las actividades más agresivas para el medio y el conjunto de medidas correctoras o de carácter ambiental.

Se balizarán las áreas de afección. Cualquier movimiento u ocupación fuera de las áreas balizadas estará expresamente prohibido.

B.1.2. Respecto al sistema hidrológico

En coordinación con la Delegación Provincial se contemplarán las siguientes actuaciones:

- No se alterará la red hidrológica en la zona de actuación, realizando los acopios fuera de las áreas de recarga de acuíferos y se diseñará y construirá una red de drenaje adecuada.
- Se evitará trazar viales en cercanías de arroyos y abarrancamientos.
- No se construirá en las cercanías del parque ninguna planta de hormigón.
- Se delimitarán y balizarán apropiadamente el parque de maquinaria y otras áreas destinadas a fines similares, tales como acopio de materiales y maquinaria.
- Se llevará una correcta gestión de las tareas de mantenimiento de equipos y maquinaria móvil, realizándose fuera de la zona del parque. Los equipos que por su naturaleza no puedan realizar sus vertidos líquidos en instalaciones adecuadas, serán recogidos en envases específicos por tipología de residuo y enviados a los centros de tratamiento autorizados.
- Las tareas de limpieza, repostaje y cambios de aceite se realizarán sobre superficies impermeabilizadas evitando la intrusión de contaminantes en las capas freáticas subyacentes.
- La limpieza de las cubas de hormigón no se realizará en el propio parque si no en la planta hormigonera, con excepción de las canaletas de la cuba cuya limpieza se efectuará en una zona especialmente habilitada a tal efecto.
- Las casetas de obra dispondrán de la adecuada evacuación de las aguas residuales mediante la recogida en tanques estancos y su posterior vertido a la red general de saneamiento, previa autorización.

B.1.3. Respecto a la protección del patrimonio

Si en el transcurso de los trabajos de excavación apareciesen en el subsuelo restos históricos, arqueológicos o paleontológicos, se paralizarán las obras poniéndolo en conocimiento de la Delegación Provincial de la Consejería de Educación y Cultura de acuerdo con la Ley 16/85 del patrimonio Histórico español y la Ley 4/90 del Patrimonio Histórico de Castilla-La Mancha.

Si en el transcurso de los trabajos se afectara en cualquier sentido a la vía pecuaria (colada) “Camino de la Coscoja a La Roda” esta afectación debe cumplir lo establecido al respecto en la Ley 9/2003 de Vías Pecuarias de Castilla La Mancha, de 20 de marzo.

B.1.4. Respecto de la protección del suelo

La tierra vegetal procedente de las vías de servicio, excavaciones para cimentación de los aerogeneradores, líneas subterráneas de interconexión e instalaciones auxiliares, se retirará de forma selectiva para ser utilizada posteriormente en la restauración.

La tierra vegetal se almacenará en montículos o cordones sin sobrepasar una altura máxima de 1.5 m para evitar la pérdida de sus propiedades orgánicas y bióticas.

En las zanjas de conexión de líneas subterráneas se procederá inmediatamente a la instalación del tramo de línea y su posterior restauración.

Se evitará la construcción de nuevos viales caminos o pistas y aprovechando al máximo los ya existentes. Se evitará trazar viales en laderas de fuerte pendiente.

La anchura de los viales será la mínima posible que permita la utilización de los mismos tal y como se recoge los puntos 7 y 8 de la DIA.

Se establecerán cunetas a ambos lados de los accesos y drenajes transversales que canalicen el agua de escorrentía evitando su erosión.

Los estériles procedentes de excavaciones se reutilizarán para el relleno de viales y terraplenes, especialmente para el asentamiento de la subestación y edificio de control. En caso de existir algún sobrante, se llevará a vertedero autorizado.

Toda apertura de nuevos viales o zanjas de conexión se realizará en coordinación con la Delegación Provincial.

B.1.5. Respecto a la afección al terreno

Se realizarán lo mínimos movimientos de maquinaria y tierras y en los momentos de menor afección a personas, vegetación y fauna.

La maquinaria empleada limitará sus movimientos a los caminos y zonas de obra señaladas por un vallado previo.

Los trabajos de replanteo serán supervisados por el Técnico encargado de la Vigilancia Ambiental de las obras para minimizar al máximo la afección de las mismas a los distintos aspectos ambientales.

Se garantizará la integridad física de las señales geodésicas existentes, asegurando que no se afecte la posibilidad de efectuar visitas entre las más próximas.

Al final de la obra se restaurarán todas las zonas que no sean ocupadas permanentemente.

B.1.6. Respecto a la gestión de residuos

Los residuos que se generan en el desarrollo del parque eólico se está obligado a entregarlos a un gestor autorizado de residuos para su valorización o eliminación, y en todo caso se está obligado a mantenerlos en condiciones adecuadas de higiene y seguridad.

La sistemática operativa para la adecuada gestión de los residuos según la especificación técnica de gestión de residuos ET es la siguiente:

a) Residuos no peligrosos

- Los poseedores de residuos urbanos o asimilables a urbanos estarán obligados a entregarlos a entidades locales para su reciclado, valorización o eliminación, en las condiciones que determinen las respectivas ordenanzas.

b) Residuos peligrosos

- La empresa contratista deberá poseer la correspondiente autorización como Productor de Residuos Peligrosos expedida por las autoridades competentes. Deberá garantizar la correcta gestión de los residuos peligrosos generados y será la titular y responsable de los residuos hasta que sean transferidos y aceptados por el gestor final. Deberán realizar el transporte de residuos hasta el lugar de almacenamiento con vehículos debidamente autorizados por el órgano competente.

- Los materiales procedentes del movimiento de tierras y de la excavación de la base de los aerogeneradores, se equilibrarán con los requeridos para el afirmado de viales, parque de maquinaria, etc.

B.1.7. Respecto de las afecciones a la atmósfera y ruido

Para evitar la generación de polvo se aplicarán riegos periódicos sobre viales y camino de acceso y se controlará que la velocidad de los vehículos no supere los 20 Km/h y en desplazamientos de más de 1 Km los vehículos deberán contar con lonas de protección para evitar la afección a vegetación circundante.

Para reducir al máximo la emisión de ruido los vehículos y maquinaria se revisarán periódicamente y se recogerá en las preceptivas fichas de mantenimiento que cada vehículo y maquina debe llevar. Estas fichas contendrán al menos las revisiones, controles y fechas de las mismas.

B.1.8. Respecto de la protección de la flora y de la fauna

Se respetará al máximo la vegetación natural adoptando las medidas necesarias para evitar cualquier daño.

Par realizar cualquier actuación sobre la vegetación (labores de poda, descuaje) se requerirá autorización de la Consejería de Medio Ambiente.

Antes del comienzo de las obras y en coordinación con la Delegación Provincial se jalonará toda la superficie de ocupación de las mismas para el parque y línea y se limitará a dichas zonas todo movimiento de maquinaria y personal.

La instalación de elementos salvapájaros queda excluida de este proyecto quedando incluido en el de la línea de evacuación.

Se tendrá especial cuidado en la realización de trabajos que impliquen afecciones a la avifauna en época de reproducción.

Se controlara la aparición de cadáveres y la posible afección por este motivo a aves carroñeras.

No se emplearán herbicidas y/o pesticidas en el área de ocupación del parque eólico.
La obra se dotará de equipos materiales básicos de extinción.

B.1.9. Respetto de las afecciones paisajísticas

Se evitará la utilización de hormigón en la capa de rodadura acondicionando los viales utilizando materiales (zahorras o semejantes) que no supongan un contraste con las gamas cromáticas del terreno.

La subestación de transformación se construirá con materiales acorde con el entorno respetando la topología y colores de la zona. Se efectuará una plantación de especies arbóreas de la zona (pino piñonero, carrasco, encina) alrededor de la misma para obtener su integración en el entorno.

Se eliminarán los restos de hormigón armado, pistas y estructuras provenientes de las infraestructuras provisionales propias de esta actividad eólica durante las obras y tras la finalización de estas, así como de cualquier otro residuo (pales, plásticos, latas, cables, cajas, chatarra, etc.).

La localización de canteras, zonas de préstamos, vertederos, caminos de obra e instalaciones auxiliares, ubicación de parque maquinaria deberán concretarse con la Delegación Provincial.

Los sobrantes de los movimientos de tierra efectuados se llevarán a vertedero autorizado, sin que en ningún caso se constituyan nuevas escombreras. En el caso de existir antiguas canteras o huecos se notificará su ubicación a la Delegación Provincial.

En caso de necesitar zonas de préstamo de extracción de áridos se utilizarán canteras debidamente legalizadas y con planes de restauración aprobados.

B.1.10. Respetto de la coordinación

Se informará a la propiedad del parque o a quien ésta delegue de todas las labores de apertura de viales, tala, o poda, restauración etc., con antelación suficiente para informar de las mismas al Servicio Territorial de Medio Ambiente.

B.2. IMPACTO AMBIENTAL DEL PARQUE EOLICO EL MANCHEGO I

B.2.1. Identificación de impactos

Es preciso realizar una primera aproximación al estudio de los efectos que ocasionarán las distintas acciones del proyecto mediante su identificación. En general, se considera que hay impacto ambiental cuando una acción o actividad produce una alteración, favorable o desfavorable, en el medio. El concepto de impacto implica tres procesos consecutivos:

- Modificación de las características del medio.
- Modificación de sus valores o méritos de conservación.
- Significado de dichas modificaciones para la salud y el bienestar humano.

Para la identificación de los impactos ambientales que el Parque Eólico puede producir sobre el medio ambiente en su conjunto, o sobre alguno de los elementos del mismo, se ha utilizado una matriz cruzada de acciones del proyecto-elementos del medio (Tabla B.1).

En las columnas de esta matriz de identificación se han incluido los factores del medio ambiente correspondientes al medio físico, biótico y socioeconómico que previamente han sido examinados en el inventario ambiental (apartados anteriores). No se han considerado aquellos factores del medio ambiente estudiados que no van a ser afectados por ninguna de las acciones del proyecto, como son el patrimonio histórico, la geología o el clima.

Por el contrario, para otros de los factores del medio ambiente se han diferenciado distintos elementos por considerar que éstos resultarán afectados de distinta forma por las acciones del proyecto.

ACCIONES IMPACTANTES	FACTORES AMBIENTALES											
	atmósfera		aguas		suelos		paisaje	Vegetación	fauna	Socio-economía		
	Composición	Ruido	Superficiales	Subterráneas	Eliminación	características	Calidad visual	Especies y comunidades	Colisión aves	Usos del suelo	Economía	equipamiento
Fase construcción												
Empleo de maquinaria y transporte	x	x	x	x	x	x	x	x			x	
Excavaciones y movimientos de tierras	x		x		x	x	x	x				
Ejecución obras	x	x	x	x		x	x					
Fase explotación												
Funcionamiento parque eólico		x							x	x	x	x
Mantenimiento instalaciones		x	x	x		x	x				x	

Tabla B.1. Matriz de interacciones factores ambientales-acciones del proyecto

B.2.2. Caracterización y valoración cualitativa de los impactos

La caracterización de impactos, se va a realizar, básicamente, siguiendo los criterios establecidos en el Real Decreto 1138/1988, de 30 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental.

Con tal fin se elabora, para cada una de las acciones consideradas en la matriz de identificación de impactos, una matriz de importancia (Tablas B.3 a B.7), que proporcionarán, a partir de los atributos considerados, una valoración cualitativa de la importancia del impacto ambiental que cada interacción descrita anteriormente ocasionará sobre los distintos elementos del medio. Los atributos empleados son los siguientes:

- Naturaleza o signo. Indica el signo del efecto, es decir, el carácter adverso (-) o beneficioso (+) de las diversas acciones sobre los factores considerados.
- Causa. Hace referencia a la relación causa-efecto, o sea la forma de manifestación del efecto sobre un factor, como consecuencia de la acción, pudiendo ser directo o indirecto.
- Condición. Indica si el efecto ocasionado por una acción es simple, acumulativo o sinérgico. El efecto es simple si se manifiesta sobre un solo componente ambiental.

Se considera acumulativo cuando al prolongarse en el tiempo incrementa progresivamente su gravedad. Por último, se considera sinérgico cuando la acción, junto con la presencia simultánea de varios agentes, supone una incidencia ambiental mayor que la suma de las incidencias individuales contempladas aisladamente.

- Intensidad. Se refiere al grado de incidencia de la acción sobre el factor del medio considerado, en el ámbito específico en el que se actúa. Se califica como alta, media o baja.
- Extensión. Valora el área de influencia teórica del impacto, en relación con el entorno de la actuación. Se califica como puntual, parcial o extenso.
- Momento. Periodo de tiempo que transcurre entre la acción y la manifestación del efecto sobre el factor considerado. Se califica como inmediato, intermedio y retardado cuando, respectivamente, el efecto se manifiesta dentro del tiempo comprendido en un ciclo anual, antes de cinco años, o en período superior.
- Persistencia. Tiempo de permanencia del efecto a partir de su aparición. Se distingue entre efecto temporal y efecto permanente.
- Periodicidad. Califica la regularidad con la que se manifiesta el efecto, pudiendo ser periódico, irregular o continuo.
- Reversibilidad. Se refiere a la posibilidad de reconstrucción del factor del medio impactado; es una medida de la capacidad de asimilación del medio.
- Recuperabilidad. Indica la posibilidad de reconstrucción, total o parcial, del factor afectado a través de la adopción de medidas correctoras o mediante procesos naturales. Para calcular la importancia (Ip) o valoración de las acciones de carácter adverso (con signo negativo) sobre cada factor ambiental se ha empleado, por su relevancia, los atributos incluidos en la siguiente expresión:

$$Ip = -(3 \text{ Intensidad} + 2 \text{ Extensión} + \text{Persistencia} + \text{Reversibilidad} + \text{Recuperabilidad})$$

Siendo el valor asignado a la manifestación de cada uno de esos atributos el siguiente:

ATRIBUTO	MANIFESTACION	PUNTUACION
Intensidad	Baja	1
	Media	2
	Alta	3
Extensión	Puntual	1
	Parcial	2
	Extenso	3
Persistencia	Temporal	1
	Permanente	3
Reversibilidad	Reversible	1
	Irreversible	3
Recuperabilidad	Recuperable	1
	Irrecuperable	3

Tabla B.2. Caracterización de impactos

A partir del valor de cada interacción de la matriz de importancia, se ha calificado la magnitud de los impactos de naturaleza adversa que produce cada una de las acciones del proyecto mediante la escala recogida en el Real Decreto 1.138/1988, de 30 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental, aplicando los siguientes criterios:

- Impacto ambiental compatible, para valores de Ip menores o igual que 12: Aquel cuya recuperación es inmediata tras el cese de la actividad, y no precisa prácticas protectoras o correctoras.

- Impacto ambiental moderado, para valores de I_p mayores que 12 e inferiores o iguales que 16: Aquel cuya recuperación no precisa prácticas protectoras o correctoras intensivas, y en el que la consecución de las condiciones ambientales iniciales requiere cierto tiempo.
- Impacto ambiental severo. Valores de I_p mayores que 16 e inferiores o iguales a 20: Aquel en el que la recuperación de las condiciones del medio exige la adecuación de medidas protectoras o correctoras, y en el que, aun con esas medidas, aquella recuperación precisa un período de tiempo dilatado.
- Impacto ambiental crítico. Valores de I_p mayores que 20: Aquel cuya magnitud es superior al umbral aceptable. Con él se produce una pérdida permanente de la calidad de las condiciones ambientales, sin posible recuperación, incluso con la adopción de medidas protectoras o correctoras.

Para la caracterización de los impactos de naturaleza beneficiosa no se han utilizado los atributos que presuponen un efecto adverso (reversibilidad y recuperabilidad) y no se ha realizado una calificación de su magnitud, pues el sentido negativo intrínseco que tiene la escala de valoración de impacto ambiental empleada, impide su aplicación, recurriendo en estos casos a la intensidad del impacto como criterio para la valoración de su la magnitud.

Las matrices de caracterización resultantes de la interacción entre las acciones del proyecto y los factores del medio (Tablas B.3-B.B.7), muestran que la construcción y explotación del Parque Eólico ocasionará un total de 34 impactos adversos: sobre el medio físico (25 impactos), biótico (8 impactos) y social (1 impacto), y 5 beneficiosos sobre el medio social.

Los impactos adversos resultantes sobre el medio físico y biótico son, en todos los casos, de magnitud inferior al umbral aceptable (no se han encontrado impactos críticos), por lo que no ocasionarán una pérdida permanente de la calidad de las condiciones ambientales de la zona en la que se desarrollará el Parque Eólico, y podrán ser asimilados por el entorno a corto plazo, debido a las medidas correctoras y protectoras.

En la fase de construcción (Tablas B.3-B.B.7) se han caracterizado un total de 23 impactos adversos sobre el medio físico y biótico, todos ellos compatibles, excepto el impacto correspondiente al efecto ocasionado por las excavaciones y movimientos de tierra sobre la pérdida de suelo, mientras que en la fase de explotación del parque eólico (Tablas B.6- B.7) se han caracterizado 11 impactos negativos, de los cuales 9 son compatibles y dos moderados, los identificados sobre la calidad visual y la avifauna. Es decir, todos los impactos negativos son asumibles desde un punto de vista ambiental, si bien en algún caso requerirán la adopción de medidas correctoras durante el desarrollo del proyecto con objeto de evitar que, en determinadas circunstancias, se produzca una incidencia ambiental mayor a la esperada.

		ACCION PRODUCTORA DE IMPACTOS. FASE DE CONSTRUCCIÓN: EMPLEO MAQUINARIA Y TRANSPORTES																											
		CARACTERÍSTICAS DE LOS IMPACTOS																				VALORACIÓN							
		Naturaleza		Causa		Condición			Intensidad			Extensión			Momento			Persistencia		Periodicidad			Reversibilidad		Recuperabilidad		Magnitud Impacto Ambiental		
Beneficioso	Adverso	Directo	Indirecto	Simple	Sinérgico	Acumulativo	Baja	Media	Alta	Puntual	Parcial	Extenso	Inmediato	Intermedio	Retardado	Temporal	Permanente	Periódico	Irregular	Continuo	Reversible	Irreversible	Recuperable	Irrecuperable	Compatible	Moderado	Severo	Crítico	
FACTORES AMBIENTALES																													
Atmósfera	Composición	-	X		X		X			X			X			X			X		X		X			●			
	Ruidos	-	X		X		X			X			X			X			X		X		X			●			
Aguas	Superficial	-		X	X		X				X		X			X			X		X		X			●			
	Subterránea	-		X	X		X				X			X			X			X		X		X			●		
Suelos	Eliminación	-	X		X		X			X			X			X			X		X		X			●			
	Características	-		X	X		X			X			X			X			X		X		X			●			
Paisaje	Calidad Visual	-	X		X		X			X			X			X			X		X		X			●			
Vegetación	Especies y comunidades	-	X		X		X			X			X			X			X		X		X			●			
Fauna	Especies y comunidades	-		X	X		X			X			X			X			X		X		X			●			
	Colisión aves																												
Socioeconomía	Usos del suelo																												
	Economía	+			X	X		X		X			X			X			X		X								
	Equipamiento																												

Tabla B.3. Matriz de caracterización y valoración de impactos: empleo de maquinaria y transportes

FACTORES AMBIENTALES		ACCION PRODUCTORA DE IMPACTOS. FASE DE CONSTRUCCIÓN: EXCAVACIONES Y MOVIMIENTOS DE TIERRA																												
		CARACTERÍSTICAS DE LOS IMPACTOS																									VALORACIÓN			
		Naturaleza		Causa		Condición			Intensidad			Extensión			Momento			Persistencia		Periodicidad			Reversibilidad		Recuperabilidad		Magnitud Impacto Ambiental			
		Beneficioso	Adverso	Directo	Indirecto	Simple	Sinérgico	Acumulativo	Baja	Media	Alta	Puntual	Parcial	Extenso	Inmediato	Intermedio	Retardado	Temporal	Permanente	Periódico	Irregular	Continuo	Reversible	Irreversible	Recuperable	Irrecuperable	Compatible	Moderado	Severo	Crítico
Atmósfera	Composición	-	X		X			X		X			X			X			X		X		X			●				
	Ruidos																													
Aguas	Superficial	-	X		X		X			X			X			X			X		X		X			●				
	Subterránea																													
Suelos	Eliminación	-	X		X			X		X			X				X			X		X	X			●				
	Características	-	X		X		X			X			X				X			X		X	X			●				
Paisaje	Calidad Visual	-	X		X		X			X			X			X		X			X		X			●				
Vegetación	Especies y comunidades	-	X		X		X			X			X				X			X		X	X			●				
Fauna	Especies y comunidades	-	X		X		X			X			X				X			X		X	X			●				
	Colisión aves																													
Socioeconomía	Usos del suelo																													
	Economía	+			X		X			X			X			X				X		X								
	Equipamiento																													

Tabla B.4. Matriz de caracterización y valoración de impactos: excavaciones y movimiento de tierras

		ACCION PRODUCTORA DE IMPACTOS. FASE DE CONSTRUCCIÓN: EJECUCIÓN DE OBRAS																												
		CARACTERÍSTICAS DE LOS IMPACTOS																							VALORACIÓN					
		Naturaleza		Causa		Condición			Intensidad			Extensión			Momento			Persistencia		Periodicidad			Reversibilidad		Recuperabilidad		Magnitud Impacto Ambiental			
Beneficioso		Adverso	Directo	Indirecto	Simple	Sinérgico	Acumulativo	Baja	Media	Alta	Puntual	Parcial	Extenso	Inmediato	Intermedio	Retardado	Temporal	Permanente	Periódico	Irregular	Continuo	Reversible	Inreversible	Recuperable	Inrecuperable	Compatible	Moderado	Severo	Crítico	
FACTORES AMBIENTALES																														
Atmósfera	Composición	-	X		X			X			X			X			X			X		X		X		●				
	Ruidos	-	X		X			X			X			X			X			X		X		X		●				
Aguas	Superficial	-		X	X			X			X			X			X			X		X		X		●				
	Subterránea	-		X	X			X			X			X			X			X		X		X		●				
Suelos	Eliminación																													
	Características	-		X	X			X			X			X			X			X		X		X		●				
Paisaje	Calidad Visual	-	X		X			X			X			X			X			X		X		X		●				
Vegetación	Especies y comunidades																													
Fauna	Especies y comunidades	-		X	X			X			X			X			X			X		X		X		●				
	Colisión aves																													
Socioeconomía	Usos del suelo																													
	Economía	+		X	X			X			X			X			X			X		X								
	Equipamiento																													

Tabla. B.5. Matriz de caracterización y valoración de impactos: ejecución de obras

FACTORES AMBIENTALES		ACCION PRODUCTORA DE IMPACTOS. FASE DE EXPLOTACIÓN: FUNCIONAMIENTO PARQUE EÓLICO																				VALORACIÓN								
		CARACTERÍSTICAS DE LOS IMPACTOS																		Magnitud Impacto Ambiental										
		Naturaleza		Causa		Condición			Intensidad			Extensión			Momento			Persistencia				Periodicidad			Reversibilidad		Recuperabilidad		Compatible	Moderado
Beneficioso	Adverso	Directo	Indirecto	Simple	Sinérgico	Acumulativo	Baja	Media	Alta	Puntual	Parcial	Extenso	Inmediato	Intermedio	Retardado	Temporal	Permanente	Periódico	Irregular	Continuo	Reversible	Irreversible	Recuperable	Irrecuperable						
Atmósfera	Composición																													
	Ruidos	-	X		X			X					X	X			X			X		X		X				●		
Aguas	Superficial																													
	Subterránea																													
Suelos	Eliminación																													
	Características																													
Paisaje	Calidad Visual	-	X		X			X				X	X				X			X		X	X					●		
Vegetación	Especies y comunidades																													
Fauna	Especies y comunidades	-		X	X			X				X	X				X		X		X		X					●		
	Colisión aves	-	X		X			X				X	X				X		X		X		X	X				●		
Socioeconomía	Usos del suelo	-	X		X			X			X		X				X			X		X		X				●		
	Economía	+		X			X			X			X				X			X										
	Equipamiento	+		X			X			X			X				X			X										

Tabla B.6. Matriz de caracterización y valoración de impactos: Funcionamiento parque eólico

		ACCION PRODUCTORA DE IMPACTOS. FASE DE EXPLOTACIÓN: MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES																												
		CARACTERÍSTICAS DE LOS IMPACTOS																								VALORACIÓN				
		Naturaleza		Causa		Condición			Intensidad			Extensión			Momento			Persistencia		Periodicidad			Reversibilidad		Recuperabilidad		Magnitud Impacto Ambiental			
Beneficioso		Adverso	Directo	Indirecto	Simple	Sinérgico	Acumulativo	Baja	Media	Alta	Puntual	Parcial	Extenso	Inmediato	Intermedio	Retardado	Temporal	Permanente	Periódico	Irregular	Continuo	Reversible	Irreversible	Recuperable	Irrecuperable	Compatible	Moderado	Severo	Crítico	
FACTORES AMBIENTALES																														
Atmósfera	Composición																													
	Ruidos		-	X		X		X			X			X			X			X		X		X						●
Aguas	Superficial		-		X	X		X			X			X			X			X		X		X						●
	Subterránea		-		X	X		X			X			X		X			X		X		X		X					●
Suelos	Eliminación																													
	Características		-		X	X		X			X			X			X			X		X		X						●
Paisaje	Calidad Visual		-	X		X		X			X			X			X			X		X		X						●
Vegetación	Especies y comunidades																													
Fauna	Especies y comunidades		-		X	X		X			X			X			X			X		X		X						●
	Colisión aves																													
Socioeconomía	Usos del suelo																													
	Economía		+		X	X		X			X			X			X			X		X								
	Equipamiento																													

Tabla B.7. Matriz de caracterización y valoración de impactos: mantenimiento de las instalaciones.

- Impactos sobre la atmósfera.

La composición de la atmósfera resultará afectada negativamente durante la fase de construcción del parque eólico como consecuencia del empleo de maquinaria y vehículo de transportes (Tabla B.4), la realización de excavaciones y movimientos de tierra (Tabla B.4) y la ejecución de las obras de las diferentes instalaciones (Tabla B.5).

El impacto de cada una de estas acciones se ha valorado como compatible. Dada la naturaleza de los contaminantes implicados (partículas y gases de combustión), los volúmenes de emisión máximos que pueden producirse, su capacidad de dispersión y las características iniciales del medio afectado, no es previsible, a pesar de su coincidencia en el tiempo, un efecto extenso o acumulativo de esos impactos.

La contaminación sonora ocasionada por el proyecto se ha valorado en todos los casos como compatible. Para las acciones productoras de ruido se han encontrado diferencias en su extensión, pues el funcionamiento del parque eólico (Tabla B.6) se ha considerado de carácter parcial por la amplitud del territorio en la que se sitúan los aerogeneradores y alcance del contaminante, mientras que el resto de acciones generadoras de ruido tendrán carácter puntual.

- Impactos sobre las aguas.

Los siete impactos identificados sobre las aguas superficiales (4 impactos) y subterráneas (3 impactos) se caracterizan genéricamente por ser negativos, simples, de baja intensidad y reversibles, valorándose estos impactos como compatibles. El empleo de maquinaria y vehículos de transporte (Tabla B.4), la ejecución de obras (Tabla B.5) y el mantenimiento de las instalaciones del parque (Tabla B.7) se han considerado como impactos de carácter indirecto, pues la posible afección de las aguas superficiales no se produce por una acción directa sobre el medio, sino, fundamentalmente, como consecuencia de la posible afección de la calidad de las aguas por el vertido accidental de lubricantes, combustibles u otras sustancias necesarias para el desarrollo de esas actividades. Este hecho condiciona también la imposibilidad de determinar, cuando se producirán estos impactos, por lo que se consideran de carácter irregular. De otro lado, el transporte y dispersión de estos contaminantes en el medio acuático hacen que sus efectos puedan alcanzar zonas fuera de la ubicación del parque eólico, por lo que han de ser caracterizados de extensión parcial.

Por el contrario, el impacto negativo de las excavaciones y movimientos de tierra (Tabla B.4) sobre la red de drenaje superficial y conjunto de charcas estacionales o permanentes, y consecuente afección de la calidad de las aguas, se ha caracterizado como directo y puntual en cuanto a su extensión, pues se limitará a zonas muy concretas.

El posible impacto sobre las aguas subterráneas ocasionado por el empleo de maquinaria y vehículos de transporte (Tabla B.3), la ejecución de obras (Tabla B.5) y el mantenimiento de las instalaciones del parque (Tabla B.7) se han considerado, por las razones antes indicadas, como impactos de carácter indirecto y de extensión parcial, diferenciándose de las aguas superficiales, por las peculiaridades que presenta el funcionamiento hidráulico de las aguas subterráneas, por su carácter no inmediato en cuanto a su aparición, sino de carácter intermedio.

- Impactos sobre los suelos

La afección más importante a la escasa cobertura edáfica del área de actuación se producirá como consecuencia de las excavaciones y movimientos de tierra (Tabla B.4) que se ejecutarán en la fase de construcción del parque. Esta acción ocasionará la pérdida de suelo siendo caracterizado este efecto adverso como directo, simple, de intensidad media, puntual, inmediato, permanente, continuo, irreversible y recuperable, obteniendo una valoración correspondiente a un impacto moderado por la escasa representación de este elemento en el área de actuación.

La pérdida de suelo por la circulación fuera de los caminos existentes de maquinaria y vehículos de transporte en la fase de construcción (Tabla B.3) se ha caracterizado como efecto adverso, simple, de baja intensidad, puntual, inmediata, temporal, irregular y reversible, resultando la magnitud del impacto compatible

El derrame accidental de combustibles o aceites de la maquinaria y vehículos de transporte (Tabla B.3), el vertido de otras sustancias peligrosas (pinturas, disolventes) durante la ejecución de las obras (Tabla B.5), o el derrame de los lubricantes empleados en el mantenimiento de las instalaciones durante la fase de explotación del parque (Tabla B.7) se han caracterizado como impactos simples, de intensidad baja, puntuales, inmediatos, temporales y reversibles, y dado que sólo se producirán a consecuencia de derrames o vertidos accidentales, como indirectos e irregulares. Estos impactos, se han valorado como compatibles según el índice de importancia calculado.

- Impactos sobre el paisaje

Todos los impactos sobre el paisaje identificados en la fase de construcción del parque eólico y en el mantenimiento de las instalaciones del parque durante la fase de explotación, han sido caracterizados como adverso, directo, simple, de baja intensidad, puntual, temporal, irregular y reversibles, siendo valorados como impactos de magnitud compatible, debido, esencialmente, al escaso periodo de permanencia de las estructuras y elementos artificiales que generan esas acciones en el detrimento de la calidad visual del medio.

El impacto sobre el paisaje ocasionado por el funcionamiento del parque eólico (Tabla B.6), derivado fundamentalmente de la presencia de los aerogeneradores e infraestructura viaria que precisa el parque eólico, se ha caracterizado como adverso, directo, simple, intensidad baja, extenso, inmediato, permanente, continuo, reversible y recuperable. La importancia del impacto ocasionado por esta acción sobre el paisaje se ha valorado en consecuencia como moderado.

No obstante hay que considerar que el paisaje, entendido como percepción del medio, tiene un carácter subjetivo, existiendo dificultades en su estimación y cuantificación. Esta dificultad es intrínseca a los elementos que intervienen en el proceso de percepción, y determina que la introducción de un elemento ajeno en un paisaje produzca sensaciones negativas o positivas según sean los aspectos funcionales, sociales y estéticos que concurren. En el caso de los parques eólicos es particularmente importante el aspecto funcional, es decir, si un objeto es útil o no. Si es considerado interesante y útil, la aceptación por parte de los afectados será mucho más sencilla que si el nuevo objeto es considerado como peligroso o inútil. Para los parques eólicos, ese interés queda reforzado por los resultados obtenidos en los estudios sociológicos realizados en nuestro país, que muestran una sociedad con una sensibilidad ambiental

moderadamente alta, y una conciencia ambiental que se expresa en un deseo de compatibilizar el desarrollo económico con la protección ambiental.

Todo ello explica que el impacto paisajístico de los parques eólicos no sea percibido, en la mayoría de las ocasiones, como algo negativo en las encuestas realizadas a poblaciones próximas a estas instalaciones.

- Impactos sobre la vegetación

El impacto más importante sobre la flora se producirá como consecuencia de la retirada o destrucción de la cubierta vegetal durante la ejecución de las excavaciones y movimientos de tierra (Tabla B.4) que precisan las instalaciones del parque eólico. Este impacto adverso se ha caracterizado como directo, simple, de intensidad baja, puntual, inmediato, permanente, continuo, irreversible y recuperable, siendo su valoración compatible.

Por otro lado, esta acción no implica la desaparición de las comunidades afectadas, ya que por su carácter lineal y extensión van a seguir presentes en amplias áreas tanto en la proximidades de las obras como en zona cercanas al parque eólico.

Por su parte, el otro impacto identificado sobre la vegetación, producido por el empleo de maquinaria y otros vehículos (Tabla B.3), se ha caracterizado como adverso, simple, de baja intensidad, puntual, inmediato, temporal, irregular y reversible, obteniendo una valoración de impacto compatible.

- Impactos sobre la fauna

Los impactos identificados sobre la fauna como consecuencia del aumento de la presencia humana, la producción de ruido y acciones sobre el medio que generarán el empleo de maquinaria (Tabla B.3) y la ejecución de obras (Tabla B.5), se han caracterizado como adverso, indirecto, simple, de intensidad media, puntual, inmediato, temporal, irregular y reversible, siendo valorados estos impactos como compatibles.

Para estas acciones hay que considerar la sucesión en el tiempo de los diferentes trabajos y su carácter puntual, en relación con la superficie total del parque, y que no se prevé una incidencia ambiental mayor por acumulación o sinergia del efecto ocasionado por cada una de ellas en el impacto sobre las comunidades y especies de la fauna.

Las excavaciones y movimientos de tierra (Tabla B.4), se han caracterizado, por su afección a la fauna edáfica de la zona, como un impacto directo, simple, de intensidad baja, puntual, inmediato, permanente, continuo, irreversible y recuperable, siendo la valoración de este impacto compatible.

Por último el funcionamiento del parque eólico (Tabla B.6) se ha caracterizado como un efecto indirecto, simple, de intensidad baja, de extensión parcial, inmediato, permanente, irregular, reversible y recuperable resultando un impacto compatible. Igual valoración se obtiene para las labores de mantenimiento del parque eólico (Tabla B.7), cuyo efecto sobre la fauna se ha caracterizado como indirecto, simple, de intensidad baja, puntual, inmediato, temporal, irregular, reversible y recuperable.

Para caracterizar el impacto sobre la fauna que supondría la colisión de aves por la presencia de los aerogeneradores y movimiento de las palas durante el funcionamiento del parque eólico (Tabla B.6), es preciso conocer, en primer lugar, los factores que condicionan ese impacto. El riesgo de colisión está modulado por factores muy diferentes, tanto ambientales (condiciones meteorológicas y de visibilidad), geográficos,

como inherentes a la posible avifauna afectada (tamaño, características del vuelo, status y fenología en la zona).

Exceptuando planeadoras de gran envergadura que viven normalmente en una zona con aerogeneradores, el peligro de choque es relativamente bajo para el resto de las aves residentes, que aprenden a evitar los obstáculos existentes en su propio territorio, y se acostumbran a la presencia de los aerogeneradores, como a cualquier obstáculo o edificación existente en el terreno, no afectando tampoco a su tasa reproductiva. Para las aves migradoras diurnas el peligro de colisión es insignificante (con buenas condiciones climatológicas), ya que suelen divisar el obstáculo y modifican su ruta de vuelo a gran distancia de los parques eólicos. Las migradoras nocturnas sí parece que pueden tener mayores problemas de colisión, especialmente en las denominadas "noches catastróficas": en condiciones adversas, los pájaros a veces descienden a alturas más bajas, aumentando entonces el peligro de colisión.

En la mayoría de las circunstancias posibles, los estudios realizados en la Península Ibérica, y otros países donde se ha desarrollado la energía eólica, revelan que el peligro significativo es muy pequeño en comparación con otras causas de muerte de aves como son los tendidos eléctricos, carreteras, etc.

La escasa presencia de especies sensibles a estas instalaciones determina que el impacto adverso del funcionamiento del parque eólico sobre la avifauna (Tabla B.6), deba ser caracterizado, teniendo en cuenta las medidas correctoras propuestas y a falta de una cuantificación real de este impacto sobre la zona, como directo, simple, de intensidad baja, parcial, inmediato, permanente, irregular, irreversible y recuperable, resultando un impacto moderado.

- Impactos sobre la socioeconomía

En las interacciones del proyecto con el medio social sólo se han encontrado efectos adversos en la afección a los usos actuales del territorio. El resto de impactos que sobre los elementos diferenciados en el medio social (economía y equipamiento) ocasionará la construcción y explotación del Parque Eólico El Manchego I son de carácter beneficioso. Dada la naturaleza beneficiosa de estos impactos, no es posible realizar una valoración de su magnitud conforme a la escala establecida en el Real Decreto 1138/1988, de 30 de septiembre, por el que se aprueba el Reglamento para la ejecución del Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental, por lo que en esta ocasión, la intensidad de esos impactos sirve como criterio para la valoración de su la magnitud.

En el ámbito socioeconómico, la ejecución y desarrollo del Parque Eólico ocasionará una mínima afección negativa derivada del cambio de uso del suelo en el espacio que requieren las distintas instalaciones del parque. Este impacto se manifestará desde el inicio de la construcción de las instalaciones del parque eólico si bien, a efectos prácticos, se ha identificado, en la fase de explotación, en la acción denominada funcionamiento del parque (Tabla B.6).

La superficie utilizada, y no útil para otro tipo de usos, como consecuencia de la ocupación definitiva, representa menos del 1% de la superficie total, quedando el resto del terreno disponible para los usos ganaderos y cinegéticos actuales. Este impacto sobre los usos del territorio se ha caracterizado como directo, simple, de baja intensidad, puntual, inmediato, permanente, continuo, reversible y recuperable, siendo valorado como compatible.

Respecto a los impactos sobre la economía, en la fase de construcción del parque eólico el empleo de maquinaria y transportes y la ejecución de obras (Tablas B.3 y B.5) tendrán un efecto beneficioso caracterizado en general como indirecto, por estar determinado esencialmente por la ocupación y activación de los sectores implicados, simple, baja intensidad, temporal y continuo.

En la fase de explotación el efecto beneficioso del funcionamiento del parque eólico (Tabla B.6) sobre la economía se caracteriza como directo, sinérgico, de intensidad media, puntual, inmediato, permanente y continuo. En cuanto a las tareas de mantenimiento del parque (Tabla B.7), se caracteriza como indirecto, simple, intensidad baja, puntual, inmediato, temporal e irregular.

Por último, en cuanto al equipamiento, a pesar de que este elemento resultará afectado de forma beneficiosa desde el inicio del proyecto, estos efectos se han considerado sólo en la fase de explotación de las instalaciones. Este impacto beneficioso debido a las nuevas infraestructuras e instalaciones se ha caracterizado para el funcionamiento del parque eólico (Tabla B.6) como directo, simple, intensidad media, parcial, inmediato, permanente y continuo.

Apéndice C

Procedimiento de Diseño y Ejecución de Viales y Plataformas

C.1. OBJETO

El procedimiento pretende especificar los criterios de diseño y ejecución para los viales de acceso y las plataformas, de forma que se garantice la accesibilidad a los medios (grúas, camiones, plataformas,...) necesarios para el transporte, montaje y posterior operación y mantenimiento de los aerogeneradores modelos GE 1.5 de General Electric Wind Energy.

C.2. ALCANCE

Quedan dentro del alcance del presente procedimiento todos los viales, caminos y plataformas correspondientes a la infraestructura interna del parque eólico.

C.3. NORMAS Y ESPECIFICACIONES

Con carácter general y en todo aquello que no contradiga o modifique el alcance de las condiciones que a continuación se definen, serán de aplicación a estas obras las últimas revisiones de las siguientes normas, pliegos e instrucciones oficiales y documentos:

- Proyecto de ejecución de la obra
- Estudio de Impacto Ambiental y Medidas Correctoras
- Normas NTL del Laboratorio de Transporte y Mecánica de Suelo del Ministerio de Fomento.
- Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para las obras de carreteras y puentes del Ministerio de Fomento (PG-3).
- Instrucción 6.1.-I.C. y 6.2.-I.C. de Secciones de Firme
- Instrucción de Carreteras 3.1.-IC. De Trazado
- Instrucción 5.2-IC Drenaje Superficial
- Norma 8.1-IC Señalización Vertical
- Norma 8.2-IC Marcas Viales
- Norma 8.3-IC Señalización de obra
- Instrucción EHE de Hormigón Estructural
- Instrucción EAE de Acero Estructural

C.4. DISEÑO Y EJECUCION DE CAMINOS Y PLATAFORMAS

C.4.1. Estudios previos

Se establecen a continuación la relación de posibles estudios que el Contratista debe realizar o tener en cuenta, si existen en el proyecto de la obra, tanto para caracterizar el terreno, como para definir geoméricamente los viales, a saber:

1. Estudio topográfico. Se deberá realizar una comprobación o replanteo para la corrección de datos de proyecto.
2. Ensayos de caracterización del terreno. Estudio Geotécnico.
3. Estudio hidrológico de las cuencas afectadas por las obras, definiendo los caudales a drenar y las obras hidráulicas eventuales (desvíos de arroyos, etc.)
4. Estudios arqueológicos.
5. Estudio de los servicios afectados: se deberán localizar los servicios afectados por las obras. Se pondrá especial atención a las conducciones eléctricas, tanto aéreas como enterradas, resultado de los estudios que se realicen, se generará una serie de documentos, en los que se detallarán los trabajos realizados y las soluciones definidas. Estos documentos deberán contener como mínimo, los siguientes apartados:
 - Introducción. Se fijará la ubicación, e objeto y el alcance de los estudios.
 - Memoria Justificativa y Cálculos (Anejos).
 - Planos. Se presentarán planos de situación y definición suficiente de las obras, así como detalles constructivos acordes con la Normativa vigente.
 - Ensayos. Se presentará el Plan de Ensayos llevado a cabo por laboratorio acreditado, indicando los tipos de ensayos realizados y los resultados obtenidos para los materiales a emplear en la solución adoptada. Los resultados se presentarán en forma de actas en la que se detallarán los siguientes puntos:
 - a. Laboratorio acreditado
 - b. Tipo de ensayo y Normativa en que se basa.
 - c. Rango de resultados admitido por la Normativa
 - d. Resultados obtenidos
 - e. Conclusiones
 - f. Croquis o planos de situación de la toma de muestras conducciones de gas, saneamientos, abastecimientos de agua, etc.
6. Localización de canteras y vertederos para los materiales de obra.
7. Plan de Generación y Recogida de Residuos, indicando, en su caso el gestor autorizado.

C.4.2. Caracterización del terreno natural existente

Para la redacción del proyecto constructivo y previo al inicio de los trabajos, se deberá caracterizar de forma exhaustiva los terrenos, por parte del contratista, para determinar las propiedades de los mismos.

Se prestará especial atención a la capacidad portante del terreno natural (CBR) y a su plasticidad (IP), con el fin de proyectar las secciones de firme adecuadas.

Si existe tierra vegetal, debe retirarse de las superficies de terreno afectadas por excavaciones o terraplenes. El terreno vegetal retirado se acopiará en las zonas previstas en proyecto, de tal forma que se permita su posterior empleo en la regeneración de las zonas afectadas.

Se debe garantizar que se dispone de suelos adecuados o seleccionados, con $CBR > 5$, para su uso en coronación, bajo las capas de firme, consiguiendo así la explanada necesaria.

Las características correspondientes a suelo adecuado o suelo seleccionado serán las que se recogen en el artículo 330, Terraplenes, del PG3.

Si no se satisface dichas especificaciones, deberá considerarse la aportación de material externo, para constituir la explanada necesaria de acuerdo a las indicaciones del siguiente capítulo. La elección del tipo de explanada a alcanzar (E1, E2 ó E3) y del tipo de firme a emplear dependerá de los materiales existentes en la zona y del criterio aportado por el proyectista, pero deberá ajustarse a las especificaciones expuestas en el siguiente capítulo.

C.4.3. Formación de la explanada

Se debe garantizar que se dispone de suelos adecuados o seleccionados, con $CBR > 5$, para su uso en coronación, determinando si es necesario una mejora del terreno mediante una estabilización con cemento o cal (Tabla 2, apartado 3.2. Instrucción 6.1-IC y 6.2.-IC Secciones de firme). Si no se satisface la condición anterior del suelo, deberá considerarse la aportación de material de préstamos, para constituir la explanada de acuerdo a la Instrucción 6.1-IC y 6.2-IC.

La elección del tipo de explanada a construir (E1, E2 ó E3), así como del tipo de firme a emplear deberá ajustarse a las especificaciones recogidas en la citada Instrucción.

Se consideran tres categorías de explanada, definidas principalmente por su índice CBR mínimo:

- E1: $5 < CBR < 10$
- E2: $10 < CBR < 20$
- E3: $CBR > 20$

C.4.4. Dimensionado de firmes

Los viales se dimensionarán para un vehículo tipo con una carga tipo de 12 toneladas por eje (20 KN/dm^2).

En función del tipo de explanada media a construir (E1, E2 ó E3) y de la intensidad media diaria de vehículos pesados (IMDp) que se prevea para el vial de proyecto durante su período de servicio, se definirá el firme a colocar siguiendo lo estipulado en la Instrucción 6.1-IC y 6.2-IC. La Instrucción contempla las siguientes categorías de tráfico pesado, en función de la intensidad media de vehículos pesados (IMDp):

Categorías de tráfico pesado	IMDp (vehículos/día)
T00	> 4000
T0	$3999 > \text{IMDp} > 2000$
T1	$1999 > \text{IMDp} > 800$
T2	$799 > \text{IMDp} > 200$
T31	$199 > \text{IMDp} > 100$
T32	$99 > \text{IMDp} > 50$
T41	$49 > \text{IMDp} > 25$
T42	$\text{IMDp} < 25$

TablaC.1. IMDp

En general se considerará una categoría T4 según la Instrucción. Particularmente se considerarán las subcategorías T41 y T42. Por defecto, en ausencia de otras especificaciones de proyecto o normativa particular, se considerará una categoría T42.

En la siguiente tabla se indican, para la categoría de tráfico T42, los espesores de los materiales de las capas para cada tipo de explanada.

Materiales	Categoría de tráfico		
Mezclas bituminosas	5 cm	5 cm	5 cm
Zahorra artificial	20 cm	25 cm	20 cm
Zahorra natural	20 cm	No necesita	No necesita
Tipo de explanada	E-1	E-2	E-3

Tabla C.2. Espesores de capa por tipo de explanada

La capa de mezcla bituminosa será de aglomerado en frío, siendo en caliente sólo si es muy flexible (módulo de Young $E \sim 2000$ MPa), con contenido mínimo de betún 60/70 del 5% y relación polvo mineral/betún $< 1,2$. Se podrá disponer doble tratamiento superficial.

En principio no se considera la aportación de capas de mezclas bituminosas, dado que las consideraciones ambientales que afectan normalmente a este tipo de obras suelen condicionar los materiales a emplear, evitando las mezclas bituminosas y primando el uso de zahorras.

Otra sección a considerar en el diseño de viales para vehículos pesados y IMDp bajas es la compuesta por una base de zahorra de 20 cm de espesor, sobre la que se dispone un “macadam” bituminoso de 15 cm de espesor (PG-3). El uso de esta sección deberá ser justificado por el contratista, y sometido a la aprobación por GE Wind Energy.

A las unidades terminadas se les exigirá, para la clase de tráfico indicada, los grados de compactación y capacidad portante indicados en la siguiente tabla, certificadas mediante ensayos y placas de carga respectivamente.

Materiales	Densidad	Categoría de tráfico T4	
		Placa de carga (E2 en MPa)	
Zahorra artificial	97 % Proctor modificado	Sub-base	40
		Base	60
Zahorra natural	97 % Proctor modificado	Explanada	25
		Sub-base	40
		Base	50

Tabla C.3. Grados de compactación y capacidad portante

C.4.5. Diseño de los arcenes

Para los casos en que se a exigible, se apuntan en este apartado los criterios generales para el diseño de arcenes.

Será de aplicación lo señalado al respecto en la Instrucción 6.1-IC. En categorías de tráfico T41 y T42, el arcén, enrasado siempre con la calzada, podrá no estar pavimentado, o tener un pavimento constituido por un riego con gravilla. El firme del arcén estará constituido por zahorra artificial, procurando enrasar con una de las capas del firme de la calzada; y el resto, hasta la explanada, podrá ser de zahorra artificial o de suelo seleccionado. Si no se pavimentase la calzada, se proyectarán arcenes con zahorras cuyos finos tengan un índice de plasticidad IP entra 6 y 10.

C.4.6. Diseño geométrico de los viales

En el diseño geométrico de los viales de acceso al emplazamiento de los aerogeneradores se deberán tener en cuenta especialmente los siguientes condicionantes:

- Orografía del terreno: condicionará tanto en planta como en alzado el trazado del vial.

Conjunto vehículo-carga a transportar: condicionará puntualmente el trazado en planta y en alzado, especialmente en lo referente a gálibos libres que se deben permitir.

- Criterios mínimos de diseño

Los viales consistirán, en planta, en sucesiones de alineaciones de rectas y curvas circulares. El radio mínimo a considerar será de 30 m, aunque tanto los radios como los sobrecanchos en las curvas estarán condicionados por los gálibos horizontales necesarios definidos por el conjunto vehículo-carga.

En alzado los viales presentarán una sucesión de rectas y acuerdos parabólicos, cuyos parámetros mínimos estarán condicionados por los gálibos necesarios en la trayectoria del conjunto vehículo-carga. Por defecto, el radio mínimo de la circunferencia osculatriz en el vértice del acuerdo vertical (parámetro K_v) será de 150 m tanto para acuerdos cóncavos como para acuerdos convexos.

El ancho mínimo del acceso será de 4,5 m.

La pendiente máxima en los viales sin firme bituminoso o de hormigón será del 12%, en el caso en que se garantice que la capa de firme este lo suficientemente compactada y el material sea el adecuado como para evitar que las ruedas del transporte pierdan adherencia. En cualquier otro caso se procederá al asfaltado o, en su defecto, hormigonado del vial previa aprobación de la solución propuesta por parte de GE Wind Energy

El bombeo transversal mínimo del vial será del 2%.

Para la evacuación de agua y drenajes se formaran cunetas y pendientes según detalles de las secciones tipo. El perfilado y acabado de las cunetas garantizará su durabilidad y la evacuación del agua de escorrentía.

- Gálibos

El conjunto vehículo carga define en su trayectoria los siguientes gálibos:

• Gálibo Horizontal

Está definido por la envolvente vertical a cada lado del conjunto vehículo-carga en su trayectoria. El diseño del vial deberá garantizar que no existan obstáculos en dicho gálibo, para lo cual se deberá estudiar el transporte. El conjunto vehículo-carga condicionará el radio mínimo de las curvas, así como el sobrecancho a ejecutar en las mismas.

Como orientación, el gálibo horizontal en curvas se determinará según la siguiente tabla, y siempre en dirección al centro de curvatura desde la margen externa a la curva de la calzada. Se indica como el ancho mínimo de la calzada más la distancia para completar el gálibo, en dirección al centro de la curva.

Radio de curvatura mínimo en el eje (m)	Galibo horizontal en curva
30	4.5+8
40	4.5+6
50	4.5+4
60	4.5+2

Tabla C.4. Galibo horizontal en curva

- **Gálibo Vertical**

El gálibo vertical viene definido por el plano horizontal tangente al punto más alto del conjunto vehículo-carga. Debe respetarse el definido por el vehículo con su carga más el bombeo de la carretera en alzado. Cualquier obstáculo deberá ser retirado y el diseño del vial en alzado puede verse condicionado por el resguardo a tendidos eléctricos, etc., en caso de no poder retirarlos.

C.4.7. Dimensionado de plataformas de montaje

Se entiende como plataforma de montaje la superficie libre de obstáculos que debe de habilitarse a pie de cada aerogenerador, en la que se llevan a cabo las operaciones de descarga y montaje o desmontaje mediante grúas del aerogenerador

Serán de aplicación los criterios establecidos para los viales, y además se deberán cumplir las siguientes prescripciones:

1. Las plataformas estarán diseñadas para soportar las cargas derivadas del empleo de grúas de montaje de los aerogeneradores. En cualquier caso deberán dimensionarse para soportar una carga mínima de 2000 KN/m².
2. La nivelación de la plataforma contemplará una pendiente máxima del 2%.
3. Se preverá que el relleno sobre la cimentación del aerogenerador sea con material seleccionado exento de piedras, cascotes y materia orgánica. La densidad del material sobre la zapata será como mínimo de 1800 Kg/m³, alcanzando un grado de compactación de, por lo menos, el 95% del ensayo Próctor Modificado.

C.4.8. Servicios afectados

El proyecto de los viales y plataformas de montaje deberá inventariar los servicios afectados por las obras, registrándolos, de ser posible en los planos de definición de las obras, así como deberá contemplar las soluciones a las interferencias con dichos servicios. Se pondrá especial atención con las líneas eléctricas, tanto terrestres como aéreas, registrándolas en planta y en alzado, analizando su influencia en el transporte y maniobras de montaje. Asimismo se tendrá especial cuidado con las líneas de gasificación.

C.4.9. Señalización y balizamiento

La señalización durante las obras y definitiva de los viales se ajustarán al Estudio de Seguridad y Salud preceptivo, y a las siguientes Normas:

- Norma 8.1-IC Señalización Vertical

- Norma 8.2-IC Marcas Viales
- Norma 8.3-IC Señalización de obra

C.4.10. Puntos singulares

Se indican los criterios a seguir para la resolución de elementos singulares que surgen en el diseño y ejecución de viales, en el caso de que estos puntos no se encuentren debidamente resueltos en el proyecto de ejecución se adoptaran como criterios generales los expuestos a continuación:

1. Salva-cunetas. Se resolverán con tubo de hormigón armado, o tubo de hormigón armado reforzado hasta la clave mediante hormigón en masa. Sus dimensiones serán las suficientes para evacuar el caudal previsto en el estudio hidrológico, que aportará el contratista. El uso de otro tipo de tubos deberá ser justificado por el contratista, y sometido a la aprobación de GE Wind Energy.

2. Pasos de cables. Los conductores se protegerán mediante tubo de protección de polietileno doble capa para cada línea, con tubo de reserva. Se procederá al hormigonado con una capa que alcance por lo menos 10 cm sobre la clave del tubo. Se podrán considerar también soluciones con “tubote” de hormigón, debidamente justificadas por el contratista.

3. Pasos canadienses. En las zonas con limitación al paso de animales se formarán pasos canadiense u otra solución singular prevista en el proyecto, de forma que se limite el acceso conforme a los requerimientos de la zona.

4. Fondos de saco en viales. En los ramales con “fondo de saco” se preverá el ensanchamiento del vial ó la ejecución de glorietas para la maniobra de los transportes.

5. Cruce de vehículos. Se habilitarán zonas de ensanchamiento de los viales o “apartaderos” para permitir el cruce de los camiones. Estos puntos se resolverán, de forma general, mediante sobreancho del vial de 4 m en una longitud mínima de 50 m. Estas zonas se definirán, en general, en función de la traza del vial mediante propuesta del Contratista para aprobación de GE Wind Energy.

6. Elementos a demoler o desplazar durante el transporte. Se trata de elementos tales como señalización, muros, etc., afectados por el gálibo horizontal o vertical del transporte. El contratista deberá realizar un plan de demolición y reposición o, en su caso, de traslado temporal de dichos elementos.

C.5. CONTROL DE CALIDAD

Con el objeto de garantizar que se satisfacen los requisitos funcionales y de calidad previstos en el presente Procedimiento, en la Normativa de aplicación y en las especificaciones de proyecto, se detallan a continuación los ensayos y controles mínimos a realizar sobre los materiales, tanto en la fase de redacción del proyecto constructivo como en la puesta en obra.

Para caracterizar el material existente en el fondo de las explanadas, tanto en zonas de desmonte como en terraplén, se realizarán cada 10000 m³, sobre una muestra tomada del fondo de la excavación, el conjunto de ensayos recogidos a continuación:

- Granulometría
- Límites de Atterberg
- Próctor Modificado
- CBR
- Contenido de Materia Orgánica

- Equivalente de arena

En el caso de que se definan las zonas de préstamo para la realización de rellenos o terraplenes, y para su caracterización, se tomará por lo menos una muestra de material cada 15.000 m³, sobre la que se realizarán los ensayos enumerados anteriormente, añadiendo la determinación de la humedad natural y la densidad in situ del material.

Durante los trabajos de puesta en obra del material de préstamo se realizarán ensayos de densidad y humedad in situ, con una dotación de al menos un determinación cada 500 m² de tongada de material. El espesor de cada tongada será como máximo de 50 cm. Una vez alcanzada la cota de coronación se deberán realizar ensayos de placa de carga cada 5.000 m² de explanada.

Para las zavorras empleadas como base en las secciones de firme se deberán realizar, cada 2.000 m³, los siguientes ensayos de caracterización:

- Granulometría
- Tamaño máximo de los áridos
- Desgaste de Los Ángeles
- Machaqueo y caras de fractura
- Equivalente de arena
- Límites de Atterberg
- Proctor Modificado

Para la puesta en obra de las zavorras se deberán realizar ensayos de densidad y humedad in situ cada 750 m² de explanada y un ensayo mediante placa de carga cada 5000 m².

Se contemplará dentro del Plan de Ensayos el Control Geométrico de las unidades de obra mediante inspección y levantamiento topográfico, verificando al menos los siguientes aspectos: condiciones de replanteo, movimientos de tierra, dimensiones de caja y espesores de tongadas, identificación de materiales, puntos singulares etc.. Las comprobaciones realizadas se recogerán en informe indicando los valores obtenidos, las condiciones de aceptación y rechazo y la normativa y/o proyecto de referencia.

Apéndice D

Estudio geotécnico y geológico

El estudio está encaminado a obtener la siguiente información:

- 1.- Identificación de los diferentes niveles que constituyen el subsuelo del parque eólico y de la subestación eléctrica en fase de proyecto.
- 2.- Determinación de sus características geotécnicas; identificación, propiedades de estado y parámetros resistentes.
- 3.- Determinación de la presencia del nivel freático a profundidades a las que pueda afectar a las obras con motivo de las cuales se desarrolla este estudio.
- 4.- Determinación de las características resistivas de los materiales que constituyen el subsuelo, con el fin de dotar a las distintas instalaciones de la puesta a tierra adecuada en cada caso.
- 5.- Fijar criterios de estabilidad para los distintos taludes generados con el movimiento de tierras.
- 6.- Determinación de la posible utilización de los materiales de la zona como relleno en las labores de creación de la plataforma sobre la que se asentarán las instalaciones proyectadas para la subestación eléctrica.
- 7.- A partir de los aspectos definidos en los apartados anteriores, fijar criterios acerca de las condiciones de cimentación y precauciones a tomar frente a posibles fenómenos de inestabilidad.

D.1. FASES DEL ESTUDIO

Para garantizar estas informaciones, el estudio se ha llevado a cabo en las siguientes fases:

a) Primera fase:

Consulta de la información disponible sobre la zona:

- Cartografía geológica del Plan MAGNA escala 1/50.000 y del Mapa Geológico de España a escala 1:200.000.

Consulta de las características del parques eólico proyectado, así como de las características de los aerogeneradores, con el fin de conocer las cargas transmitidas al terreno por los mismos, asientos admisibles, etc.

De acuerdo con todos los antecedentes expuestos, se planificó una campaña de reconocimientos acorde con las características del proyecto a desarrollar.

b) Segunda fase:

A la vista de los antecedentes consultados, esta fase ha consistido en la elaboración de una Cartografía Geológica de detalle a escala 1:5.000, apoyada en los reconocimientos visuales y geotécnicos efectuados en la zona de estudio.

Estos últimos han consistido en la ejecución de un total de 24 calicatas mecánicas (Técnicas de prospección. Excavaciones de pequeña profundidad) (C), repartidas del siguiente modo:

- 19 calitas en el parque eólico de El Manchego, en cada posición de los aerogeneradores.

- 5 de ellas en la posición donde se proyecta la construcción de la subestación eléctrica.

Con estas labores geotécnicas, ha sido posible la observación directa de los materiales que constituyen el subsuelo de la zona, y por tanto, su caracterización geotécnica, así como tomar varias muestras de suelos para someterlas a diversos ensayos de laboratorio.

Además de la ejecución de estas calicatas, se realizaron un total de 13 sondeos a rotación con recuperación continua de testigo, que permitieron la observación directa de los materiales existentes hasta una profundidad mínima de 12 m.

Los citados sondeos se han repartido del siguiente modo:

- 13 en el parque eólico El Manchego I, situados en las posiciones de los siguientes aerogeneradores: A-1, A-2, A-4, A-6, A-7, A-10, A-11, A-12, A-13, A-14, A-16, A-18Bis y A-19Bis.

Durante la realización de estos sondeos se efectuaron numerosos ensayos SPT y se tomaron varias muestras inalteradas. Así mismo, paralelamente a estos reconocimientos se han efectuado 41 perfiles de tomografía eléctrica, con un total de 2540 m lineales prospectados, a fin de determinar las características de resistividad de los materiales que constituyen el subsuelo de cada una de las posiciones en donde se prevé ubicar los aerogeneradores, así como donde se asentará la subestación eléctrica.

c) Tercera fase:

De las muestras de suelos y rocas extraídas, se han seleccionado 20, que fueron enviadas al laboratorio para ser sometidas a ensayos de carga puntual en el caso de los fragmentos rocosos, y de identificación, clasificación, resistencia y agresividad en el caso de los suelos.

A partir de la información suministrada por estos reconocimientos, y de la consultada en los antecedentes anteriormente citados, se procedió a la elaboración de un estudio en el que se caracterizan los distintos niveles del terreno presentes en cada emplazamiento, y se definen los parámetros geotécnicos necesarios para el cálculo de la cimentación de los aerogeneradores proyectados, así como para la subestación.

D.2. RECONOCIMIENTOS REALIZADOS

Tal como se ha indicado, la campaña de reconocimientos realizada consistió en una inspección visual de la zona por parte de un técnico especialista, que concluyó inicialmente con la realización de 24 calicatas mecánicas. Tras la realización de las mismas, y obteniéndose los resultados que posteriormente se expondrán, se diseñó una campaña más exhaustiva consistente en la realización de 13 sondeos a rotación en los que se alcanzaron profundidades del orden de 12 m.

En la siguiente tabla se indican la profundidad alcanzada en los sondeos, así como la localización de los mismos.

Nº de sondeo	Emplazamiento	Profundidad (m)
S 1	Aerogenerador 1	15.1
S 2	Aerogenerador 2	12
S 4	Aerogenerador 4	12
S 6	Aerogenerador 6	12
S 7	Aerogenerador 7	15
S 10	Aerogenerador 10	12
S 11	Aerogenerador 11	12
S 12	Aerogenerador 12	12
S 13	Aerogenerador 13	12
S 14	Aerogenerador 14	12
S 16	Aerogenerador 16	12
S 18 bis	Aerogenerador 18	12
S 19 bis	Aerogenerador 19	16

Tabla D.1. Distribución y profundidad alcanzada en los sondeos de El Manchego I

D.2.1. Calicatas

Se trata de pequeñas excavaciones de 3-3.5 m de profundidad, que permiten observar la naturaleza de los terrenos existentes hasta estas cotas con el fin de tomar muestras y verificar las aproximaciones que se han efectuado con otras técnicas de reconocimiento que ofrecen una lectura indirecta de los materiales que constituyen el subsuelo sin permitir su observación directa.

A continuación se recoge la profundidad alcanzada en cada una de las calicatas realizadas, así como su emplazamiento.

Nº de calicata	Emplazamiento	Profundidad (m)
C-A 1	Aerogenerador 1	2.2
C-A 2	Aerogenerador 2	2.2
C-A 3	Aerogenerador 3	1.9
C-A 4	Aerogenerador 4	1.4
C-A 5	Aerogenerador 5	2.2
C-A 6	Aerogenerador 6	0.7
C-A 7	Aerogenerador 7	0.9
C-A 8	Aerogenerador 8	2.2
C-A 9	Aerogenerador 9	3.2
C-A 10	Aerogenerador 10	2.5
C-A 11	Aerogenerador 11	1.8
C-A 12	Aerogenerador 12	0.7
C-A 13	Aerogenerador 13	3.2
C-A 14	Aerogenerador 14	1.1
C-A 15	Aerogenerador 15	1
C-A 16	Aerogenerador 16	4
C-A 17	Aerogenerador 17	3.5
C-A 18	Aerogenerador 18	1
C-A 19	Aerogenerador 19	2.1

Tabla D.2. Profundidades alcanzadas en las calicatas realizadas en las posiciones de los aerogeneradores

Nº de calicata	Emplazamiento	Profundidad (m)
C-1	Esquina	1
C-2	Esquina	1
C-3	Esquina	1.4
C-4	Esquina	1.2
C-5	Centro	1.3

Tabla D.3. Profundidades alcanzadas en las calicatas realizadas en el emplazamiento de la subestación eléctrica.

Estos reconocimientos nos han permitido estimar los parámetros necesarios para definir el tipo de cimentación de las distintas estructuras, así como las recomendaciones constructivas a tener en cuenta en cada caso.

Así mismo, durante la realización de las citadas calicatas se han recogido y seleccionado muestras de suelos y de rocas, de las cuales 20 de ellas han sido analizadas en el laboratorio.

D.2.2. Tomografía eléctrica

La exploración del subsuelo mediante corrientes eléctricas emplea diferentes métodos. El más conocido y extendido es el sondeo eléctrico vertical (SEV). La tomografía eléctrica tiene un desarrollo bastante actual, combinando los resultados de estos SEV con los métodos de cateo eléctrico.

El método consiste en la realización de SEV consecutivos con alcance de profundidad determinado. Para ello se dispone una serie de electrodos en el terreno y se unen mediante un cable inteligente que permite la conexión a la unidad central. La misión de este cable es la de permitir el uso indistinto de los electrodos como unidades de corriente o potencial, es decir, que los mismos electrodos sirven para introducir corriente en el terreno y para determinar la caída de potencial en medidas consecutivas. El equipo principal, o unidad central de adquisición de datos, se encarga de distribuir la entrada de corriente, medición de potenciales, toma de datos de potencial espontáneo y compensación de la curva de corriente introducida.

Las bases del método son las mismas que las de los sondeos eléctricos verticales, los cuales describimos brevemente a continuación.

Se introduce una corriente eléctrica continua a través de dos electrodos en el terreno (electrodos de corriente). La diferencia de potencial establecida entre ambos puntos recorre el subsuelo, atravesando los materiales que lo forman. Entre la posición de estos electrodos se realiza una medida de la caída de potencial mediante un voltímetro al que están conectados otros dos electrodos (electrodos de potencial). La relación existente entre la intensidad de corriente introducida y la caída de potencial medida nos proporciona el valor de la resistividad del terreno atravesado. Los electrodos de corriente se denominan A y B, mientras que los de potencial son M y N. La distancia entre el punto de estación (O) y los electrodos de corriente se denominan semidistancia intereléctrica ($AB/2$).

Los parámetros que obtenemos del terreno no son valores verdaderos de la resistividad del mismo ya que al atravesar la corriente los diferentes materiales estos son, normalmente, anisótropos y heterogéneos. Por lo tanto, el valor obtenido no es el real de los terrenos atravesados, sino un valor denominado resistividad aparente.

La repetición de este procedimiento a lo largo de todo el perfil de electrodos nos permite obtener los datos de una calicata eléctrica. Aumentando la separación entre los

electrodos utilizados obtenemos una calicata similar a la anterior, pero con valores a mayor profundidad.

Los datos que se obtienen con todas las combinaciones de electrodos posibles se representan en una gráfica espacio frente a profundidad, con representación de los valores de resistividad aparente.

Los procesos de inversión matemática desarrollados por varios investigadores ha permitido la interpretación de los datos mediante ordenadores convencionales y algoritmos complicados de manejar de otra forma. El resultado de la inversión 2D, es decir, utilizando dos dimensiones, permite evitar la influencia de las anisotropías (presenta diferentes características según la dirección) del terreno y la compensación de las variaciones de las corrientes telúricas.

En la interpretación de los resultados obtenidos hemos de tener en cuenta varios parámetros, entre ellos el tipo de dispositivo usado en la realización del sondeo, que son los mismos que disponemos para los SEV (*Wenner, Schlumberger, Polo-Dipolo*, etc.).

También se tendrá en consideración la columna de materiales supuesta, los posibles valores de resistividad de éstos, y la variación y tipo de estratificación que pueden presentar. En general, todos los datos que se conozcan pueden servir en la depuración del modelo de resistividad, puesto que la interpretación propuesta por el ordenador es una de las posibles que puede solucionar el modelo real, pero no la única.

- Dispositivo empleado en la prospección

En el presente estudio se ha utilizado un dispositivo de medida del tipo Wenner. Este tipo de dispositivo proporciona el mejor detalle de estudio a pequeñas profundidades, con una precisión en la medida óptima y más fina con respecto a los demás tipos de dispositivo, sin embargo no llega a alcanzar cotas tan profundas como otros dispositivos como el Schlumberger el cual no es tan preciso como el anterior.

La tasa de penetración de este dispositivo se estima entre el 15% y el 20% de la extensión máxima de medida.

El dispositivo empleado, en los perfiles realizados en las posiciones de los aerogeneradores, ha constado de 20 electrodos de corriente separados entre sí 3 m y el alcance esperado de unos 9 m de profundidad. Por su parte, en los perfiles realizados en la subestación eléctrica se ha utilizado un dispositivo constituido por 20 electrodos de corriente, separados entre sí 5 m. De esta forma, el alcance esperado es de unos 17 m de profundidad.

Los resultados obtenidos en cada perfil se disponen en un fichero de texto, ordenados por posición en el espacio y valor de la resistividad medida expresada en ohmios por metro, para su procesado. El paso siguiente consiste en obtener una inversión de todos los valores de un perfil con resultados de resistividad verdadera separados por curvas de isovalores.

Los procesos de inversión se han realizado mediante algoritmos de elementos finitos.

Una vez trazados los perfiles de resistividades aparentes y reales, se ha procedido a su interpretación geológica, la cual se acompaña en los planos adjuntos.

- Equipo utilizado

En este estudio se ha utilizado un equipo de prospección eléctrica de la marca ABEM, modelo SAS 1000 con procesador integrado y almacenamiento de memoria en disco duro interno.

El equipo lleva integrada una batería de 24 V que permite introducir una potencia de hasta 500 W, lo cual es suficiente para la realización de cualquier tipo de ensayo eléctrico. El equipo consta además de un cable eléctrico para toma de datos tomográficos (*Imaging System*) con 64 puntos de conexión a los correspondientes 64 electrodos. Se han utilizado dos unidades iguales conectadas entre sí para obtener un total de 64 electrodos de trabajo, con del fin de obtener un mayor alcance en profundidad.

Los datos pueden ser preinterpretados con el mismo equipo en el campo y, posteriormente, en gabinete serán volcados a un PC estándar en el que se encuentran instalados los programas de procesado e interpretación.

Los datos obtenidos en el campo han sido tratados mediante el programa de interpretación RES2DINV v.3.4 de la casa GEOSOFT para interpretación de datos en 2D y 3D.

D.2.3. Ensayos de laboratorio

Durante la ejecución de las calicatas, se han recogido numerosas muestras, de las cuales se han seleccionado un total de 20 muestras, 10 de ellas correspondientes a suelos y otras tantas a roca, que fueron enviadas al laboratorio para ser sometidas a una serie de ensayos.

A continuación se recogen de forma resumida las muestras seleccionadas durante la realización de las calicatas mecánicas, así como los ensayos a los que han sido sometidas.

Posición	Muestra	Profundidad (m)	Características litológicas	Ensayos de laboratorio realizados
A 1	M-1	1	Gravas aluviales terciarias	Granulometría, Límites de Atterberg, Corte directo, Sulfatos
A 2	M-2	0.8	Caliza- margosa	Carga puntual
A 3	M-3	1.6	Limos arcillosos paredo-anaranjado	Granulometría, Límites de Atterberg, Corte directo, Sulfatos
A 6	M-4	0.8	Caliza - margosa	Carga puntual
A9	M-5	2	Gravas terciarias	Granulometría, Límites de Atterberg, Corte directo, Sulfatos
	M-6	2.6	Arcillas - limosas de coloración beige blanquecino	Granulometría, Límites de Atterberg, Corte directo, Sulfatos
A 12	M-7	0.4	Caliza- margosa	Carga puntual
A 14	M-8	0.5	Caliza- margosa	Carga puntual
A 17	M-9	0.7	Caliza- margosa	Carga puntual
	M-10	1.2	Limos arcillosos de coloración ocre-anaranjada	Granulometría, Límites de Atterberg, Corte directo, Sulfatos

Tabla D.4. Muestras seleccionadas, analizas y ensayadas en el laboratorio

Por su parte, durante la ejecución de los sondeos, se han seleccionado las siguientes muestras de suelos:



Posición	Muestra	Profundidad (m)	Características litológicas
S 1	M-1	7.2	Limos - arcillosos de coloración beige - blanquecino de moderada compacidad.
	M-2	9.2	Arcillas de coloración pardo - anaranjado de moderada compacidad
S 4	M-3	5	Limos - arcillosos de coloración beige - blanquecino de moderada compacidad
	M-4	9	Arcillas - limosas de coloración ocre - anaranjado, de moderada compacidad
S 7	M-5	7.8	Limos - arcillosos de coloración beige - blanquecino de moderada compacidad
	M-6	9	Arcillas - limosas de coloración ocre - anaranjado, de baja a moderada compacidad.
	M-7	13.2	Arcillas - limosas de coloración beige - blanquecino de moderada compacidad.
S 10	M-8	4.6	Arcillas de coloración verde - grisáceo a ocre, de moderada compacidad
	M-9	7.8	Limos - arcillosos de coloración beige - blanquecino de moderada compacidad
	M-10	9	Arcillas - limosas de coloración ocre - anaranjado, de moderada a elevada compacidad.
S 13	M-11	2.6	Limos - arcillosos de coloración beige - blanquecino de moderada compacidad.
	M-12	7.7	Arenas - arcillosas de coloración pardo - anaranjado, de moderada - alta compacidad

Tabla D.5. Muestras de suelos seleccionadas durante la ejecución de los sondeos

D.3. INVENTARIO DE LOS RECONOCIMIENTOS REALIZADOS

En la posición de cada uno de los aerogeneradores, así como en la que ocupará la subestación eléctrica, se han efectuado una serie de reconocimientos (sondeos, calicatas, perfiles de tomografía eléctrica...), a fin de caracterizar la cimentación más adecuada en cada caso.

Por otro lado, a partir de la información aportada por la tomografía eléctrica realizada, se han elaborado unos perfiles donde se ha interpretado dicha información en términos geológicos, de forma que se han representado los materiales que constituyen el subsuelo en cada emplazamiento. La leyenda topográfica interpretativa de estas secciones sería la siguiente:

	Nivel Geofísico 01.	95 Ω.m < resistividad < 600 Ω.m	Calizas
	Nivel Geofísico 02.	5 Ω.m < resistividad < 95 Ω.m	Lutitas y arcillas

A continuación se recogen los resultados obtenidos en los reconocimientos efectuados en las posiciones de los aerogeneradores y de la subestación.

- Características del emplazamiento: Los reconocimientos fueron llevados a cabo en una zona de nulas pendientes, ocupada por cultivos de cereal, la cual se encuadra dentro de unos niveles calcáreos que dan paso a otros de gravas, limos y arcillas de potencias considerables.

AEROGENERADOR 1

- Reconocimientos efectuados:
- Calicata de 2,2 m:

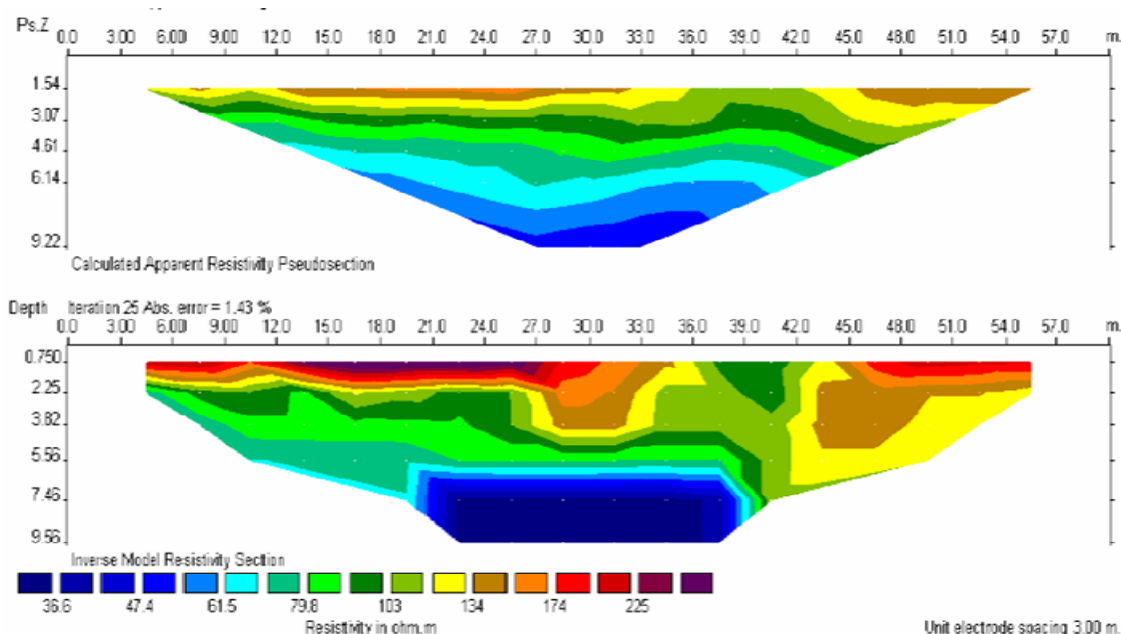
- 0 – 0.5 m: Cobertera vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.
- 0.5 – 1.3 m: Grava aluvial con matriz areno limosa de color marrón rojizo con intercalaciones arcillosas, con cantos sub-redondeados de tamaños inferiores a 3 cm de diámetro.
- 1.3 – 2.2 m: Limos arenosos de coloración gris claro, con gravas margosas-calcáreas de tamaños decimétricos, de compacidad creciente con la profundidad.

- Valoración general: A expensas del resto de reconocimientos y cálculos, dadas las características del subsuelo donde se prevé ubicar el presente aerogenerador, podría considerarse la ejecución de una cimentación superficial para el mismo, apoyada en su totalidad sobre los materiales carbonatados de elevada compacidad que se encuentran a profundidades someras.

- Sección Geo-eléctrica del terreno:

0- 4 m: $100 < \text{resistividad} < 200 \Omega.m$

4- 9.6 m: $20 < \text{resistividad} < 100 \Omega.m$



- Descripción de los terrenos:

- 0 – 0.4 m: Cobertera vegetal arcillo limosa de coloración parda.
- 0.4 – 1.2 m: Arenas - limosas de coloración anaranjado - ocre, con gravas carbonatadas, de morfología sub-redondeada, y de tamaño que oscilan entre 2 cm a 3 cm, así como, concreciones carbonatadas.
- 1.2 – 3 m: Niveles de calizas margosas, de coloración grisácea-blanquecina, fuertemente fracturadas, con un RQD<10% y con un grado de alteración IV-III.
- 3 – 9 m: Limos - arcillosos de coloración blanco - beige, de moderada compacidad.
- 9 – 9.8 m: Arcillas de coloración pardo - anaranjado, las cuales presentan una moderada compacidad.

9.8 – 12.2 m: Limos - arcillos de coloración blanco - grisáceo, de baja - moderada compacidad.

AEROGENERADOR 2

- Reconocimientos efectuados:

- Calicata de 2,2 m:

0 – 0.5 m: Cobertera vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.

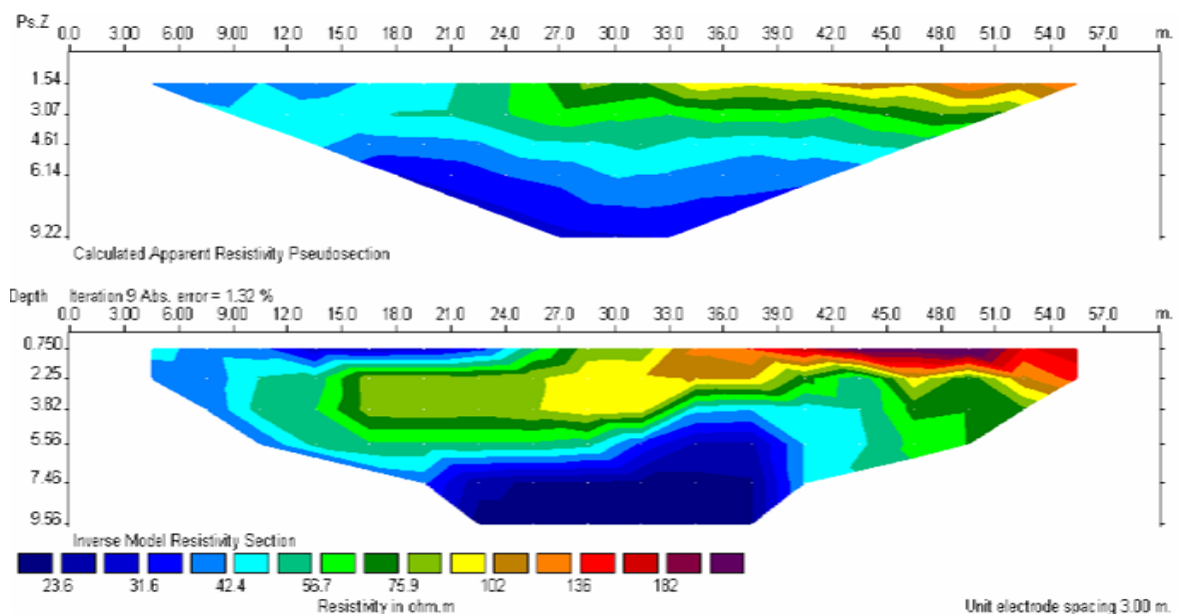
0.4 – 2.2 m: Calizas de coloración grisácea, con intercalaciones de arenas y limos de color gris claro, sin cohesión y de elevada compacidad.

- Valoración general: A expensas del resto de reconocimientos y cálculos, dadas las características del subsuelo donde se prevé ubicar el presente aerogenerador, podría considerarse la ejecución de una cimentación superficial para el mismo, apoyada en su totalidad sobre los materiales carbonatados de elevada compacidad que se encuentran a profundidades someras.

- Sección Geo-eléctrica del terreno:

0- 4 m: $100 < \text{resistividad} < 200 \Omega.m$

4- 9.6 m: $20 < \text{resistividad} < 100 \Omega.m$



- Descripción de los terrenos:

0 – 0.5 m: Cobertera vegetal arcillo limosa de coloración parda.

0.4 – 1.2 m: Arenas - limosas de coloración anaranjado - ocre, con gravas carbonatadas, de morfología sub-redondeada, y de tamaño que oscilan entre 2 cm a 3 cm, así como, concreciones carbonatadas.

1.2 – 2.6 m: Niveles de calizas margosas, de coloración grisácea-blancuecina, fuertemente fracturadas, con un RQD < 10% y con un grado de alteración IV-III.

2.6 – 12 m: Limos - arcillosos de coloración blanco - beige, de moderada compacidad.

AEROGENERADOR 3

- Reconocimientos efectuados:

- Calicata de 2 m:

0 – 0.3 m: Cobertera vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.

0.3 – 1.8 m: Limos de coloración marrón claro, con niveles arcillosos de color gris verdoso

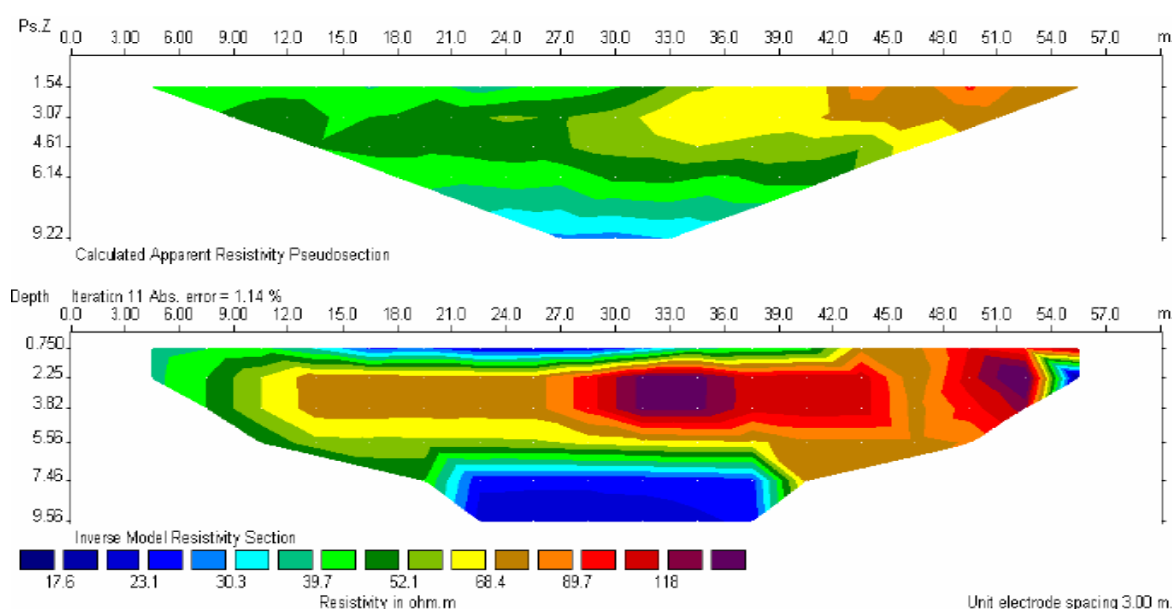
1.8 – 2 m: Calizas de color blanco-grisáceo.

- Valoración general: A expensas del resto de reconocimientos y cálculos, dadas las características del subsuelo donde se prevé ubicar el aerogenerador denominado A-3, podría considerarse la ejecución de una cimentación superficial para el mismo, apoyada en su totalidad sobre los materiales carbonatados de elevada compacidad que se encuentran a profundidades someras.

- Sección Geo-eléctrica del terreno:

0- 6 m: $70 < \text{resistividad} < 150 \Omega.m$

6- 9.6 m: $10 < \text{resistividad} < 70 \Omega.m$



AEROGENERADOR 4

- Reconocimientos efectuados:

- Calicata de 1,2 m:

0 – 0.4 m: Cobertera vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.

0.4 – 1 m: Limos arenosos de coloración gris claro, con gravas margosas-calcáreas de tamaños decimétricos, de compacidad creciente con la profundidad

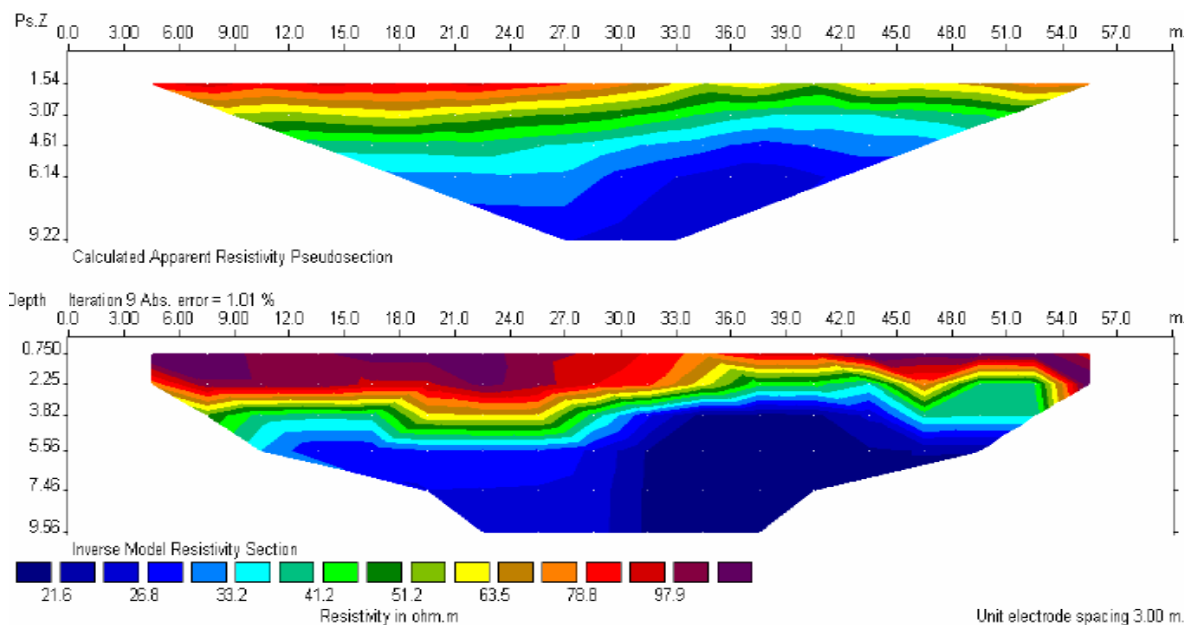
1 – 1.2 m: Calizas de coloración grisácea, con intercalaciones de arenas y limos de color gris claro, sin cohesión y de elevada compacidad.

- Valoración general: A expensas del resto de reconocimientos y cálculos, dadas las características del subsuelo donde se prevé ubicar el presente aerogenerador, podría considerarse la ejecución de una cimentación superficial para el mismo, apoyada en su totalidad sobre los materiales carbonatados de elevada compacidad que se encuentran a profundidades someras.

- Sección Geo-eléctrica del terreno:

0- 4 m: $80 < \text{resistividad} < 120 \Omega.m$

4- 9.6 m: $20 < \text{resistividad} < 80 \Omega.m$



- Descripción de los terrenos:

0 – 0.4 m: Cobertura vegetal.

0.4 – 1.6 m: Arenas - limosas de coloración anaranjada - ocre, con concreciones carbonatadas centimétricas (1 cm a 3 cm).

1.6 – 2.6 m: Nivel de caliza margosa, de coloración grisácea - blanquecina.

2.6 – 6 m: Materiales terciarios constituidos por unos limos – arcillosos de coloración blanco - beige, de moderada compacidad.

6 – 12 m: Material terciario constituido por unas arcillas - limosas de coloración ocre - anaranjado, las cuales presentan una compacidad creciente con la profundidad.

AEROGENERADOR 5

- Reconocimientos efectuados:

- Calicata de 2,2 m:

0 – 0.4 m: Cobertura vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.

0.4 – 2.2 m: Limos arenosos de coloración gris claro, con gravas margosas-calcáreas de tamaños decimétricos, de compacidad creciente con la profundidad

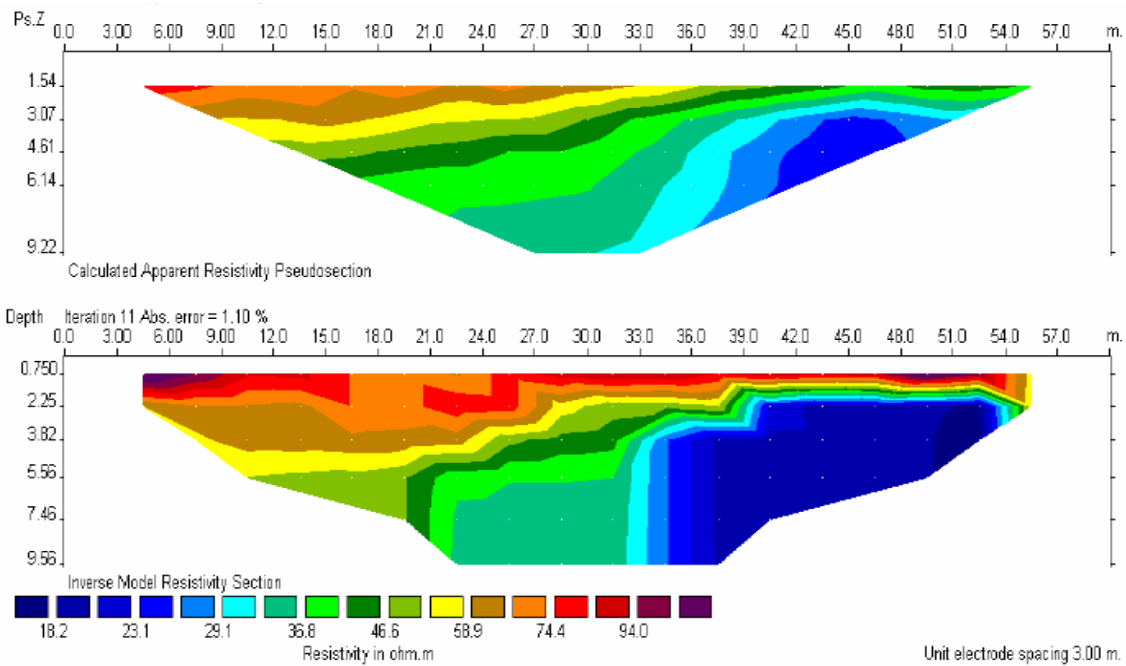
- Valoración general: Después de la realización de la calicatas, teniendo en cuenta los materiales que se encuentran en la zona donde se pretende ubicar el aerogenerador

A5, resultaría viable la realización de una cimentación superficial, apoyada en los niveles carbonatados más superficiales.

- Sección Geo-eléctrica del terreno:

0- 4 m: $80 < \text{resistividad} < 120 \Omega.m$

4- 9.6 m: $10 < \text{resistividad} < 80 \Omega.m$



AEROGENERADOR 6

- Reconocimientos efectuados:

- Calicata de 0.8 m:

0 – 0.3 m: Cobertera vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.

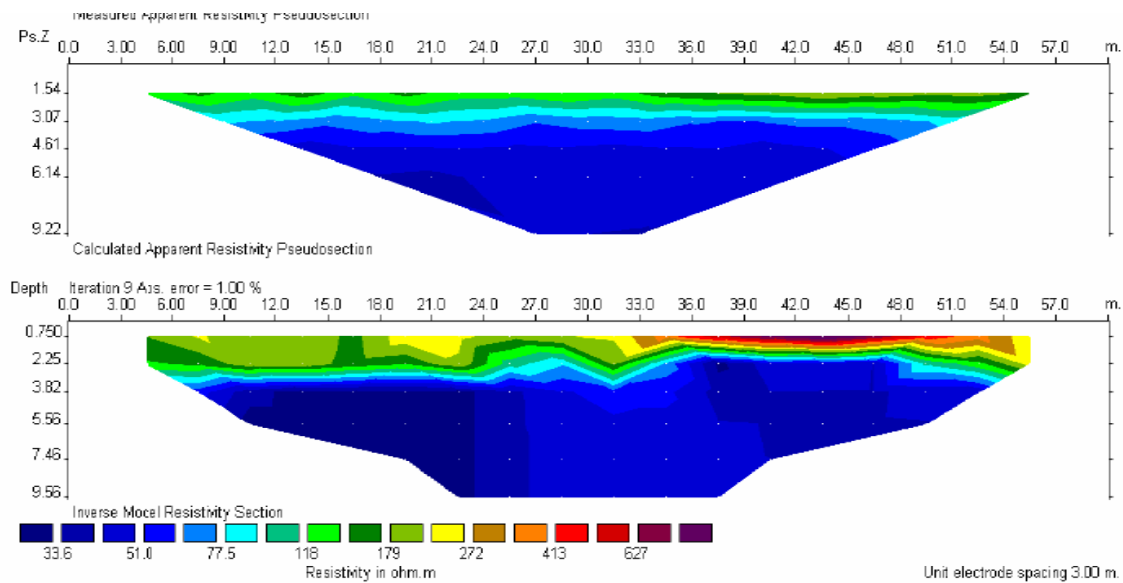
0.3 – 0.8 m: Calizas de coloración blanco grisácea, con intercalaciones de arenas y limos de color gris claro, de elevada compacidad

- Valoración general: A partir de los datos obtenidos, dados los materiales calcáreos que aparecen en superficie, donde se pretende ubicar A6, resultaría viable la realización de una cimentación superficial, apoyada en dichas capas carbonatadas más superficiales.

- Sección Geo-eléctrica del terreno:

0- 4 m: $100 < \text{resistividad} < 700 \Omega.m$

4- 9.6 m: $30 < \text{resistividad} < 100 \Omega.m$



- Descripción de los terrenos:

0 – 0.5 m: Cobertura vegetal.

0.5 – 4.2 m: Arenas - limosas de coloración anaranjada - ocre, con concreciones carbonatadas centimétricas (1 cm a 3 cm).

4.2 – 6 m: Materiales terciarios constituidos por unos limos – arcillosos de coloración blanco - beige, de moderada compacidad.

6– 8 m: Nivel de caliza margosa, de coloración grisácea - blanquecina.

8 – 12 m: Material terciario constituido por unas arcillas - limosas de coloración blanco - beige, de moderada compacidad.

AEROGENERADOR 7

- Reconocimientos efectuados:

- Calicata de 1 m:

0 – 0.4 m: Cobertura vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.

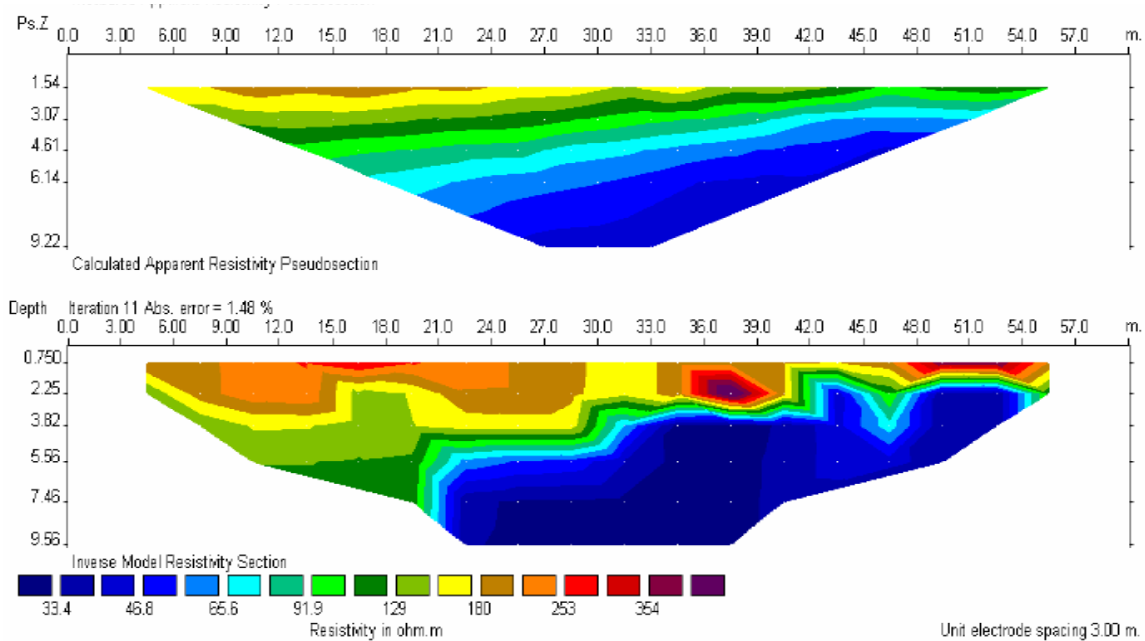
0.4 – 1 m: Limos arenosos de coloración gris claro, con gravas margosas-calcáreas de tamaños decimétricos, de compacidad creciente con la profundidad

- Valoración general: A partir de los datos obtenidos en los distintos reconocimientos llevados a cabo, dados los materiales que aparecen en superficie, donde se pretende ubicar el aerogenerador A7, resultaría admisible la realización de una cimentación superficial, apoyada en dichas capas calcáreas superficiales.

- Sección Geo-eléctrica del terreno:

0- 5 m: $100 < \text{resistividad} < 400 \Omega.m$

5- 9.6 m: $30 < \text{resistividad} < 100 \Omega.m$



- Descripción de los terrenos:

0 – 0.4 m: Cobertura vegetal.

0.4 – 1.4 m: Arenas ligeramente arcillosas, de coloración anaranjado - ocre, con concreciones carbonatadas con un tamaño entre 1 cm 3 cm.

1.4 – 4 m: Limos de moderada compacidad.

4 – 7.4 m: Niveles de calizas margosas.

7.4 – 9 m: Limos - arcillosos de coloración beige - blanquecino, de moderada compacidad.

9 – 11 m: Arcillas - limosas de coloración ocre - anaranjado, de baja a moderada compacidad.

11 – 13.6 m: Arcillas - limosas de coloración beige - blanquecino, de compacidad baja a moderada (creciente con la profundidad).

AEROGENERADOR 8

- Reconocimientos efectuados:

- Calicata de 2,2 m:

0 – 0.4 m: Cobertura vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.

0.4 – 1.3 m: Limos arenosos de coloración marrón rojiza, carentes de cohesión y de compacidad baja, creciente con la profundidad.

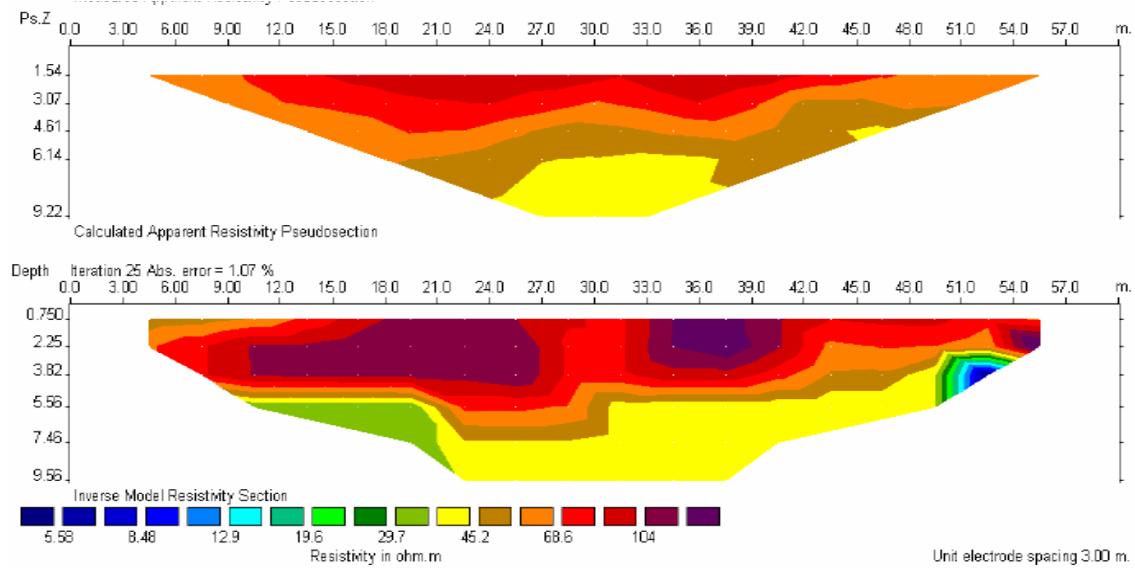
1.3 – 2.2 m: Calizas de coloración blanco grisácea, con intercalaciones de arenas y limos de color gris claro, de elevada compacidad.

- Valoración general: Teniendo en cuenta los materiales que se han detectado en los distintos reconocimientos llevados a cabo, donde se pretende ubicar el aerogenerador A8, resultaría admisible la realización de una cimentación superficial, apoyada sobre los niveles de caliza con intercalaciones de limos.

- Sección Geo-eléctrica del terreno:

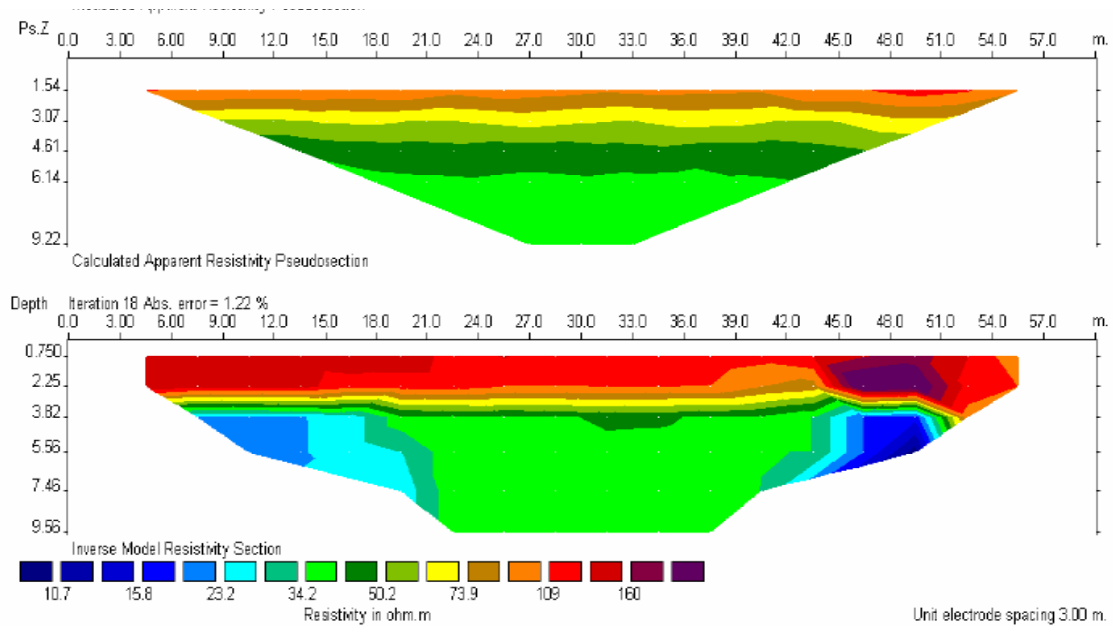
0- 4 m: $100 < \text{resistividad} < 140 \Omega.m$

4- 9.6 m: $5 < \text{resistividad} < 100 \Omega.m$



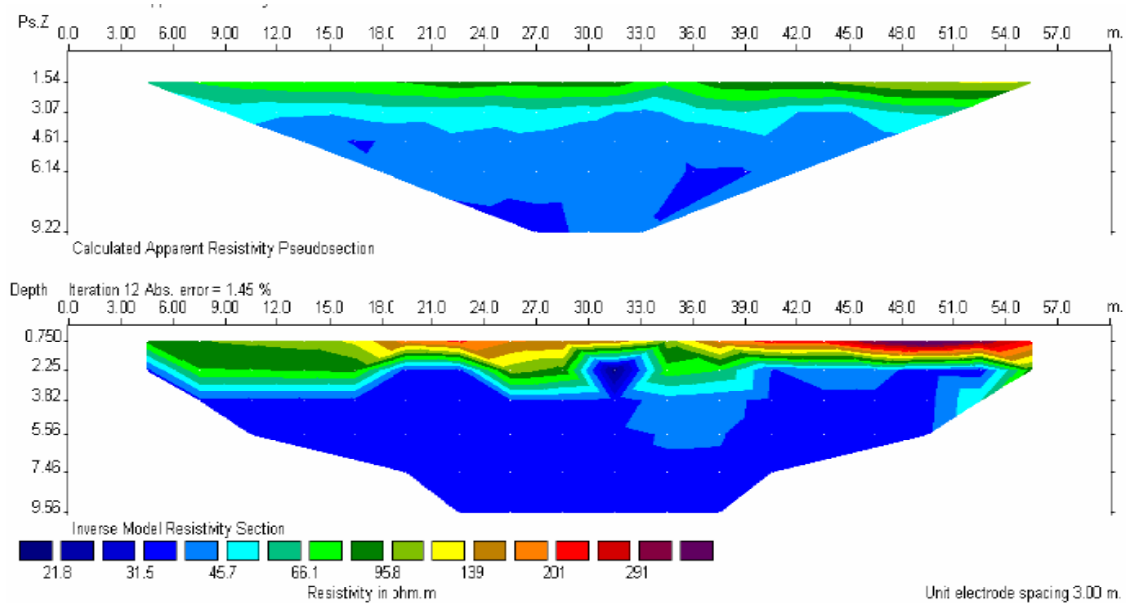
AEROGENERADOR 9

- Reconocimientos efectuados:
 - Calicata de 3,2 m:
 - 0 – 0.4 m: Cobertera vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.
 - 0.4 – 2.5 m: Grava aluvial con matriz areno limosa de color marrón rojizo con cantos sub-redondeados de tamaños inferiores a 10 cm de diámetro
 - 2.5 – 3.2 m: Arcillas limosas de coloración blanquecina de elevada compacidad.
 - Valoración general: A partir de los materiales detectados en los distintos reconocimientos llevados a cabo, sobre los cuales se pretende la cimentación del aerogenerador, se recomienda una cimentación superficial apoyada en el nivel de gravas y arcillas dispuestas a cotas relativamente superficiales.
 - Sección Geo-eléctrica del terreno:
 - 0- 3.5 m: $100 < \text{resistividad} < 200 \Omega.m$
 - 3.5- 9.6 m: $10 < \text{resistividad} < 100 \Omega.m$



AEROGENERADOR 10

- Reconocimientos efectuados:
 - Calicata de 2.5 m:
 - 0 – 0.3 m: Cobertura vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.
 - 0.3 – 2.5 m: Limos arenosos de coloración gris claro, con gravas margosas-calcáreas de tamaños decimétricos, de compacidad creciente con la profundidad
 - Valoración general: A partir de los datos obtenidos en los distintos reconocimientos llevados a cabo, dados los materiales que aparecen en superficie, donde se pretende ubicar el aerogenerador A10, resultaría admisible la realización de una cimentación superficial, apoyada en dichas capas superficiales.
 - Sección Geo-eléctrica del terreno:
 - 0- 2 m: $100 < \text{resistividad} < 300 \Omega.m$
 - 2- 9.6 m: $10 < \text{resistividad} < 100 \Omega.m$



- Descripción de los terrenos:

0 – 0.4 m: Cobertera vegetal.

0.4 – 1.2 m: Arenas - limosas, de coloración anaranjado - ocre, con concreciones carbonatadas de dimensiones centimétricas (2 cm 10 cm).

1.2 – 2.8 m: Limos de moderada compacidad.

2.8 – 4 m: Arcillas - limosas de coloración ocre - anaranjado, de moderada - alta compacidad.

4 – 5 m: Arcillas de coloración verde- grisáceo a ocre, de moderada compacidad.

5 – 9 m: Limos - arcillosos, de coloración beige - blanquecino, de moderada alta compacidad.

9 – 12 m: Arcillas - limosas de coloración ocre - anaranjado, de moderada a alta compacidad.

AEROGENERADOR 11

- Reconocimientos efectuados:

- Calicata de 1,8 m:

0 – 0.3 m: Cobertera vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.

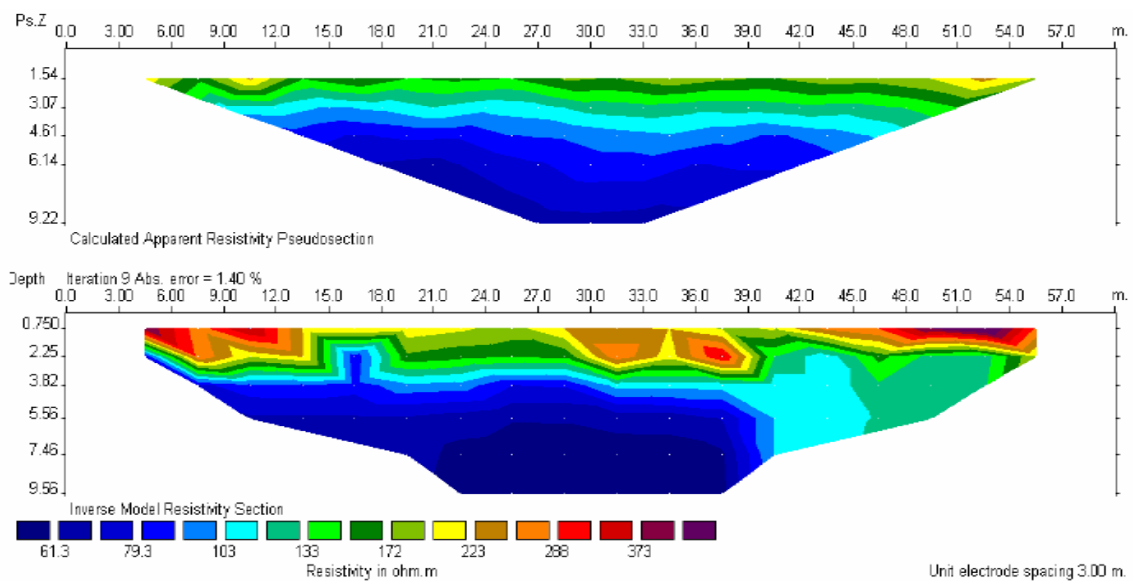
0.3 – 1.8 m: Limos arenosos de coloración gris claro, con gravas margosas-calcáreas de tamaños decimétricos, de compacidad creciente con la profundidad

- Valoración general: Si tenemos en cuenta los datos obtenidos en los distintos reconocimientos realizados en la posición del aerogenerador A11, resultaría admisible la realización de una cimentación superficial, apoyada en dichas capas superficiales de elevada compacidad.

- Sección Geo-eléctrica del terreno:

0- 3.8 m: $100 < \text{resistividad} < 400 \Omega.m$

3.8- 9.6 m: $50 < \text{resistividad} < 100 \Omega.m$



- Descripción de los terrenos:

- 0 – 0.5 m: Cobertura vegetal arcillo limosa de coloración parda
- 0.5 – 1 m: Arenas - limosas de coloración anaranjado - ocre, con gravas carbonatadas, de morfología sub-redondeada, y de tamaño que oscilan entre 2 cm a 3 cm, así como, concreciones carbonatadas.
- 1 – 5.6 m: Niveles de calizas margosas, de coloración grisácea-blanquecina, fuertemente fracturadas, con un RQD<10% y con un grado de alteración IV-III.
- 5.6 – 12 m: Limos - arcillosos de coloración blanco - beige, de moderada compacidad.

AEROGENERADOR 12

- Reconocimientos efectuados:

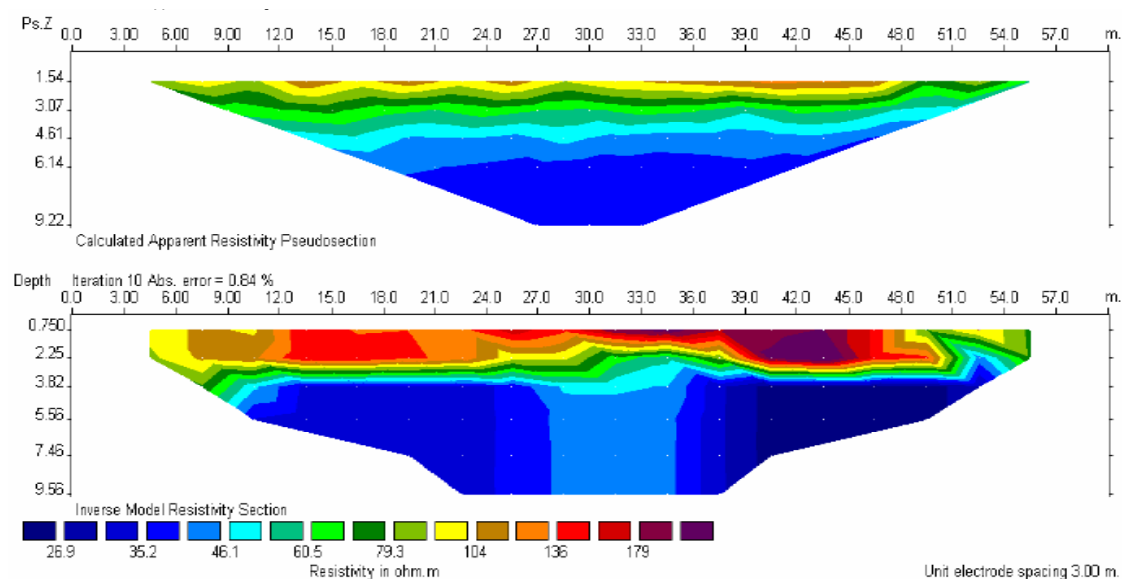
- Calicata de 0.8 m:

- 0 – 0.3 m: Cobertura vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.
- 0.3 – 0.4 m: Gravas margosas y calcáreas con limos arenosos
- 0.4 – 0.8 m: Calizas de coloración grisácea, con intercalaciones de arenas y limos de color gris claro, sin cohesión y de elevada compacidad.

- Valoración general: A expensas del resto de reconocimientos y cálculos, dadas las características del subsuelo donde se prevé ubicar el presente aerogenerador, podría considerarse la ejecución de una cimentación superficial para el mismo, apoyada en su totalidad sobre los materiales carbonatados de elevada compacidad que se encuentran a profundidades someras.

- Sección Geo-eléctrica del terreno:

- 0- 3.4 m: $100 < \text{resistividad} < 200 \Omega.m$
- 3.4- 9.6 m: $25 < \text{resistividad} < 100 \Omega.m$



- Descripción de los terrenos:

- 0 – 0.5 m: Cobertera vegetal arcillo limosa de coloración parda
- 0.5 – 2.6 m: Niveles de calizas margosas, de coloración grisácea-blanquecina, fuertemente fracturadas, con un RQD<10% y con un grado de alteración IV-III.
- 2.6 – 8 m: Limos - arcillosos de coloración blanco - beige, de moderada compacidad.
- 8 – 12 m: Arcillas - limosas de coloración beige - blanquecino a anaranjado, de moderada compacidad.

AEROGENERADOR 13

- Reconocimientos efectuados:

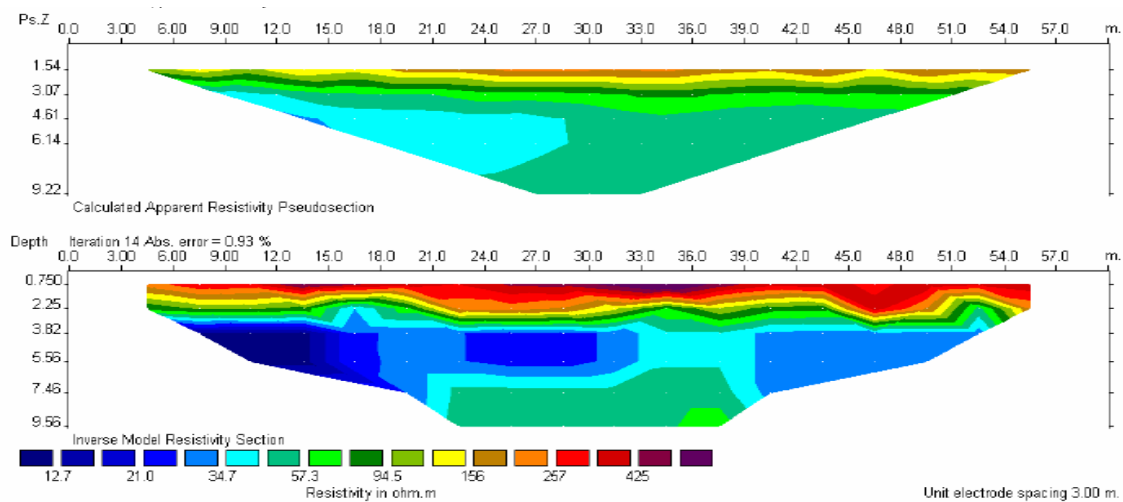
- Calicata de 3,2 m:

- 0 – 0.3 m: Cobertera vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.
- 0.3 – 1.2 m: Limos arenosos de coloración gris claro carentes de cohesión y de baja compacidad, con gravas margosas-calcáreas de tamaños decimétricos
- 1.2 – 3 m: Gravas aluviales con matriz areno limosa de color marrón rojizo con cantos sub-redondeados de tamaños inferiores a 3 cm de diámetro
- 3 – 3.2 m: Arcillas de color blanco de elevada compacidad.

- Valoración general: A partir de los datos obtenidos en los reconocimientos realizados en la zona donde se prevé cimentar el aerogenerador A13, resultaría viable la realización de una cimentación superficial, apoyada en dichas capas limo-arcillosos de moderada compacidad.

- Sección Geo-eléctrica del terreno:

- 0- 2.4 m: $100 < \text{resistividad} < 450 \Omega.m$
- 2.4- 9.6 m: $10 < \text{resistividad} < 100 \Omega.m$



- Descripción de los terrenos:

0 – 0.6 m: Cobertura vegetal arcillo limosa de coloración parda

0.6 – 1.8 m: Arenas - limosas, de coloración beige - anaranjado, con concreciones carbonatadas de dimensiones centimétricas (1 cm - 3 cm) y gravas de naturaleza carbonatada, con un tamaño entre 1 cm a 10 cm.

1.8 – 5.8 m: Limos - arcillosos de coloración beige - grisáceo, de moderada-elevada compacidad.

5.8 – 12 m: Arcillas - arenosas de coloración pardo - anaranjado, de moderada a elevada compacidad.

AEROGENERADOR 14

- Reconocimientos efectuados:

- Calicata de 1,2 m:

0 – 0.3 m: Cobertura vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.

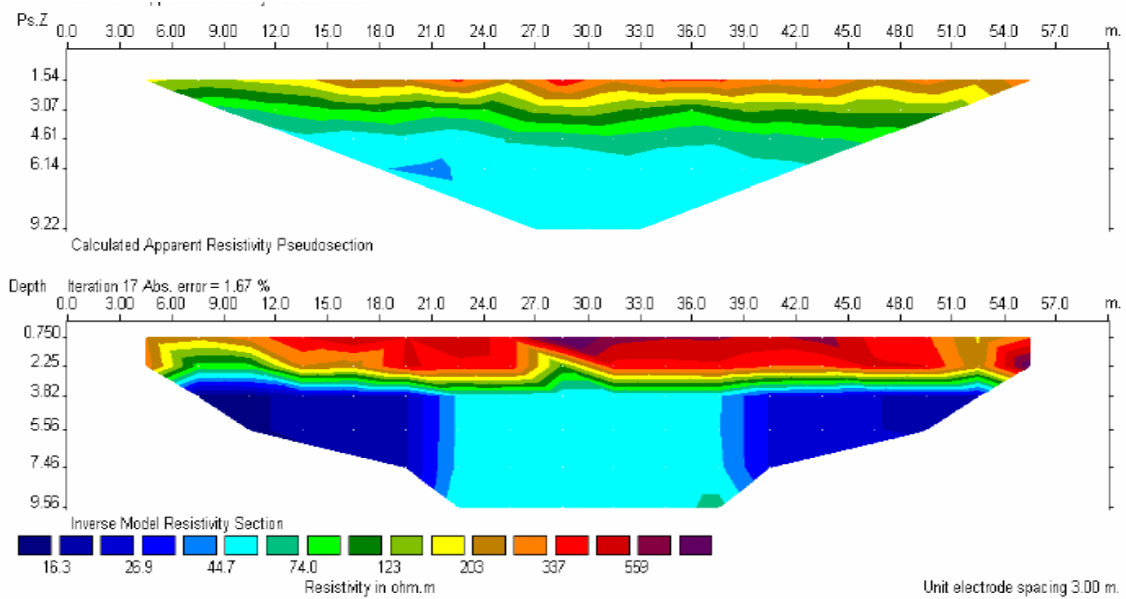
0.3 – 1.2 m: Calizas de coloración blanco grisácea, con intercalaciones de arenas y limos de color gris claro, de elevada compacidad

- Valoración general: Teniendo en cuenta los materiales que se han detectado en los distintos reconocimientos llevados a cabo y los materiales que aparecen en superficie, donde se pretende ubicar el aerogenerador A14, resultaría admisible la realización de una cimentación superficial, apoyada sobre los niveles de caliza con intercalaciones de limos .

- Sección Geo-eléctrica del terreno:

0- 3.6 m: $100 < \text{resistividad} < 600 \Omega.m$

3.6- 9.6 m: $10 < \text{resistividad} < 100 \Omega.m$



AEROGENERADOR 15

- Reconocimientos efectuados:

- Calicata de 1 m:

0 – 0.3 m: Cobertera vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.

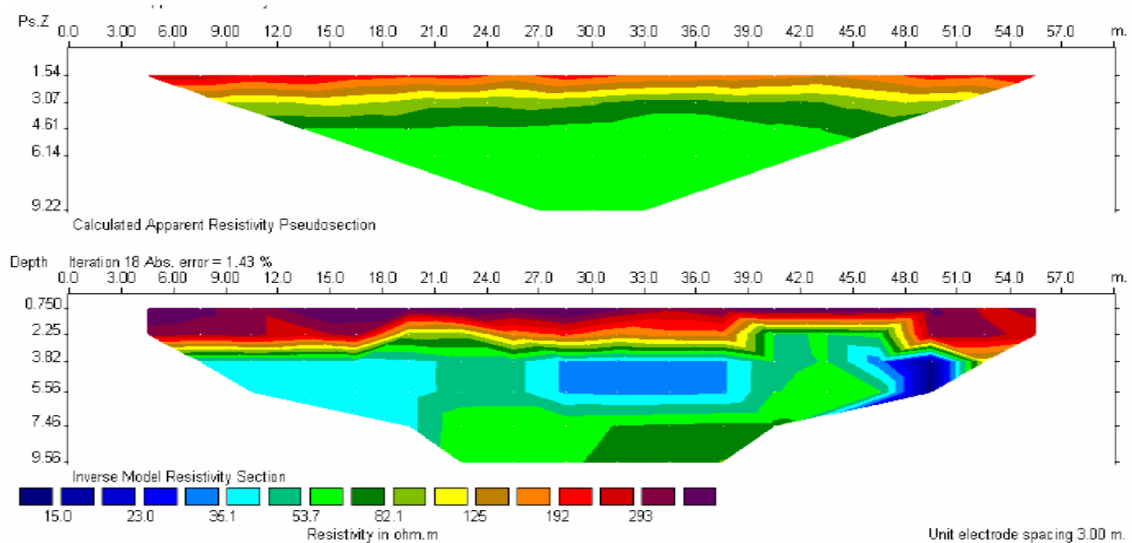
0.3 – 1 m: Calizas de coloración blanco grisácea, con intercalaciones de arenas y limos de color marrón claro, de elevada compacidad.

- Valoración general: Teniendo en cuenta los materiales que se han detectado en los distintos reconocimientos llevados a cabo y los materiales que aparecen en superficie, donde se pretende ubicar el aerogenerador A15, resultaría admisible la realización de una cimentación superficial, apoyada sobre los niveles de caliza que nos aparecen a cotas muy superficiales.

- Sección Geo-eléctrica del terreno:

0- 3.6 m: $100 < \text{resistividad} < 320 \Omega.m$

3.6- 9.6 m: $10 < \text{resistividad} < 100 \Omega.m$



AEROGENERADOR 16

- Reconocimientos efectuados:

- Calicata de 4 m:

0 – 0.3 m: Cobertura vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.

0.3 – 1.4 m: Limos arenosos de coloración gris claro, con gravas margosas-calcáreas de tamaños decimétricos, de compactación creciente con la profundidad

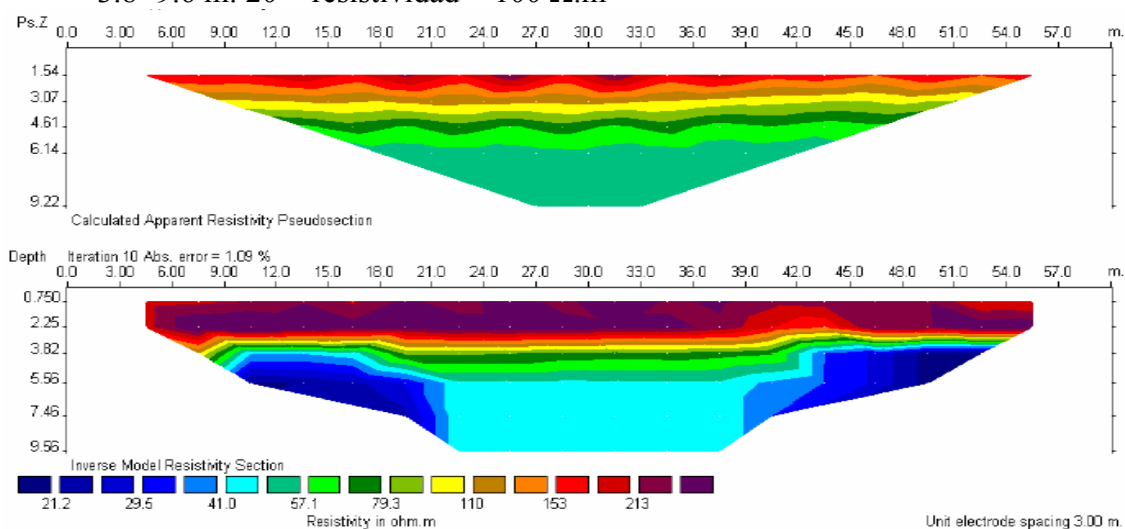
1.4 – 4 m: Gravas aluviales con matriz limosa de color marrón rojizo, con cantos sub-redondeados de tamaños inferiores a 3 cm de diámetro, siendo la matriz más arcillosa y disminuyendo la proporción de cantos con la profundidad

- Valoración general: A partir de los materiales que se han detectado en los reconocimientos realizados en el área donde se pretende cimentar la máquina A16, se sugiere una cimentación superficial en la cual nos sirva de apoyo los niveles limosos que se presentan en superficie.

- Sección Geo-eléctrica del terreno:

0- 3.8 m: $100 < \text{resistividad} < 250 \Omega.m$

3.8- 9.6 m: $20 < \text{resistividad} < 100 \Omega.m$



AEROGENERADOR 17

- Reconocimientos efectuados:

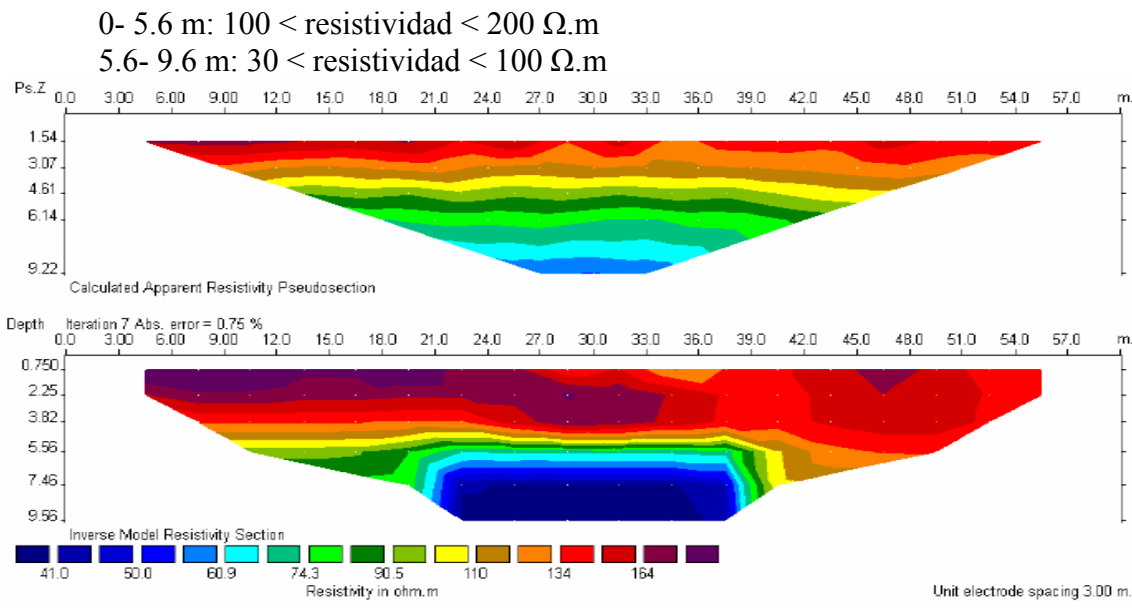
- Calicata de 3.5 m:

0 – 0.5 m: Cobertura vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.

0.5 – 3.5 m: Limos arenosos de coloración marrón rojiza, con gravas margosas-calcáreas de tamaños decimétricos

- Valoración general: Teniendo en cuenta los materiales que se obtienen en la realización de los distintos reconocimientos y la tipología de la estructura que se prevé cimentar, se recomienda una cimentación superficial apoyada sobre las gravas que subyacen a profundidades relativamente pequeñas.

- Sección Geo-eléctrica del terreno:



AEROGENERADOR 18

- Reconocimientos efectuados:

- Calicata de 1 m:

0 – 0.4 m: Cobertera vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.

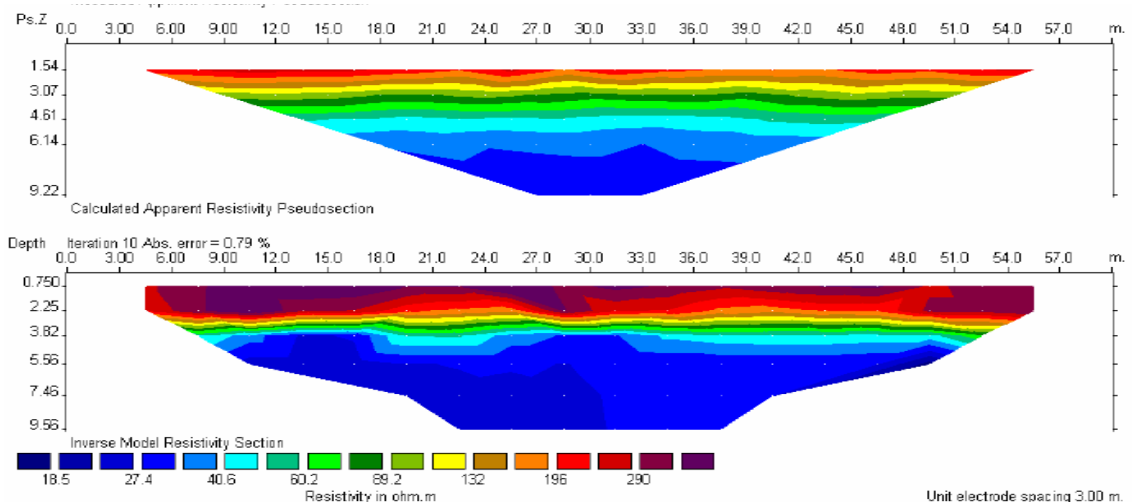
0.4 – 1 m: Calizas de coloración grisácea, con intercalaciones de arenas y limos de color marrón claro, de elevada compacidad

- Valoración general: A expensas del resto de reconocimientos y cálculos, dadas las características del subsuelo donde se prevé ubicar el presente aerogenerador, podría considerarse la ejecución de una cimentación superficial para el mismo, apoyada en su totalidad sobre los materiales carbonatados de elevada compacidad que se encuentran a profundidades someras.

- Sección Geo-eléctrica del terreno:

0- 3.8 m: $100 < \text{resistividad} < 300 \Omega.m$

3.8- 9.6 m: $10 < \text{resistividad} < 100 \Omega.m$



- Descripción de los terrenos:

- 0 – 0.4 m: Cobertera vegetal.
- 0.4 – 2.6 m: Niveles de calizas margosas, de coloración grisácea-blanquecina fuertemente fracturadas, con un RQD<10% y con un grado de alteración IV-III.
- 2.6 – 6 m: Limos - arcillosos de coloración blanco - beige, de moderada compacidad.
- 6 – 7.2 m: Arcillas - arenosas de coloración pardo - anaranjado, de moderada compacidad.
- 7.2 – 12 m: Limos - arcillosos de coloración blanco - beige, de moderada compacidad.

AEROGENERADOR 19

- Reconocimientos efectuados:

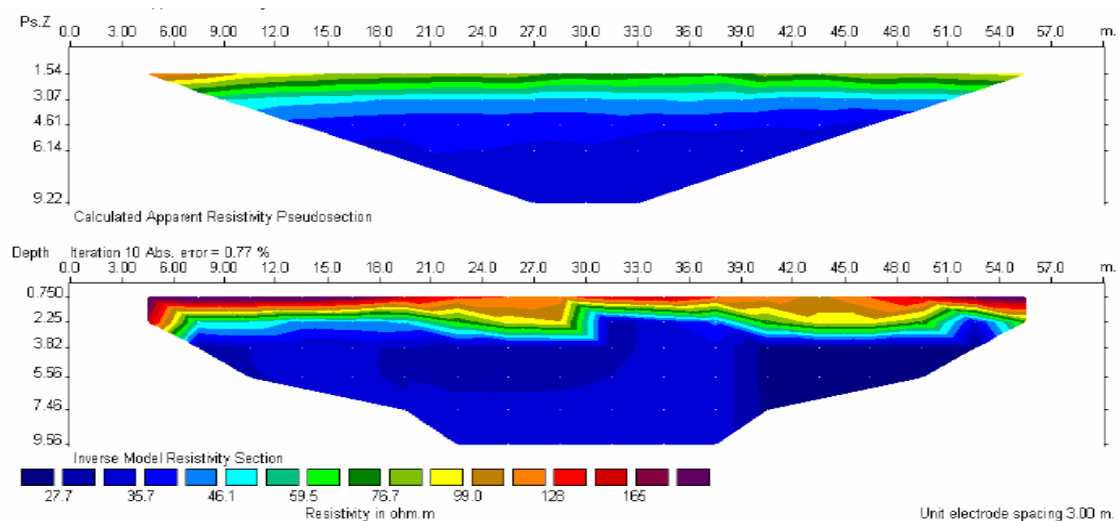
- Calicata de 2,2 m:

- 0 – 0.4 m: Cobertera vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.
- 0.4 – 1.5 m: Limos arenosos de coloración gris claro, con gravas margosas-calcáreas de tamaños decimétricos, de compacidad creciente con la profundidad
- 1.5 – 2.2 m: Calizas de coloración grisácea, con intercalaciones de arenas y limos de color gris claro, sin cohesión y de elevada compacidad.

- Valoración general: A expensas del resto de reconocimientos y cálculos, dadas las características del subsuelo donde se prevé ubicar el presente aerogenerador, podría considerarse la ejecución de una cimentación superficial para el mismo, apoyada en su totalidad sobre los materiales carbonatados de elevada compacidad que se encuentran a profundidades someras.

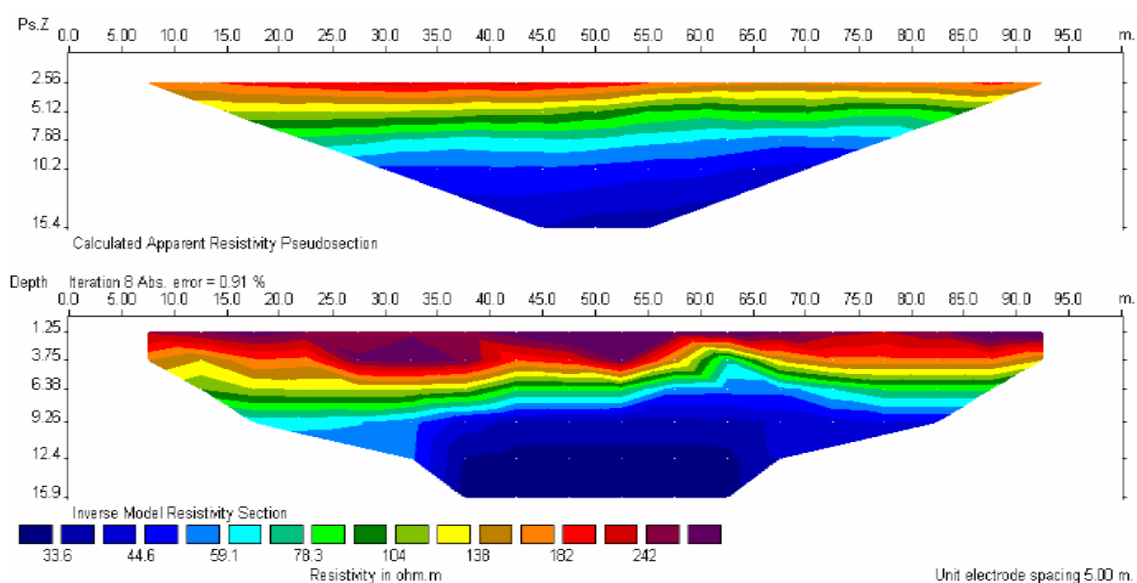
- Sección Geo-eléctrica del terreno:

- 0- 3 m: $100 < \text{resistividad} < 200 \Omega.m$
- 3- 9.6 m: $10 < \text{resistividad} < 100 \Omega.m$



SUBESTACIÓN

- Reconocimientos efectuados:
 - Calicata de 1 m:
 - 0 – 0.3 m: Cobertera vegetal (tierra de labor). Limos arcillosos con abundante materia orgánica.
 - 0.3 – 1 m: Calizas de coloración grisácea con intercalaciones de arenas y limos de color marrón claro, de elevada compacidad.
 - Sección Geo-eléctrica del terreno:
 - 0- 7 m: $100 < \text{resistividad} < 300 \Omega.m$
 - 7- 16 m: $20 < \text{resistividad} < 100 \Omega.m$



D.4. CARACTERIZACIÓN GEOTÉCNICA

D.4.1. Geología general de la zona

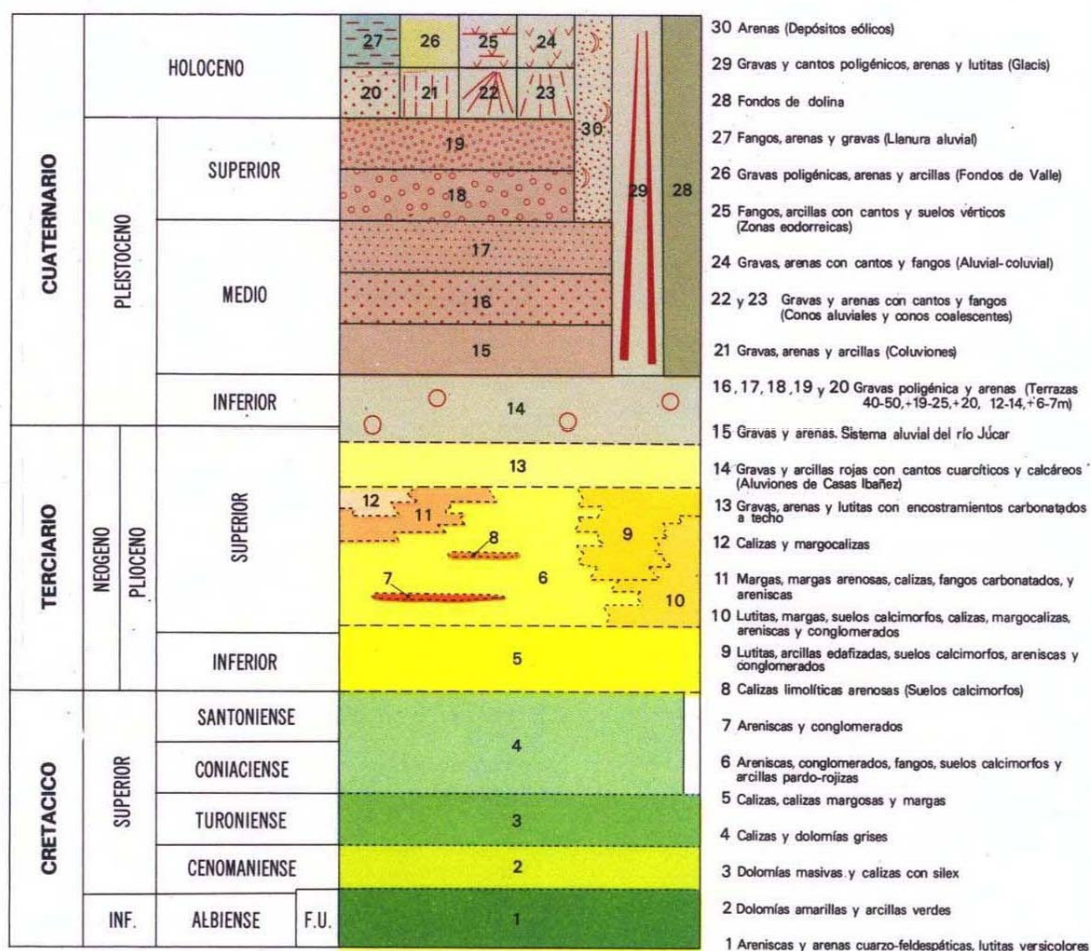
De acuerdo con los antecedentes geológicos recogidos en apartados anteriores, y teniendo en cuenta la información recabada en la campaña de reconocimientos llevada a cabo para la elaboración del presente estudio, se puede decir que la zona afectada por las obras en fase de Proyecto se emplaza sobre unos materiales de origen sedimentario de edad Terciaria (Plioceno) conocidos como unidad “7- Calizas y margas con encrustamientos laminares a techo”.

Dichos materiales presentan unas compacidades elevadas a moderadas, en función del grado de alteración del substrato rocoso carbonatado – margoso.

Así pues, bajo niveles calizo – margosos de alta capacidad portante se encuentran otros más alterados, constituidos por arcillas y limos – arcillosos, los cuales presentan una compacidad de baja a moderada.

Finalmente, sobre los mencionados materiales terciarios se encuentran unos depósitos aluviales de Edad Cuaternaria, constituidos principalmente por gravas

LEYENDA



D.4.2. Caracterización geotécnica

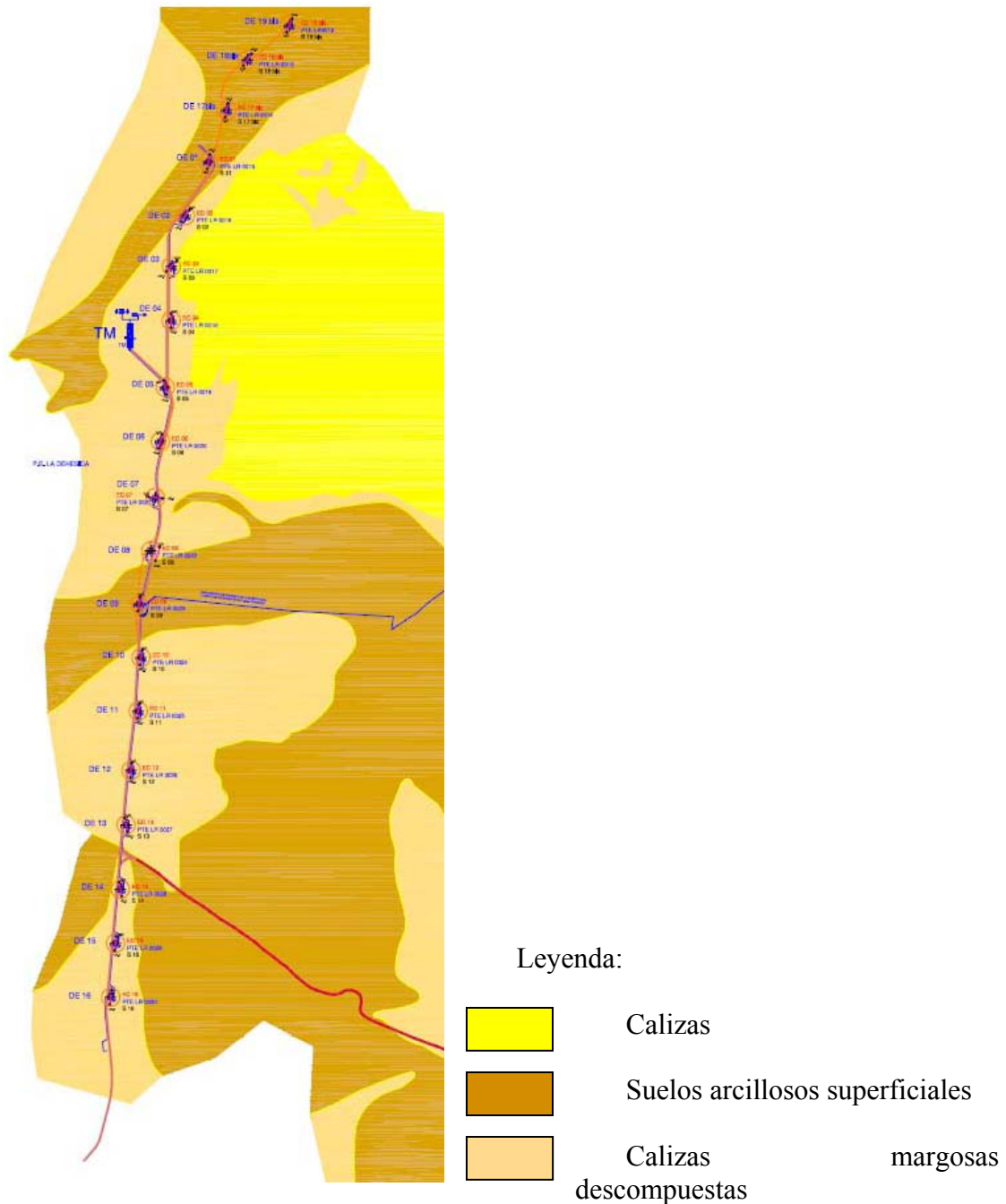
Tal como ya se ha comentado anteriormente, la zona objeto de estudio se emplaza sobre unos materiales Terciarios denominados como “calizas - margosas con encostramientos laminares a techo”.

Se trata de unos terrenos fundamentalmente calcáreos constituidos por unas calizas margosas, de coloración grisácea – blanquecina, que se presentan en bancos de alrededor de 0.4 – 3 m de potencia, detectadas a profundidades relativamente someras.

Bajo estas capas de elevada compacidad aparecen unos materiales de naturaleza limo – arcillosa y arcillo – limosa, de coloraciones blanquecinas, grisáceas, beige, ocre y anaranjadas, de compacidad variable, dependiendo de su grado de alteración y descomposición.

Cubriendo los citados materiales terciarios (calizas margosas y limos arcillosos blanquecinos) se presentan otros cuaternarios, fundamentalmente constituidos por gravas heterométricas inmersas en una matriz limo – arenosa y / o limo – arcillosa, que en ocasiones se encuentran ligeramente cementadas con carbonatos dotando a este depósito de una resistencia elevada.

Se trata, en general, de materiales muy compactos con espesores relativamente escasos, del orden de los 2 m.



Una vez descritos a grandes rasgos los materiales presentes en el subsuelo de la zona, se procede a continuación a caracterizarlos con más detalle a la vista de lo puesto de manifiesto en los reconocimientos realizados, haciendo especial hincapié en sus propiedades geotécnicas, determinadas a partir de su resistencia.

Unidad Geotécnica 1 “Materiales cuaternarios recientes”

Dentro de esta unidad geotécnica se incluyen unos suelos flojos y materiales de edad cuaternaria que en el ámbito de la zona estudiada se encuentran a profundidades someras.

Así pues, dentro de esta unidad geotécnica, establecida en función de las características litológicas y geotécnicas de los materiales que la constituyen, se han diferenciado por una parte los suelos vegetales (tierra de labor) y suelos flojos en general que se presentan en las zonas más someras del terreno estudiado (Nivel geotécnico 1a).

Por otra parte se incluyen un conjunto de materiales fundamentalmente granulares, constituidos por gravas aluviales y limos – arenosos, dispuestos en lechos discontinuos formando lo que se ha denominado en el presente informe como Nivel geotécnico 1b.

En las siguientes tablas se refleja el espesor detectado para esta unidad geotécnica en los diferentes reconocimientos realizados.

Parque eólico				Unidad 1		
Nº Calicata	Emplazamiento	Z inicial	Prof. Máx. alcanzada (m)	Zsup	Zinf	Espesor
C-A 1	Aerogenerador 1	0	2.2	0	-1.3	1.3
C-A 2	Aerogenerador 2	0	2.2	0	-0.4	0.4
C-A 3	Aerogenerador 3	0	1.9	0	-1.8	1.8
C-A 4	Aerogenerador 4	0	1.4	0	-1	1
C-A 5	Aerogenerador 5	0	2.2	0	-2.2	2.2
C-A 6	Aerogenerador 6	0	0.7	0	-0.3	0.3
C-A 7	Aerogenerador 7	0	0.9	0	-1	1
C-A 8	Aerogenerador 8	0	2.2	0	-1.3	1.3
C-A 9	Aerogenerador 9	0	3.2	0	-2.5	2.5
C-A 10	Aerogenerador 10	0	2.5	0	-2.5	2.5
C-A 11	Aerogenerador 11	0	1.8	0	-1.8	1.8
C-A 12	Aerogenerador 12	0	0.7	0	-0.4	0.4
C-A 13	Aerogenerador 13	0	3.2	0	-2	2
C-A 14	Aerogenerador 14	0	1.1	0	-0.3	0.3
C-A 15	Aerogenerador 15	0	1	0	-0.3	0.3
C-A 16	Aerogenerador 16	0	4	0	-4	4
C-A 17	Aerogenerador 17	0	3.5	0	-3.5	3.5
C-A 18	Aerogenerador 18	0	1	0	-0.4	0.4
C-A 19	Aerogenerador 19	0	2.1	0	-1.5	1.5

Tabla D.6. Espesor de la Unidad Geotécnica 1 detectado durante las calicatas realizadas en el parque eólico

Subestación eléctrica				Unidad 1		
Nº Calicata	Emplazamiento	Z inicial	Prof. Máx. alcanzada (m)	Zsup	Zinf	Espesor
C- 1	Esquina NW	0	1	0	-0.3	0.3
C- 2	Esquina SW	0	1	0	-0.8	0.8
C- 3	Esquina SE	0	1.4	0	-1.4	1.4
C- 4	Esquina NE	0	1.2	0	-1.2	1.2
C- 5	Centro	0	1.4	0	-1.4	1.4

Tabla D.7. Espesor de la Unidad Geotécnica 1 detectado durante las calicatas realizadas en la futura subestación eléctrica.

Nivel Geotécnico 1a “Cobertera vegetal y Suelos de baja compactidad”.

Tal como se ha puesto de manifiesto en los reconocimientos realizados en la zona de estudio, este nivel geotécnico, que aparece superficialmente, se encuentra caracterizado por una cobertera vegetal y unos suelos de baja compacidad procedentes del esponjamiento de los materiales granulares cuaternarios que conforma el siguiente nivel geotécnico.

La cobertera vegetal está constituida por unas arcillas arenosas de coloración oscura, fruto de su importante contenido en materia orgánica. Ésta presenta espesores relativamente reducidos, del orden de los 0,2 m – 0,6 m, en todo el área donde se prevé ubicar los parques eólicos y la subestación eléctrica objeto de estudio.

Por su parte, inmediatamente por debajo de la cobertera vegetal se detectó la presencia de unos suelos eluviales de baja compacidad (suelos flojos), procedentes del esponjamiento de los depósitos granulares cuaternarios infrayacentes, los cuales están constituidos por unas arenas – arcillosas de coloración grisácea – blanquecina.

Dichos suelos presentan espesores muy reducidos, del orden de los 0.1-0.2 m, por lo que se han incluido en el mismo nivel geotécnico que la cobertera vegetal.

Así pues, en las siguientes tablas se muestra el espesor del Nivel Geotécnico 1a (Suelos vegetales +Suelos eluviales flojos) en cada una de las posiciones en las que se prevé ubicar los aerogeneradores proyectados, así como en la zona de la subestación eléctrica.

Parque eólico				Nivel Geotécnico 1a		
Nº Calicata	Emplazamiento	Z inicial	Prof. Máx. alcanzada (m)	Zsup	Zinf	Espesor
C-A 1	Aerogenerador 1	0	2.2	0	-0.5	0.5
C-A 2	Aerogenerador 2	0	2.2	0	-0.4	0.4
C-A 3	Aerogenerador 3	0	1.9	0	-0.3	0.3
C-A 4	Aerogenerador 4	0	1.4	0	-0.4	0.4
C-A 5	Aerogenerador 5	0	2.2	0	-0.4	0.4
C-A 6	Aerogenerador 6	0	0.7	0	-0.3	0.3
C-A 7	Aerogenerador 7	0	0.9	0	-0.4	0.4
C-A 8	Aerogenerador 8	0	2.2	0	-0.4	0.4
C-A 9	Aerogenerador 9	0	3.2	0	-0.4	0.4
C-A 10	Aerogenerador 10	0	2.5	0	-0.3	0.3
C-A 11	Aerogenerador 11	0	1.8	0	-0.3	0.3
C-A 12	Aerogenerador 12	0	0.7	0	-0.3	0.3
C-A 13	Aerogenerador 13	0	3.2	0	-0.3	0.3
C-A 14	Aerogenerador 14	0	1.1	0	-0.3	0.3
C-A 15	Aerogenerador 15	0	1	0	-0.3	0.3
C-A 16	Aerogenerador 16	0	4	0	-0.3	0.3
C-A 17	Aerogenerador 17	0	3.5	0	-0.5	0.5
C-A 18	Aerogenerador 18	0	1	0	-0.4	0.4
C-A 19	Aerogenerador 19	0	2.1	0	-0.4	0.4

Tabla D.8. Espesor del Nivel Geotécnico 1a, detectado durante las calicatas en el parque eólico

Subestación eléctrica				Nivel Geotécnico 1a		
Nº Calicata	Emplazamiento	Z inicial	Prof. Máx. alcanzada (m)	Zsup	Zinf	Espesor
C- 1	Esquina NW	0	1	0	0	0
C- 2	Esquina SW	0	1	0	-0.3	0.3
C- 3	Esquina SE	0	1.4	0	-0.3	0.3
C- 4	Esquina NE	0	1.2	0	-0.4	0.4
C- 5	Centro	0	1.4	0	-0.4	0.4

Tabla D.9. Espesor del Nivel Geotécnico 1a, detectado durante las calicatas realizadas en la futura subestación eléctrica.

Independientemente de su naturaleza, se trata de un nivel geotécnico de baja compacidad, que deberá ser descartado como posible nivel de apoyo de la cimentación.

Así mismo, estos espesores de suelos de baja compacidad, obviamente, resultan fácilmente excavables mediante métodos mecánicos convencionales.

De acuerdo con los resultados obtenidos en los reconocimientos realizados, a este nivel se le han atribuido los siguientes parámetros geotécnicos.

Propiedades geotécnicas	Nivel geotécnico 1a
Densidad aparente	1,65 Tm/m ³
Densidad saturación	2.05 Tm/m ³
Ángulo de rozamiento interno	28°
Cohesión	0,0 Tm/m ²
Módulo de deformación	25 - 85 Kp/cm ²

Tabla D.10. Parámetros geotécnicos atribuidos a este nivel de suelos NG1a.

Nivel geotécnico 1b “Materiales cuaternarios, gravas aluviales y gravas con lechos de limos-arenosos intercalados”.

Bajo los suelos flojos antes descritos, en la mayor parte de los emplazamientos de los aerogeneradores se encuentran unos terrenos cuaternarios constituidos generalmente por gravas heterométricas muy compactas y con matriz limosa, arenosa o incluso prácticamente inexistente.

Dichas gravas se presentan débilmente cementadas con carbonatos, formando extensas costras de resistencia elevada.

Se trata de materiales de elevada resistencia, en donde los ensayos SPT realizados arrojan valores en torno a 30 golpes/30 cm.

Dentro de estos terrenos nos podemos encontrar intercalaciones de capas más arcillosas, dispuestas aleatoriamente, que muestran una resistencia sensiblemente inferior.

El espesor de los materiales que constituyen este nivel alcanza valores promedio de unos 2.0 m, cubriendo los niveles terciarios de calizas – margosas.

A continuación se muestran los espesores y profundidades en los que se sitúan estos materiales.

Parque eólico				Nivel Geotécnico 1b		
Nº Calicata	Emplazamiento	Z inicial	Prof. Máx. alcanzada (m)	Zsup	Zinf	Espesor
C-A 1	Aerogenerador 1	0	2.2	-0.5	-1.3	0.8
C-A 2	Aerogenerador 2	0	2.2	-0.4	-0.4	0
C-A 3	Aerogenerador 3	0	1.9	-0.3	-1.8	1.5
C-A 4	Aerogenerador 4	0	1.4	-0.4	-1	0.6
C-A 5	Aerogenerador 5	0	2.2	-0.4	-2.2	1.8
C-A 6	Aerogenerador 6	0	0.7	-0.3	-0.3	0
C-A 7	Aerogenerador 7	0	0.9	-0.4	-1	0.6
C-A 8	Aerogenerador 8	0	2.2	-0.4	-1.3	0.9
C-A 9	Aerogenerador 9	0	3.2	-0.4	-2.5	2.1
C-A 10	Aerogenerador 10	0	2.5	-0.3	-2.5	2.2
C-A 11	Aerogenerador 11	0	1.8	-0.3	-1.8	1.5
C-A 12	Aerogenerador 12	0	0.7	-0.3	-0.4	0.1
C-A 13	Aerogenerador 13	0	3.2	0	-2	1.7
C-A 14	Aerogenerador 14	0	1.1	0	-0.3	0

C-A 15	Aerogenerador 15	0	1	0	-0.3	0
C-A 16	Aerogenerador 16	0	4	0	-4	3.7
C-A 17	Aerogenerador 17	0	3.5	0	-3.5	3
C-A 18	Aerogenerador 18	0	1	0	-0.4	0
C-A 19	Aerogenerador 19	0	2.1	0	-1.5	1.1

Tabla D.11. Espesor del Nivel Geotécnico 1b, detectado durante las calicatas realizadas en el parque eólico

Subestación eléctrica				Nivel Geotécnico 1b		
Nº Calicata	Emplazamiento	Z inicial	Prof. Máx. alcanzada (m)	Zsup	Zinf	Espesor
C- 1	Esquina NW	0	1	0	-0.3	0.3
C- 2	Esquina SW	0	1	-0.3	-0.8	0.5
C- 3	Esquina SE	0	1.4	-0.3	-1.4	1.1
C- 4	Esquina NE	0	1.2	-0.4	-1.2	0.8
C- 5	Centro	0	1.4	-0.4	-1.4	1

Tabla D.12. Espesor del Nivel Geotécnico 1b detectado en las calicatas realizadas en el emplazamiento de la subestación eléctrica

Sobre este tipo de materiales se han tomado 3 muestras inalteradas, que han sido sometidas a ensayos de clasificación, identificación, resistencia, deformabilidad y agresividad, mostrando los resultados que se adjuntan.

Ensayos de identificación y clasificación		A1	A9	A17
Profundidad		1	2	1.2
Nivel Geotécnico		1b	1b	1b
Granulometría	100	100	100	100
	10	56.6	75.1	96.8
	5	43.6	52.5	91.8
	2	29.8	40.4	83.5
	0.4	21.3	18.3	70.6
	0.08	18.6	14	60
Límites de Atterberg	L.L	43	37	34
	L.P	27.7	16.6	17.8
	I.P	15.3	20.4	16.2
Clasificación	PG3	Marginal	Adecuado	Tolerable
	Casagrande	GM	GC	CL
Ensayo de corte directo	C(Kp/cm ²)	0.57	0.51	0.53
	Aroz	44.56	42.45	41.57
Contenido en sulfatos		mg/Kg	32.7	N.P

Tabla D.13. Resultados de los ensayos de laboratorio efectuados sobre materiales del Nivel Geotécnico 1b

Como se puede apreciar, de acuerdo con la granulometría que presentan estos suelos, su comportamiento resistente varía de forma importante.

De este modo, las capas arcillosas que se presentan intercaladas entre las costras de gravas muestran valores resistentes sensiblemente más mediocres que los se obtienen sobre los suelos granulares más cementados. En cualquier caso, debido a la aleatoriedad con la que se distribuyen los niveles arcillosos dentro del conjunto de la unidad geotécnica, se han englobado dentro de un mismo nivel.

De acuerdo con las observaciones llevadas a cabo, y a la vista de los resultados obtenidos en los reconocimientos efectuados, se han asignado los siguientes parámetros geotécnicos a este tipo de suelos.

Propiedades geotécnicas	Nivel geotécnico 1b
Densidad aparente	1.7-1.95 Tm/m ³
Densidad saturación	2.05-2.15 Tm/m ³
Ángulo de rozamiento interno	33-35°
Cohesión	0,5-1 Tm/m ²
Módulo de deformación	350 - 750 Kp/cm ²

Tabla D.14. Parámetros geotécnicos atribuidos a este nivel de suelos NG1b.

Unidad Geotécnica 2. “Materiales Terciarios formados por margas y calizas”.

Esta unidad incluye a los materiales de Edad Terciaria que se encuentran bajo la cubierta cuaternaria anteriormente descrita. Estos terrenos estarían representados fundamentalmente por unos niveles de calizas margosas, de coloración grisácea – blanquecina, dispuestos en bancos de alrededor de 0.4 – 3.0 m de potencia.

Dentro de estos bancos o niveles calcáreos de elevada compacidad (Nivel Geotécnico 2c), se intercalan otros de naturaleza arcillosa o limo arcillosa de baja compacidad (Nivel Geotécnico 2a).

Estos mismo materiales (arcillas y margas blancas) se pueden presentar con un mayor grado de compacidad (ésta depende de la alteración y meteorización que muestren), hecho que se traduce en una resistencia más elevada (Nivel Geotécnico 2b).

Nivel geotécnico 2a “Materiales limo – arcillosos y arcillo – limosos de baja compacidad”.

Se trata de unos materiales de naturaleza fundamentalmente arcillosa y limo – arcillosa, de coloración beige – ocre a beiges – blanquecino, cuyo grado de compacidad muestra el nivel de alteración y descomposición que estas margas arcillosas presentan.

Estos suelos arrojan valores inferiores a 20 golpes/30cm, en los ensayos SPT realizados durante la ejecución de los sondeos, es decir, se trata de suelos de baja compacidad.

Se trata de materiales de plasticidad elevada y granulometría fina, que los hacen clasificables como arcillas de elevada plasticidad.

En general, estos materiales terciarios de baja capacidad portante se encuentran como intercalaciones de espesores decimétricos (del orden de 0.5 m a 1 .0 m) entre los de elevada compacidad que constituyen el nivel geotécnico 2b.

No obstante, en algunos emplazamiento los espesores de este tipo de materiales pueden llegar a ser significativos (de orden métrico), condicionando de forma importante la cimentación recomendada.

De acuerdo con las observaciones llevadas a cabo, y a la vista de los resultados obtenidos en los ensayos efectuados, se han asignado los siguientes parámetros geotécnicos a este tipo de suelos.

Propiedades geotécnicas	Nivel geotécnico 2a
Densidad aparente	1.5-1.75 Tm/m ³
Densidad saturación	1.9-2.02 Tm/m ³
Ángulo de rozamiento interno	28-33°
Cohesión	0 Tm/m ²
Módulo de deformación	25-150 Kp/cm ²

Tabla D.15. Parámetros geotécnicos atribuidos a este nivel de suelos NG2a.

Nivel geotécnico 2b “Materiales limo – arcillosos y arcillo – limosos de moderada compacidad”.

Este nivel está constituido por unos materiales terciarios de litologías semejantes a los definidos en el anterior (N.G.2a), es decir, limos – arcillosos de coloración beige – blanquecina a grisácea, y arcillas – limosas de coloración beiges- ocre, que a diferencia de los anteriores muestran una compacidad sensiblemente más elevada, quedando patente en los valores obtenidos en los ensayos SPT realizados ($N_{30SPT} > 20$, oscilando entre 20 golpes/30cm y 40 golpes/30cm).

A diferencia del nivel anterior, se trata de materiales con plasticidades más bajas, hecho que redundará en un mejor comportamiento geotécnico que los descritos anteriormente.

A continuación, se muestra el espesor y profundidades a las que han sido detectados los materiales que conforman este nivel geotécnico.

De acuerdo con las observaciones llevadas a cabo, y a la vista de los resultados obtenidos en los reconocimientos efectuados, se han asignado los siguientes parámetros geotécnicos a este tipo de suelos.

Propiedades geotécnicas	Nivel geotécnico 2b
Densidad aparente	1.8-1.95 Tm/m ³
Densidad saturación	2.1-2.2 Tm/m ³
Ángulo de rozamiento interno	30-35°
Cohesión	1-2 Tm/m ²
Módulo de deformación	183-390 Kp/cm ²

Tabla D.16. Parámetros geotécnicos atribuidos a este nivel de suelos NG2b

Nivel geotécnico 2c “Niveles de calizas – margosas y limos – arcillosos, de elevada compacidad”.

A una profundidad variable, generalmente por debajo de los 2.6 m, se ha detectado un sustrato rocoso carbonatado de Edad Terciaria.

Se trata de unas calizas - margosa, las cuales se presentan en bancos de espesores decimétricos (0.4 – 3.0 m), con un grado de alteración III - IV según escala ISRM y fuertemente fracturadas.

Caracterización de la matriz rocosa

Se trata de una alternancia de lutitas y margas de colores blanquecinos y grisáceos, que alternan con capas de espesor variable de calizas.

Los términos predominantes corresponden a arcillas lutíticas y lutitas de colores blanquecinos y grises a gris azulado con algunas vetas de carbonato y con esporádicos niveles de calcilutitas.

En cuanto al estado de meteorización de la matriz rocosa, este tipo de rocas presenta generalmente un elevado grado de meteorización, esto es, Grado IV - V según escala ISRM.

A la vista de los resultados obtenidos en los ensayos de laboratorio efectuados en fase de Proyecto, sobre materiales extremadamente alterados de esta unidad (cuyo comportamiento es más afín al de un suelo que al de una roca), se observa que éstos presentan una elevada proporción de fracciones finas, así como un límite líquido en torno a 40, catalogándose como arcillas de plasticidad media-baja.

De acuerdo con los resultados obtenidos en los citados ensayos, estos materiales son difícilmente compactables, y presentan una capacidad portante relativamente baja.

Descripción de las discontinuidades

En el caso que nos ocupa, además de las características resistentes y deformacionales de la roca matriz, el comportamiento de estos materiales (más propios de un suelo que de una roca), está condicionado por las características de las superficies de discontinuidad de aquéllos, condicionando de forma conjunta su comportamiento resistente, deformacional e hidráulico.

Para realizar una descripción de las discontinuidades del macizo rocoso, se han diferenciado, por una parte las superficies de estratificación, y por otra las superficies de diaclasado.

Las discontinuidades sistemáticas se presentan en familias con orientación y características más o menos homogéneas. En este tipo de rocas, los planos de estratificación presentan un buzamiento prácticamente horizontal.

El espaciado entre los planos de discontinuidad condiciona el tamaño de los bloques de la matriz rocosa. En las margas y lutitas, la separación entre las diferentes discontinuidades es centimétrica a decimétrica (oscilando generalmente entre 5 cm y 10 cm).

La persistencia de los planos de discontinuidad es relativamente elevada, en el caso de los planos de estratificación (superior a los 2 m), y baja (esto es, entre 5 cm y 30 cm) en el caso de los planos de fractura.

La rugosidad de las discontinuidades, característica íntimamente relacionada con la resistencia al corte de las rocas, es ondulada – lisa, tanto en los planos de estratificación, como en las diaclasas (JRC en torno a 4 - 5).

Propiedades geotécnicas	Nivel geotécnico 2c
Densidad aparente	2.3 Tm/m ³
Densidad saturación	2.6 Tm/m ³
Ángulo de rozamiento interno	35-40°
Cohesión	1 Tm/m ²
Módulo de deformación	>>1200 Kp/cm ²

Tabla D.17. Parámetros geotécnicos atribuidos a este nivel de materiales NG2c.

D.4.3. Hidrogeología

En los reconocimientos realizados no se ha llegado a detectar la presencia de aguas freáticas en el subsuelo del emplazamiento.

La permeabilidad atribuida a los suelos superficiales sería de $k \cong 10^{-3}$ cm/s.

Para los terrenos que constituyen la Unidad Geotécnica 2 esta permeabilidad sería de $k \cong 10^{-7}$ cm/s.

D.5. RECOMENDACIONES CONSTRUCTIVAS

Una vez realizada la caracterización geotécnica e hidrogeológica del emplazamiento de los aerogeneradores y de la subestación eléctrica que constituirán el Parque Eólico proyectado, se procede a establecer una serie de recomendaciones e indicaciones, en cuanto a las condiciones de cimentación que mejor se ajustan a las características del terreno y de los elementos a cimentar.

Geológicamente, la zona afectada por las obras en fase de Proyecto se emplaza sobre unos materiales de origen sedimentario de edad Terciaria (Plioceno) conocidos como unidad “7- Calizas y margas con encostramientos laminares a techo”.

Dichos materiales presentan unas compacidades elevadas a moderadas, en función del grado de alteración del substrato rocoso carbonatado – margoso.

Así pues, bajo niveles calizo – margosos de elevada capacidad portante se encuentran otros más alterados, constituidos por arcillas y limos – arcillosos, los cuales presentan una compacidad de baja a moderada.

Finalmente, sobre los mencionados materiales terciarios se encuentran unos depósitos de Edad Cuaternaria, constituidos principalmente por gravas poligénicas con una matriz areno – limosa a limo – arcillosa, ligeramente cementada, de coloraciones anaranjadas, los cuales presentan elevada compacidad.

El espesor de estos terrenos cuaternarios oscila de unas zonas a otras, aunque se ha comprobado que se encuentra en torno a los 2.6 m en el peor de los casos.

Por otra parte, en la cartografía geológica del IGME se advierte de la existencia de formas de disolución rellenas de arcilla, formando depósitos tipo dolina, por lo que una vez se hayan excavado los huecos de cimentación, se recomienda realizar una inspección visual y exhaustiva de los terrenos que afloran.

A continuación, se muestra un extracto de la cartografía geológico geotécnica realizada, en la que se reflejan las zonas más favorables para la cimentación de los aerogeneradores (zonas en las que aflora el substrato rocoso, o en las que el espesor de suelos es muy reducido).

D.5.1. Tipo de cimentación

- Cimentación de los aerogeneradores

Dadas las características geotécnicas de los terrenos en los que se prevé ubicar los diferentes aerogeneradores, se aconseja para los mismos una cimentación superficial mediante zapatas apoyadas bien sobre el Nivel Geotécnico 1b (Costras de conglomerados cuaternarios), o bien sobre el Nivel geotécnico 2c (Terrenos margo-calcáreos terciarios), es decir, apoyadas directamente sobre los materiales de naturaleza carbonatada más resistentes que se encuentran en la zona.

Puesto que en los perfiles de tomografía eléctrica se han observado diferencias importantes de unos emplazamientos a otros, tanto en cuanto a la naturaleza de los terrenos que constituyen el cimiento como a su grado de compacidad y resistencia se ha considerado unas condiciones de cimentación particulares y concretas para cada aerogenerador.

En general, se puede indicar que las tensiones de cimentación recomendadas para las cimentaciones superficiales oscilan entre 1.2 Kp/cm² para la situación más desfavorable, y 2 Kp/cm² para las situaciones más comunes que se presentan en el parque.

Dadas las condiciones geológicas de los distintos emplazamientos, en los que, bajo unos materiales de resistencia elevada se han detectado otros de naturaleza arcillosa, y

de resistencia menos importante, con espesores nada despreciables, no se ha recurrido a soluciones de tipo semiprofundo, puesto que, en cierto modo, se desaprovecha las bondades de los terrenos más resistentes que se sitúan a cotas más someras.

- Cimentación de la Subestación Eléctrica

De acuerdo con las características del Proyecto de la Subestación, se diferencian principalmente dos zonas dentro de los terrenos que ésta ocupa.

De una parte, existe una zona que corresponde a terrenos a desmontar (zona topográficamente más elevada). En ella, la cimentación que se prevé acometer se asentaría sobre el terreno natural, concretamente sobre el Nivel Geotécnico 1b-2c, correspondiente al substrato terciario de naturaleza calcárea.

De esta forma, puesto que la cimentación previsiblemente se apoyaría sobre terrenos de resistencia bastante elevada (Nivel Geotécnico 1b y 2c), a pesar de que se encuentran intensamente descompuestos y fracturados, permitirían adoptar una tensión de cimentación de 2.0 Kp/cm².

En estas condiciones de cimentación, se obtienen unos asientos muy bajos, del orden de 1.0 cm, despreciables a efectos de cálculo. De este modo, para el correcto cálculo de las cimentaciones se recomienda adoptar un coeficiente de balasto en torno a 700 Tm/m³.

Dentro del área ocupada por la subestación eléctrica, en su zona terraplenada, además de una cimentación de características análogas a la expuesta anteriormente para la zona a desmontar, se podría considerar una cimentación directa mediante zapatas apoyadas sobre un relleno estructural ejecutado de acuerdo con las prescripciones que se describen en el siguiente apartado.

En estas condiciones de cimentación, se podría considerar para el cálculo una tensión admisible de 2.0 Kp/cm². De este modo, se generarían unos asientos en torno a 1.0 cm en las hipótesis más desfavorables.

Teniendo en cuenta estos valores de asentamiento, para el correcto cálculo de las cimentaciones se recomienda adoptar un coeficiente de balasto en torno a 700 Tm/m³.

En este caso, las distorsiones angulares que se generarían serían perfectamente admisibles, dadas las características de las estructuras a cimentar.

A la hora de diseñar todas las estructuras de cimentación que constituyen el aparellaje eléctrico, pórticos de amarre, apoyos, etc., estructuras sujetas, en general, a momentos importantes, se recomienda adoptar los siguientes módulos de balasto horizontal.

D.5.2. Aprovechamiento de los materiales existentes en las obras

A la vista de los reconocimientos efectuados, se ha estimado un espesor promedio de cobertera vegetal y suelos ricos en materia orgánica del orden de 0.6 m (Nivel Geotécnico 1).

Bajo estos materiales, que *de visu* han sido descartados como aprovechables para las distintas unidades de obra que se proyectan, se encuentran otros, cuya caracterización se ha efectuado de forma más exhaustiva en el capítulo de Caracterización geotécnica.

De acuerdo con esta, en base a los ensayos de laboratorio que se acompañan a continuación, se ha descartado la posible utilización de la practica totalidad de los materiales detectados a excepción del Nivel Geotécnico 1b, el cual se encuentra

constituido por unas costras calcáreas en las que se encuentran inmersas gravas de origen poligénico en un depósito de elevada resistencia.

De acuerdo con lo expuesto los terrenos que constituyen el Nivel Geotécnico 1b son los que presentan unas características mejores para su utilización en rellenos, terraplenes, etc.

De todos modos, las características que presentan estos materiales los hace catalogables como Suelos Tolerable o Adecuados (de acuerdo con el Pliego de Prescripciones Técnicas Generales para Obras de carreteras y Puentes, PG3) dependiendo del contenido en gruesos y de la naturaleza de la matriz que los une.

Así, los materiales de matriz fundamentalmente arcillosa, se catalogan como suelos tolerables por lo que su uso queda restringido exclusivamente al cimiento y núcleo de terraplenes. Sin embargo, los terrenos que constituyen este nivel y que presentan una matriz arenosa o ligeramente cementada con carbonatos, dan lugar a suelos adecuados que podrían, además, utilizarse en la coronación de terraplenes, e incluso en la formación de rellenos estructurales.

D.5.3. Agresividad de los suelos al cemento del hormigón

De acuerdo con los antecedentes geológicos de la zona, y con los resultados obtenidos en los ensayos de laboratorio efectuados, los suelos presentes en la parcela no son susceptibles de presentar sustancias agresivas al cemento del hormigón.

D.5.4. Resistividad de los terrenos detectados

De acuerdo con los reconocimientos geofísicos realizados y descritos anteriormente, se han establecido, en función de la resistividad de los terrenos prospectados, dos niveles geofísicos diferentes, cuya distribución se refleja en los perfiles recogidos en el Anejo correspondiente del presente informe.

Superficialmente, se ha detectado un Nivel Geofísico 1, caracterizado por una moderada resistividad, comprendida entre los valores de 95 a 600 Ω .m, con valores modales de 150 Ω .m, de naturaleza margo-calcárea, incluso arcillosa, de compacidad relevante.

Este Nivel geofísico presenta valores propios de gravas arenosas, arcillosas o limosas, y costras calcáreas, dependiendo de la proporción de la matriz. Representarían lo que se han dado en llamar en el presente Informe como Niveles geotécnicos 1a, 1b, y 2c.

Se ha diferenciado un Nivel Geofísico 2 de baja resistividad entre 5-95 Ω .m correspondiente a materiales arcillosos con humedad importante.

Generalmente, aunque los valores se distribuyen en una horquilla amplia como la citada, los valores modales se sitúan entre los 10-30 Ω .m, materiales que se han correlacionado con zonas muy húmedas que afectan a los niveles eminentemente arcillosos, concretamente a los Niveles Geotécnicos 2a y 2b definido en el presente informe.

Apéndice E

Cimentación de torre

E.1. TRABAJOS PREVIOS

Retirar los materiales sueltos del fondo de la excavación. (Figura E.1).



Figura E.1. Fondo de excavación

Se coloca la red de tierras y picas, y a continuación se dispone el hormigón de limpieza. (Figura E.2).

Nivelar con una tolerancia de ± 5 mm.

Es necesario un tiempo de fraguado de 48 horas antes de comenzar con el armado de la parrilla inferior.



Figura E.2. Red de tierras y hormigón

Durante el armado de la parrilla inferior, se incluirán calces de terrazo o similar, para garantizar el recubrimiento de 5 cm. (Figura E.3).



Figura E.3. Armado de parrilla y calces

E.2. ENSAMBLAJE DE LA JAULA DE PERNOS

Presentar la brida de cimentación al centro de la zapata. Apoyarla en la parrilla inferior para dibujar el contorno de la brida y que sirva de referencia para su colocación. (Figura E.4).



Figura E.4. Brida de cimentación

Se posicionan los cuatro pernos de apoyo a 25 cm entre las caras exteriores de las tuercas. Estos pernos de apoyo servirán para fijar y nivelar la brida de cimentación al suelo. (Figura E.5).

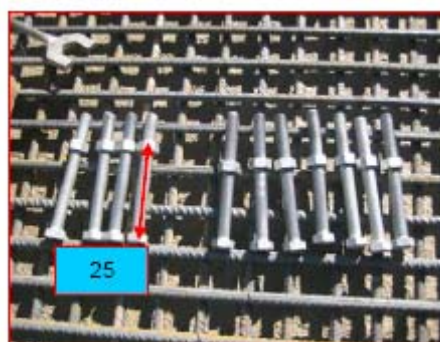


Figura E.5. Posicionamiento de los pernos

Nivelar la brida de cimentación apoyada en estos cuatro apoyada en estos cuatro pernos de apoyo con una tolerancia de ± 0.5 mm. Ajustar los siete pernos de apoyo restantes a la brida nivelada. (Figura E.6).



Figura E.6. Nivelado de brida de cimentación

Colocar 5 pares de pernos de jaula de pernos ajustando las tuercas inferiores a 85 mm del extremo del perno. Esta distancia debe estar comprendida entre 80 y 90 mm para garantizar el saliente superior conforme al plano conjunto jaula de cimentación. (Figura E.7).



Figura E.7. Colocación de pernos de la jaula

Colocar la plantilla apoyada en las tuercas de los 5 pares de pernos. Posicionar a una distancia libre del perno de unos 55 mm.

Nivelar las cabezas de los diez pernos con una tolerancia de ± 0.5 mm, apretándose las tuercas inferiores.

Posteriormente se colocarán las tuercas superiores, que deberán enrasarse con las cabezas de los pernos. (Figura E.8).



Figura E.8. Colocación de plantilla y tuercas I

Es muy importante comprobar el apriete de todas las tuercas.

A continuación se introducen el resto de pernos, presentándose la parte inferior con la tuerca a 85 mm y las tuercas superiores colocadas alternativamente (tresbolillo), por debajo y por encima de la plantilla. Las tuercas situadas por encima de la plantilla deben quedar enrasadas en la cabeza del perno. (Figura E.9).



Figura E.9. Colocación de plantilla y tuercas II

Es muy importante comprobar que protección de espuma o PVC de los pernos de cimentación no está dañada. En caso de estarlo, subsanar los daños con cinta adhesiva.

Una vez completo el carrete de pernos, se debe realizar una última nivelación para comprobar que las cabezas de los pernos quedan perfectamente niveladas y con una tolerancia de nivelación de ± 0.5 mm.

Apretar todas las tuercas y marcar las tuercas apretadas.

Muy importante: como comprobación se medirá la distancia de la cabeza del perno al hormigón de limpieza. Esta distancia será de 2200 y 2210 para garantizar que el saliente superior del perno sea 205 mm. De esta manera, se cumplen las medidas necesarias para permitir el traccionado de los pernos. Esta distancia ha de estar comprendida entre 200 y 210 mm.

Anterior al comienzo del armado se deberá encintar la protección de PVC con la tuerca inferior para evitar movimientos de la misma durante el proceso de armado de la parrilla superior.

Proteger los elementos de la parte superior de la jaula de pernos, los cuales no deben ser salpicados de hormigón: tuerca y rosca superior de los pernos.

- Colocar cinta aislante girando a derechas para cerrar la ranura entre la protección de PVC y el perno.

- Colocar cinta adhesiva girando a izquierdas, desde donde está colocada la cinta aislante hasta la brida superior.

- Proteger con plástico las tuercas y la brida superior.

Es muy importante proteger bien la totalidad de los pernos con los medios necesarios. (Figura E.10).



Figura E.10. Protección de pernos

Una vez ensamblada, la jaula de pernos debe integrarse en la zapata de hormigón.

Se deben colocar en 4 puntos a 90° las cuatro primeras chaspas de nivelación (de 10 mm de espesor), embebida en el hormigón fresco del pedestal.

Nivelar cada placa de nivelación embebida en el hormigón fresco con nivel burbuja en dos planos. (Figura E.11).



Figura E.11. Nivelado de placas

E.3. CONDUCCIÓN DE TUBOS

Comprobar que la entrada y salida de cables de potencia y control serán posibles a través de la cimentación una vez fraguado el hormigón. (Figura E.12).



Figura E.12. Comprobación entrada y salida de cables

E.4. RECUPERACIÓN DE PLANTILLA

Tras el fraguado del hormigón, recuperar la brida superior de la jaula de pernos y las tuercas que la fijan a la jaula de pernos, para su posterior utilización en nuevas cimentaciones.

E.5. MARCADO DEL PERNO DE PUERTA

El perno que da la posición de la puerta de la torre debe ser marcado claramente con pintura de spray (por ejemplo con una P). (Figura E.13).



Figura E.13. Marcado de perno de puerta de entrada a torre

E.6. CHAPAS DE NIVELACIÓN

Tras retirar la plantilla, se deben apilar más chapas de nivelación sobre las embebidas anteriormente en el hormigón fresco hasta conseguir una distancia de unos 165 mm (+- 5 mm) hasta el extremo de los pernos.

Dichas chapas tienen unas dimensiones de 250x100 mm y espesores de 1, 1.5, 2, 5, 10, 15 y 20 mm. Material: aceroST52.

La tolerancia para la nivelación de los 4 apilamientos es de ± 0.5 mm. (Figura E.14).



Figura E.14. Apilado de chapas de nivelación

Marcas con pintura de spray la posición de las chapas respecto al hormigón, para poder comprobar visualmente en el momento de montar el primer tramo de torre si se han movido. (Figura E.15).



Figura E.15. Marcado de posición de chapas

Apéndice F

Red de tierras

F.1. INTRODUCCIÓN

La red de tierras es el elemento de seguridad del parque eólico. Se instalará una única red de puesta a tierra para todo el conjunto de aerogeneradores, tanto para las masas metálicas, como para la puesta a tierra de los neutros de generador y transformador.

La red de tierras constará de dos partes:

- La red general de tierras.
- La red de tierra de cada aerogenerador, la cual va unida a la red general.

La topología final de una red de tierras depende del emplazamiento del parque eólico, ya que depende de las características del terreno (resistividad eléctrica, homogeneidad, estratificación, etc.).

Al final, la resistencia de la red de tierras debe ser menor de 10Ω .

La configuración de la red de tierras estará sujeta a la normativa vigente donde se monte la turbina.

Este documento describe a modo de ejemplo el procedimiento para ejecutar un tipo de red de tierras de aerogenerador.

F.2. INSTALACIÓN DE TIERRAS EN FASE INICIAL. DESPAJE DE LA FALTA AL TERRENO

Una vez realizada la excavación de las zapatas, se creará un rombo (girado 90° con respecto al foso de la zapata) con las pletinas (acero galvanizado de 30×3.5 mm) como se ve en la fotografía. La colocación de las mismas se realiza antes de aportar el hormigón de limpieza a los fondos de excavación, después se procede al armado del mallazo y colocación de la virola o de la corona de pernos. (Figura F.1).

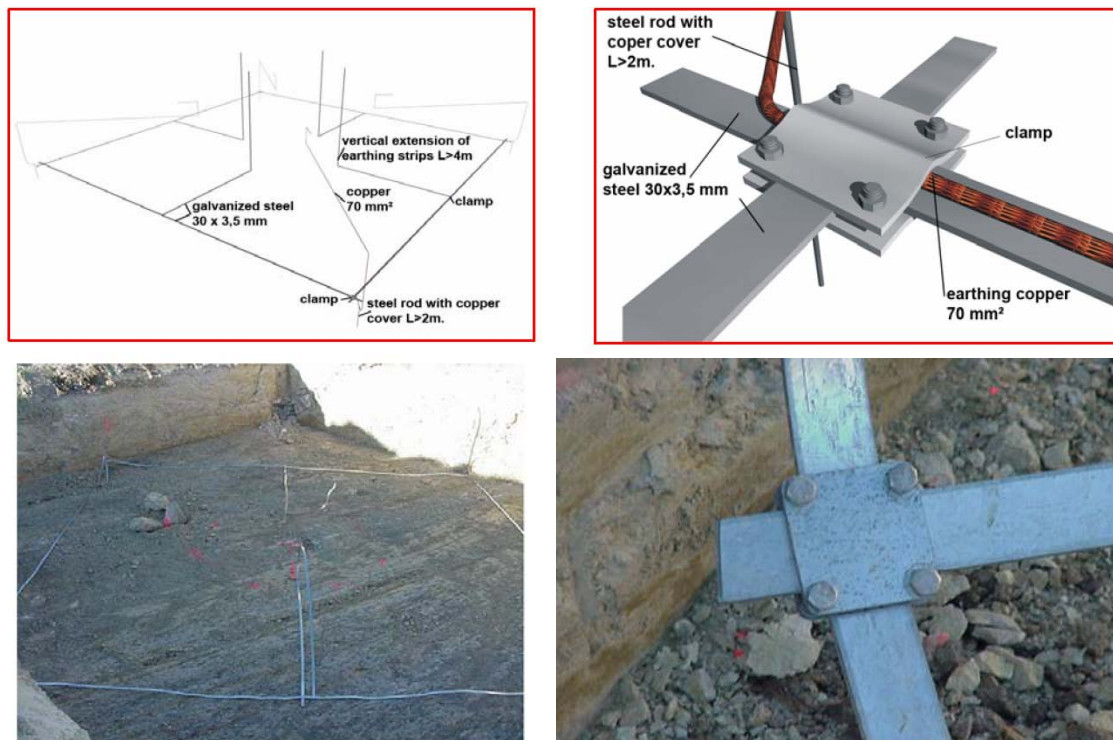


Figura F.1. Rombo realizado con pletinas. Sistema de unión de pletinas

De estas cuatro esquinas del rombo se sacarán unas referencias, las cuales se dejarán fuera de la excavación para que no estorben durante el hormigonado, y se utilizarán más adelante para cerrar el anillo superior. Estas referencias o prolongaciones serán de cable de cobre de 70 mm^2 .

En las cuatro esquinas también se clavarán en el terreno cuatro picas de 2 m de longitud de acero cubierto de cobre, las cuales irán unidas mediante soldadura aluminotérmica a las cuatro esquinas del rombo a través de las referencias de cobre mencionadas. En caso que el suelo sea de roca se clavarán mínimo 1 metro. Y en aquellos suelos que el terreno lo permita se clavarán los 2 metros de longitud.

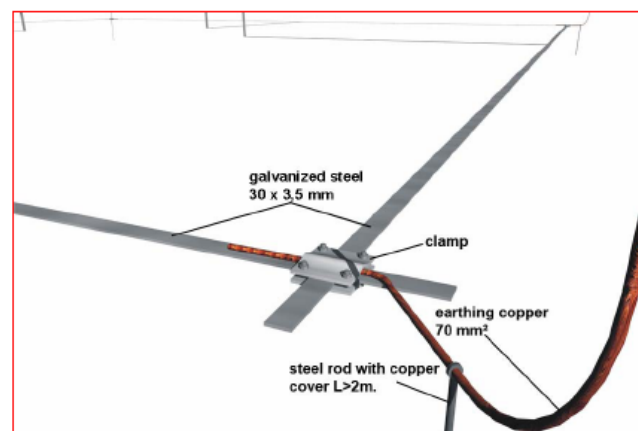


Figura F.2. Unión de esquinas del rombo

Una vez ejecutada la base de este sistema de tierras procederá a instalar las prolongaciones centrales que nos servirán para unir el sistema de tierras con la red

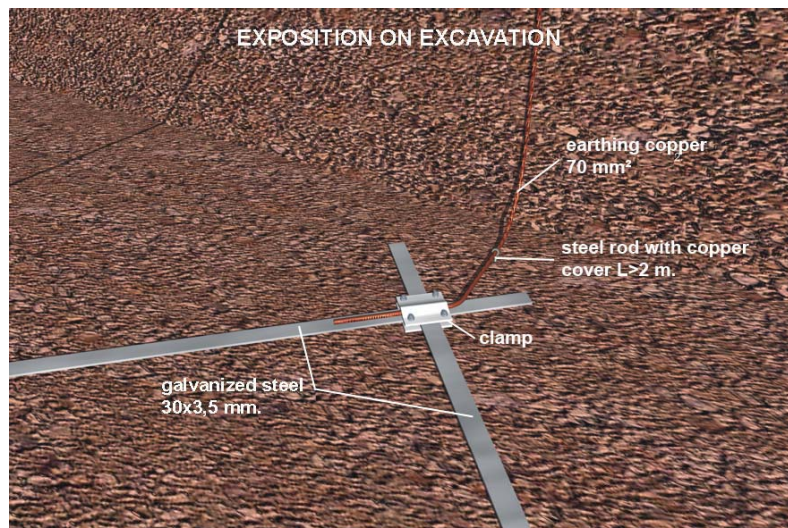
general del parque y con la red de tierras del aerogenerador por el interior del primer tramo. (Figura F.3).



Figura F.3. Prolongaciones de la red de tierras

Después de confeccionar la base del sistema de tierras. Recordemos, rombo, picas unidas a las esquinas del rombo con soldadura aluminotérmica, prolongaciones al centro, se sacarán las prolongaciones en las esquinas del rombo unidas con soldadura aluminotérmica, estas prolongaciones serán de cobre y se dejarán a una distancia suficiente como para que sobrepasen la altura del hormigón de la zapata aproximadamente 4 m. No se unirá la ferralla de la zapata con el cobre de la red de tierras en ningún momento y se evitará el contacto del cobre con el acero de la ferralla.

En las siguientes imágenes pueden verse las prolongaciones desde el rombo hacia el exterior y las prolongaciones centrales. (Figura F.4).



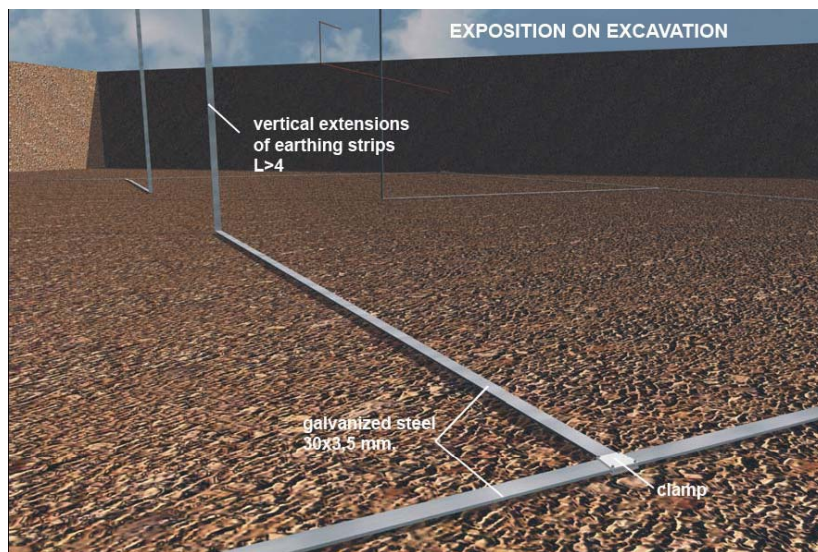


Figura F.4. Prolongaciones exteriores

Nota final: Cuando por normativa local se necesitara la unión de la armadura con el sistema de puesta a tierra se realizará la unión de las prolongaciones de la pletina con la armadura con piezas similares a las de la siguiente fotografía. (Figura F.5).



Figura F.5. Pieza de unión de prolongaciones al mallazo

F.3. COLOCACIÓN DE ANILLOS NIVEL DE ZAPATA “V DE PASO”

El siguiente paso será realizar el anillo alrededor de la zapata y a 1 m de profundidad aproximadamente. De esta forma se pretende garantizar la equipotencialidad en la zona de influencia del aerogenerador, considerando esta área de influencia un círculo de 18 m de diámetro. (Figura F.6).

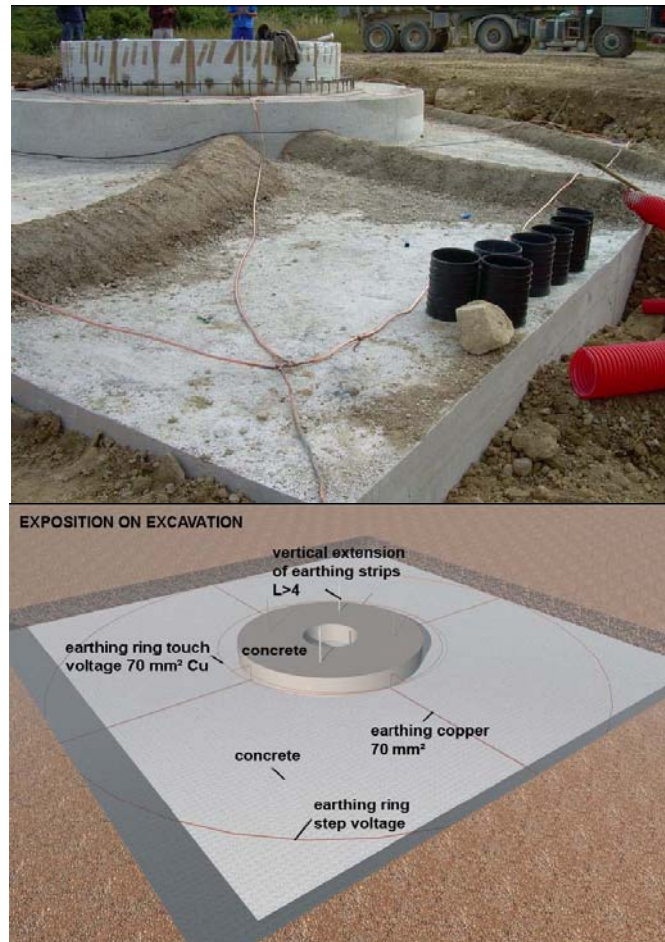


Figura F.6. Anillo alrededor de zapata

Este anillo se deberá tender al finalizar el hormigonado de la zapata completa incluso pedestal, justo antes de la recuperación de tierra para el tapado de las zapatas. Las uniones entre cobre las haremos con soldadura aluminotérmica tal y como refleja la siguiente foto.

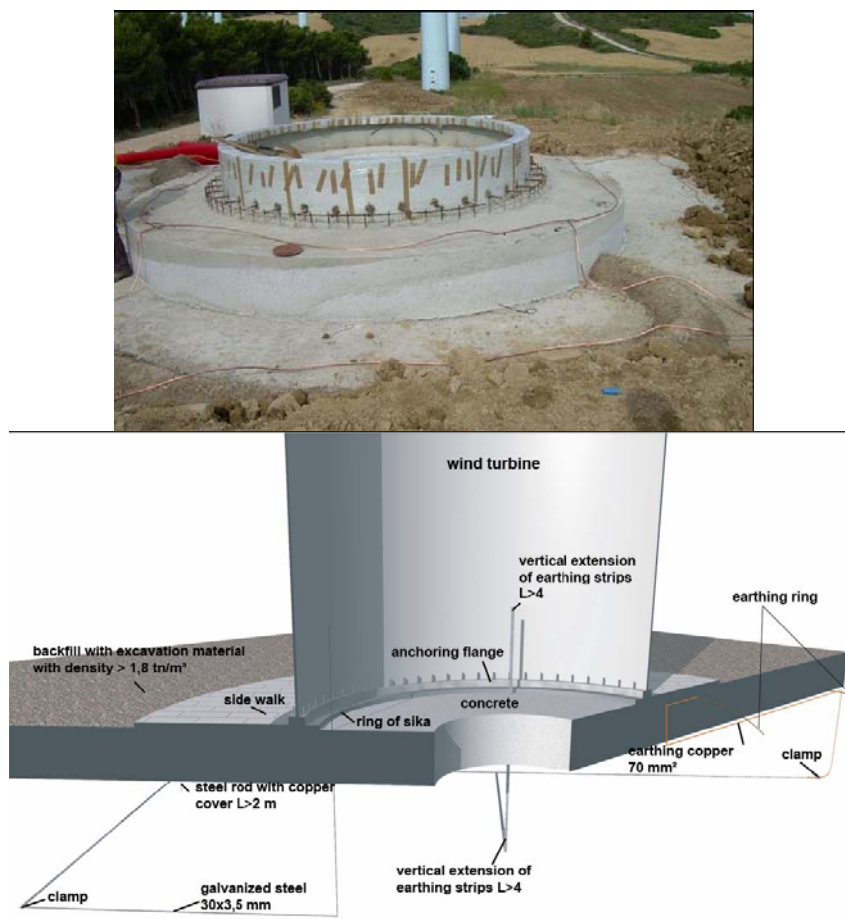


Figura F.7. Unión de anillos con prolongaciones con unión aluminotermia

F.4. COLOCACIÓN DE ANILLOS DE ACERAS “V DE CONTACTO”

Posteriormente se realizará el anillo alrededor de la acera sobre la superficie de zahorra de tal forma que dicho anillo quede a 1 metro del aerogenerador, por encima se colocará el hormigón de la acera. En este caso no será problema que unamos esta anillo de cobre a la ferralla de la acera ya que sirve para asegurar la superficie equipotencial y la tensión de contacto del operario.

De esta forma, se pretende garantizar la equipotencialidad entre la torre y el suelo, considerando esta área de influencia un círculo de 5.6 m de diámetro alrededor de la torre ya que la torre tiene 3.6 m de diámetro y la acera tiene un metro alrededor de la primera virola. En caso de la torre de hormigón que el diámetro del primer tramo aumenta respecto a la torre de acero, este aro aumentará la longitud y siempre manteniendo que quede a 1 m de distancia de la torre.(Figura F.8).



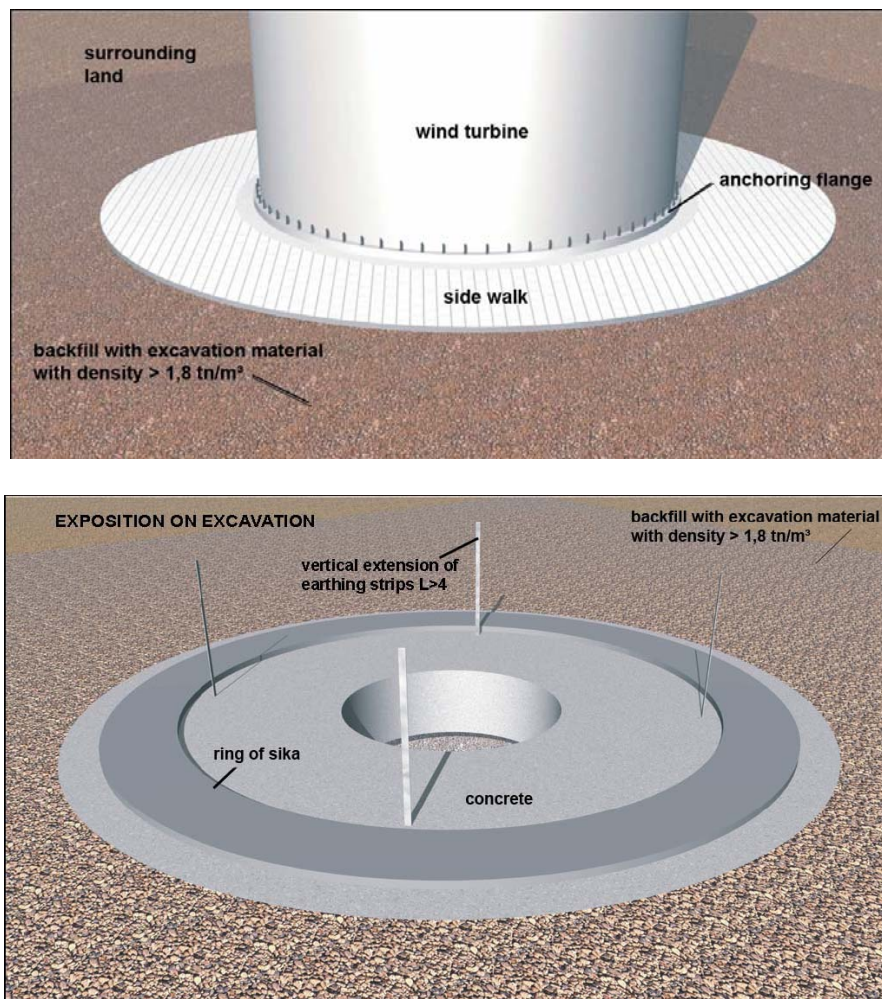


Figura F.8. Torre

F.5. CONEXIONES CON RED AEROGENERADOR

La red interior de tierras de cada aerogenerador es un trabajo independiente con respecto a los trabajos de obra civil en los cuales estarían englobadas las fases descritas anteriormente.

Una vez realizado el ensamblaje electromecánico de la torre se procederá al cableado de la torre. Finalizada esta operación se conectara la red general de tierras con la red de tierras de la turbina a una pletina que sale en el primer tramo para la unión de todos los puntos del aerogenerador que tienen que estar a tierra.



Figura F.9. Conexión de red de tierras general-turbina

En la fotografía se ve el punto de conexión de todas las partes del aerogenerador para garantizar la equipotencialidad de todas las masas metálicas de la turbina. Si existe caseta de transformación exterior habrá que llevar un cable de cobre desde esta pletina hasta el punto de unión de tierras en el interior de la caseta para evitar tensiones transferidas y tener un mismo nivel de referencia a tierra.



Figura F.10. Punto de conexión de tierras de caseta prefabricada

F.6. MEDICIONES Y DOCUMENTACIÓN

Antes de la recepción provisional del parque eólico, realizará dos mediciones de la red de tierras terminada; una desconectada de la red de tierras general del parque, y otra con esta conexión realizada. Esta operación se efectuara en todos los puntos de cada alineación.

En los parques situados en comunidades autónomas, en donde el Dpto. de industria exija una medición de las tensiones de paso y contacto, se procederá a la realización de las mismas. Estas mediciones las tienen que realizar una OCA (entidades colaboradoras con los departamentos de industria, ya que son empresas acreditadas ante la administración y sus mediciones e informes tiene carácter oficial).

F.7. CARACTERÍSTICAS DE LOS MATERIALES UTILIZADOS, TÉCNICAS DE REALIZACIÓN Y HERRAMIENTAS NECESARIAS EN LA MANIPULACIÓN Y MEDICIÓN

• Materiales

- La red general de tierras debe ser realizada con cobre de 50 mm².
- La red de tierras del aerogenerador debe ser realizada con cable desnudo de cobre de 70 mm².
- Las picas de la fase inicial deben ser de 2 metros de longitud.
- Las uniones deben ser soldadura aluminotermia.
- El rombo inicial embebido en el hormigón de limpieza debe ser pletina galvanizada de 30 x 3.5.

• Herramientas sugeridas

- En la fase inicial en el clavado de las picas, en aquellos lugares donde el terreno sea rocoso, será necesario utilizar taladros de percusión, con brocas de 1 metro de longitud.

- En la fase inicial en el clavado de las picas, en aquellos lugares donde el terreno sea tierra vegetal o similar se clavar la pica mediante maza.
- La soldadura aluminotermia, será aplicada sobre moldes especiales realizados para esta operación y deben ser de dos tipos:
 - Unión de dos cables de 70 mm^2 en "T".
 - Unión cable de cobre desnudo de 70 mm^2 con pletina de acero galvanizada 3.5×30 .

- **Técnicas utilizadas**

- La soldadura aluminotermia.
- El clavado de las picas.
- La medición



Figura F.10. Soldadura

Todas las redes de tierras individuales del conjunto de los aerogeneradores, se unirán mediante cable de cobre electrolítico desnudo de 50 mm^2 . El cable será tendido en las zanjas junto con los cables de media tensión, siempre por debajo de estos y antes de proceder al extendido de la primera capa de arena que luego servirá de lecho para los cables de potencia y el tritubo.

Todos los enlaces se realizarán mediante soldadura aluminotermia. Dicha unión constituye la red general de tierras.