

ENERGÍAS RENOVABLES EN ESTACIÓN DE MONTAÑA

SIERRA NEVADA

TUTOR

Marcos Blanco

AUTORES

Jorge Berzosa Medrano

Juan Cano Rodríguez-Arias

Galir Martínez-Barros Rodríguez

Herbert José Huezó Bustamante

(2013)

Proyecto fin de Máster



EOI

Escuela de
organización
industrial



Esta publicación está bajo licencia Creative Commons Reconocimiento, NoComercial, Compartirigual, (by-nc-sa). Usted puede usar, copiar y difundir este documento o parte del mismo siempre y cuando se mencione su origen, no se use de forma comercial y no se modifique su licencia. Más información: <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/>

Índice

1. Etapas previas al desarrollo	1
1.1. Objetivos del proyecto.....	1
1.1.1. Objetivos principal.....	1
1.1.2. Objetivos secundarios	1
1.2. Localización del emplazamiento.	2
1.2.1. Macro localización	2
1.2.2. Micro localización	
1.3. Aerogeneradores.	1
1.3.1. Componentes de un aerogenerador	7
1.3.2. Elección del aerogenerador	15
1.3.3. Descripción técnica del aerogenerador.....	17
2. Configuración del parque eólico.....	19
2.1. Situación general de la energía eólica	20
2.2. Situación general de la energía eólica en el mundo	19
2.3. Situación general de la energía eólica en Europa	21
2.4. Situación general de la energía eólica en España	23
3. Sistema eléctrico - Conexiones	24
3.1. Sistema eléctrico	24
3.2. Instalación eléctrica de baja tensión de un aerogenerador	25
3.3. Red de media tensión	26
3.4. Diseño básico de la línea eléctrica.....	27
3.5. Sección del conductor	28
3.6. Condiciones de conexión	28
3.7. Dimensionamiento	30
3.8. Diagrama unifilar y esquema de instalación.....	36

4. Tramitación	37
4.1. Trámites previos y administrativos	37
4.2. Construcción del parque.....	37
4.3. Energía eléctrica.....	37
4.4. Otorgamiento de la condición de instalación	38
4.4.1. Solicitud	38
5. Impacto ambiental.....	41
5.1. Flora	42
5.1.1. Alta montaña	42
5.1.2. Media montaña (formaciones boscosas)	43
5.2. Fauna	45
5.2.1. Alta montaña	45
5.2.2. Media montaña (en los bosques).....	46
5.3. El agua(humedales glaciales en la cota de 3.000m de altitud) ...	46
5.3.1. Flora de las lagunas.....	47
5.4. Impacto del proyecto eólico	50
5.4.1. Impactos directos negativos.....	50
5.4.2. Impactos indirectos	51
5.4.3. Impactos inducidos.....	51
5.4.4. Impactos positivos	51
5.4.5. Valoración de los impactos	51
5.4.6. Medidas preventivas y correctoras durante la instalación del parque.....	53
5.4.7. Medidas preventivas y correctoras durante la construcción del parque.....	55

6. Transporte y construcción	56
6.1. Transporte	56
6.2. Construcción de viales	61
6.3. Construcción del parque	62
6.3.1. Estudio geológico y geotécnico	62
6.3.2. Toma de tierra	64
6.3.3. Cimentación	64
6.3.4. Drenaje	66
6.3.5. Montaje	66
6.3.6. Negociaciones con suministradores	71
6.3.7. Suministro	71
7. Fuente eólica	73
7.1. Variabilidad.....	74
7.1.1. A corto plazo.....	74
7.1.2. Dirnas y nocturnas	74
7.2. Otros factores que influyen	75
7.3. La densidad del aire	75
8. Potencial eólica	77
8.1. Variabilidad.....	77
8.2. Condiciones generales de un emplazamiento.....	77
8.3. Características del viento para el funcionamiento del sistema...	77
8.4. Toma de medidas.....	78
8.4.1. Anemómetro	78
8.4.2. Medida de la dirección del viento.....	79
8.4.3. Medida de la temperatura.....	81
8.4.4. Medida de la presión atmosférica	81

8.5. Emplazamiento	81
8.5.1. Factores influyentes en el funcionamiento de un sistema eólico.....	81
8.5.2. Criterios básicos de selección de emplazamientos	81
8.5.3. Otros factores	82
8.6. Producción energética con el programa WAsp.....	82
8.7. Ubicación aerogeneradores	83
8.8. Distribución de densidad de Weibull	86
8.9. Wind atlas	87
8.10. La rosa de los vientos	88
8.11. Producción del parque eólico	94
9. Sistema fotovoltaico.....	96
9.1. Objetivo del documento.....	96
9.2. Localización de la instalación	97
9.3. Consideración de la cubierta	97
9.4. Descripción general del sistema	98
9.4.1. Sistema de generación	99
9.4.2. Módulos fotovoltaicos	101
9.4.3. Sistema de inversor	101
9.4.4. Estructura de soporte fija	104
9.5. Configuración y potencia instalada	105
9.6. Instalación eléctrica. Protecciones y Medida	106
9.6.1. Protecciones	107

9.6.2. Cuadros de conexiones.....	108
9.6.3. Equipos de medida	109
9.6.4. Líneas de conexión	109
9.6.5. Puesta a Tierra	110
9.6.6. Monitorización	111
9.7. Producción.....	112
9.7.1. Anexo Técnico-Esquema Unifilar	113
9.7.2. Planos	114
9.8. Balance energético y Medioambiental	118
9.9. Presupuesto	119
10. Operación y Mantenimiento.....	120
10.1. Mantenimiento preventivo	121
10.1.1. Documentación relacionada al mantenimiento preventivo	121
10.1.2. Planificación del mantenimiento preventivo	122
10.1.3. Puntos de inspección, generación eólica	122
10.1.4. Puntos de inspección, generación fotovoltaica.....	123
10.1.5. Análisis de mantenimientos preventivos	126
10.2. Mantenimiento correctivo	127
10.2.1. Entrenamiento personal	128
10.3. Mantenimiento predictivo	128
10.4. Mantenimiento general	128

11. Normativa	131
11.1. Normativa.....	131
11.1.1. Prevención de riesgos laborales	131
11.1.2. Transporte	131
11.1.3. Trabajos en altura	132
11.1.4. Riesgo eléctrico	133
11.1.5. Exposición al ruido	133
11.1.6. Agentes químicos	133
11.1.7. Equipos de protección	133
11.1.8. Ergonomía.....	134
11.2. Mapa de riesgos de un aerogenerador.....	134
11.2.1. Mapa de riesgo. Golpes y atrapamientos.....	142
11.2.2. Mapa de riesgo. Exposición a altas temperaturas.....	143
11.2.3. Mapa de riesgo. Sistema eléctrico	144
11.2.4. Mapa de riesgo. Proyecciones y explosiones.....	145
11.2.5. Mapa de riesgo. Asfixia.....	146
11.2.6. Mapa de riesgo. Sustancias químicas	147
11.2.7. Mapa de riesgo. Ruido y vibraciones	148
11.3. Riesgos en la seguridad. Fase de construcción	149
11.3.1. Plan de emergencia.....	157
11.4. Riesgos en la seguridad. Fase de explotación.....	158
11.4.1. Plan de prevención	159
11.4.2. Riesgos en el mantenimiento	160
11.5. Medidas preventivas para el control del frío.....	166

12. Balance Energético y Económico	167
12.1. Potencias contratadas	167
12.1.1. Potencia en motores de remonte	168
12.1.2. Potencia en cañones	169
12.1.3. Potencia en hoteles y parking	170
12.2. Potencias máximas	172
12.3. Balance energético	173
12.4. Balance económico	175
12.4.1. Balance económico parque eólico	176
12.4.2. Balance económico sistema fotovoltaico	177
12.4.3. Balance económico total del sistema	178
13. Conclusiones	181
13.1. Fotovoltaica	181
13.2. Eólica	181

1. Etapas previas al desarrollo

1.1 Objetivos del proyecto.

1.1.1 Objetivo Principal.

El objetivo principal del presente documento es el desarrollo de un proyecto para el diseño de un parque eólico y un sistema auxiliar fotovoltaico, que sean competitivos y rentables en la estación de Sierra Nevada.

La energía eléctrica generada, debe ser capaz de satisfacer el 45% de la demanda de electricidad total de la estación de esquí. Por consiguiente, la potencia nominal del parque se estimara en 6,825 MW, dicha potencia será suficiente para generar energía eléctrica que ayude a reducir los costos del consumo generado por los habitantes y/o usuarios de las instalaciones de la estación, así como el parking y los hoteles pertenecientes a Cetursa, compañía encargada de la gestionar la estación de montaña.

La generación eólica irá destinada al consumo que esté contratado en Media Tensión, que supone un 90% del consumo total.

La generación fotovoltaica irá destinada al consumo que esté contratado en Baja Tensión, que supone un 10% del consumo total.
Más adelante se detalla los puntos de conexión referentes a MT y BT.

1.2.1 Objetivos Secundarios:

El cumplimiento de este objetivo principal engloba otros objetivos secundarios:

Selección y clasificación de zonas para la instalación del parque eólico.

Abarca el estudio de la orografía y el régimen de vientos de las distintas zonas existentes a partir de datos reales de viento. Una vez finalizado este proceso, se seleccionará la zona, que además de disponer del mejor recurso eólico (mayor velocidad media anual), nos brinde otros parámetros que presentan unas restricciones menores en cuanto a protección medioambiental, transporte de equipos al emplazamiento, cercanía de la infraestructura eléctrica para la evacuación y distribución de la energía, etc.

Elección de la tecnología para aerogeneradores y paneles solares.

Cuando se diseña un parque eólico se dispone de un emplazamiento delimitado por los requisitos y/o restricciones del objetivo anterior, con esto se debe seleccionar la máquina que se va a instalar en el parque. Verificando que no existan limitaciones para la instalación con ciertos modelos, por motivos medioambientales, transporte y la posterior instalación.

La elección de la turbina debe determinarse por un mejor aprovechamiento del recurso del emplazamiento, es decir, que la energía anual producida sea la mayor posible. Asimismo, para la decisión del modelo se debe tener en cuenta el costo 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 y eléctrica

- **Integración de la generación eólica y fotovoltaica en la red eléctrica.**

Las instalaciones deben cumplir los requisitos técnicos y administrativos para que sea posible su conexión a la red.

- **Análisis de viabilidad económica del proyecto.**

Se realiza un análisis de viabilidad económica para valorar el proyecto y comprobar la rentabilidad de la inversión, con respecto al ahorro que se podrá alcanzar implementando el mix de tecnologías renovables.

1.2. Localización del emplazamiento.

1.2.1 Macro Localización.

Está situado en Andalucía, España, extendiéndose por la zona centro-sureste de la provincia de Granada. El parque está situado en un macizo montañoso perteneciente al sistema Bético, concretamente en el Sistema Penibético.



Figura 1: Localización en Península Ibérica

1.2.2 Micro Localización.

El proyecto estará instalado para ayudar al consumo energético de la estación de esquí de Sierra Nevada, que está situada en el Parque Nacional de Sierra Nevada, en los términos municipales de Monachil y de Dílar.

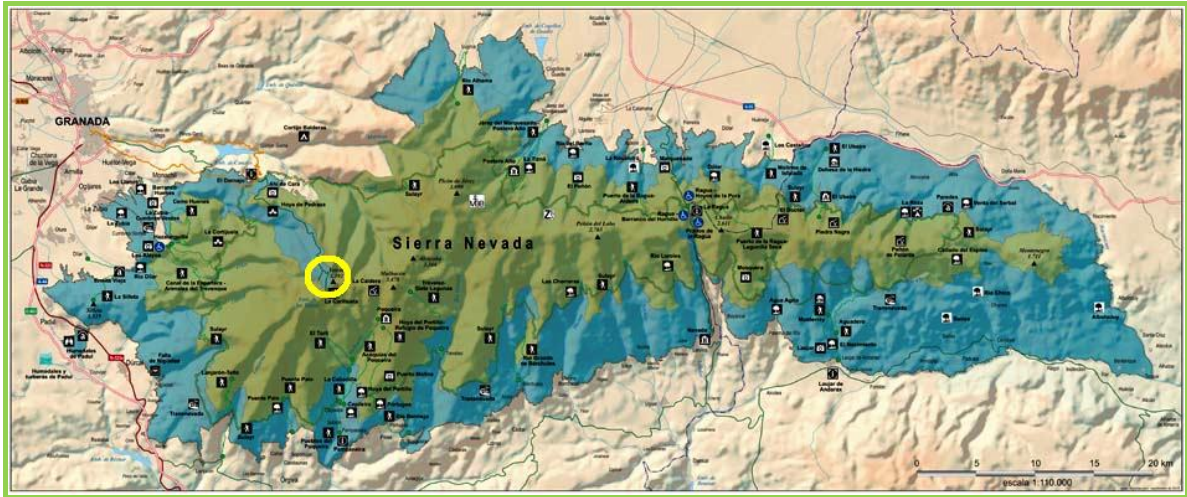


Figura 2: Mapa del Parque Nacional de Sierra Nevada. Ubicación de la Estación de Esquí.



Figura 3: Ubicación satelital del Parque Nacional de Sierra Nevada



Figura 4 Ubicación del aerogenerador número 3 (mayor cota)

1.3. Aerogeneradores

Las turbinas eólicas modernas son equipos capaces de transformar, de forma eficiente, la energía cinética proveniente del viento en energía mecánica en un eje. Esta energía puede ser aprovechada en sistemas de producción de electricidad.

Cuando la velocidad del viento sobre un aerogenerador aumenta, lo hacen también las fuerzas que se producen sobre las palas. Estas fuerzas producen un par mecánico y esfuerzos sobre los elementos mecánicos del aerogenerador. El par mecánico generado por la turbina, cuando ésta gira a cierta velocidad, produce una potencia mecánica que se transmite al generador y se transforma finalmente en energía eléctrica.

En este proceso de conversión de energía intervienen los siguientes equipos principalmente:

- el rotor eólico: es el elemento que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica.
- el tren de potencia: transmite la potencia mecánica desarrollada por la turbina al generador eléctrico mediante una caja de multiplicación de velocidad.
- el generador eléctrico: es el dispositivo encargado de transformar la energía mecánica en eléctrica.

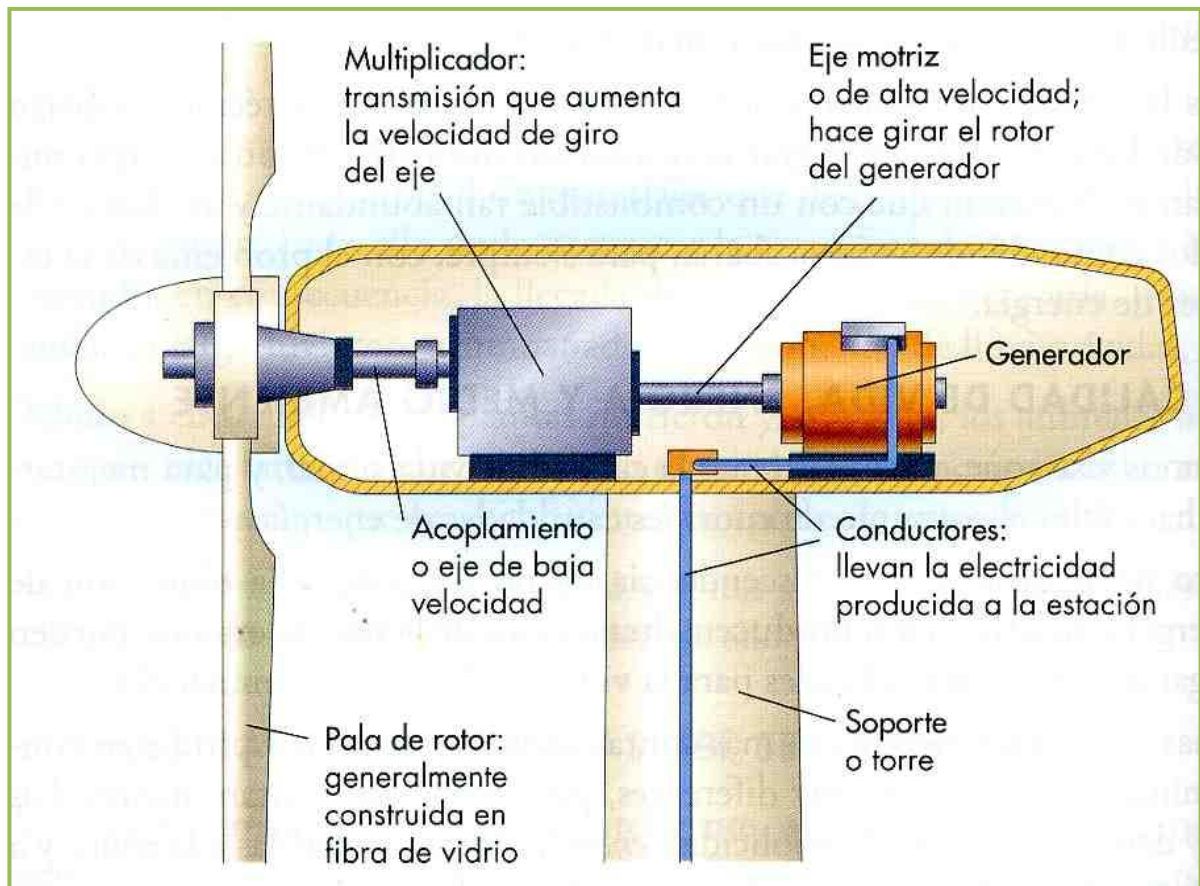


Figura 5: Visión general interna de un aerogenerador.

Los aerogeneradores actualmente de eje horizontal están constituidos por una cimentación de hormigón armado y adecuado al terreno y las diferentes cargas de viento, sobre la cual se levanta una torre, típicamente de acero. Se eleva el aerogenerador con el objetivo de evitar las bajas velocidades de viento junto a la superficie del terreno.

En la punta de la torre se fija la góndola giratoria de fibra de vidrio, a la cual se accede por el interior de la torre. Esta guarda en su interior:

- El tren de potencia (eje del rotor, caja multiplicadora, eje rápido y acoplamientos).
- Equipos eléctricos (generador eléctrico, controles, accionamientos y equipos auxiliares).
- Mecanismos auxiliares, generalmente hidráulicos (freno de emergencia del rotor, freno de orientación de la góndola, mecanismo de cambios de paso, sistema de orientación).
- Sistemas de control.

En el exterior de la góndola se encuentra:

- El buje, que une las palas del rotor.
- Las palas.
- El mecanismo aerodinámico de orientación.
- Estación meteorológica, con medida de la velocidad y dirección del viento, temperatura y presión atmosférica.

No todas las tecnologías y fabricantes incluyen la totalidad de estos elementos, algunos optan por la fabricación de aerogeneradores más sencillos.

1.3.1 Componentes de un aerogenerador.

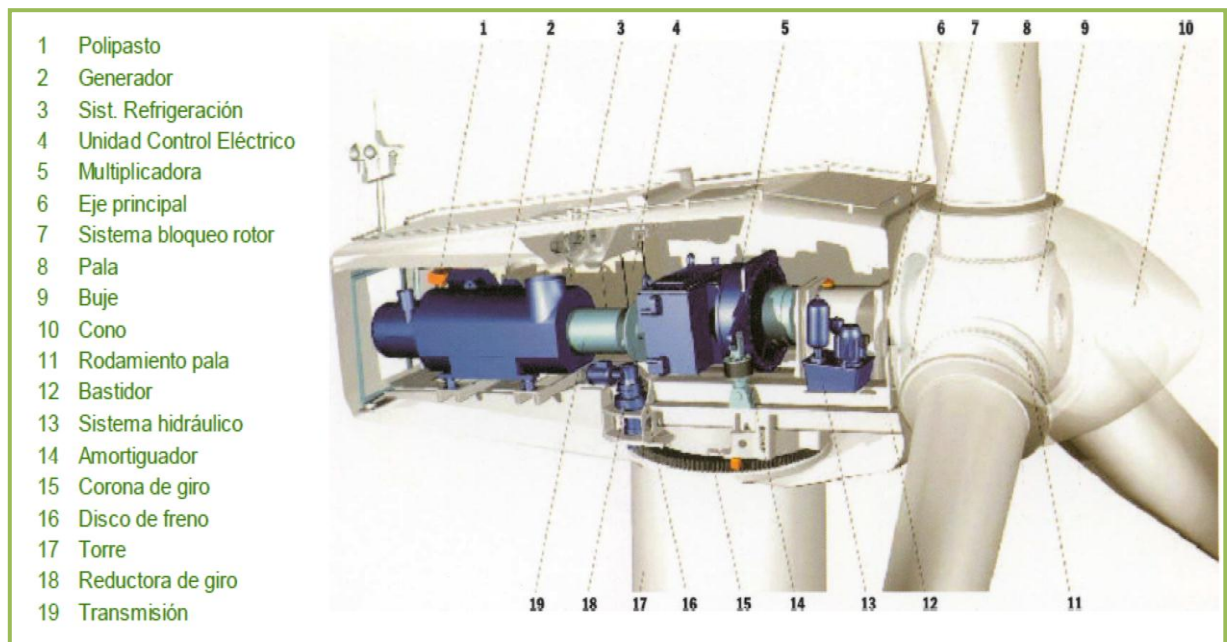


Figura 6: Componentes de un aerogenerador.

Rotor.

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

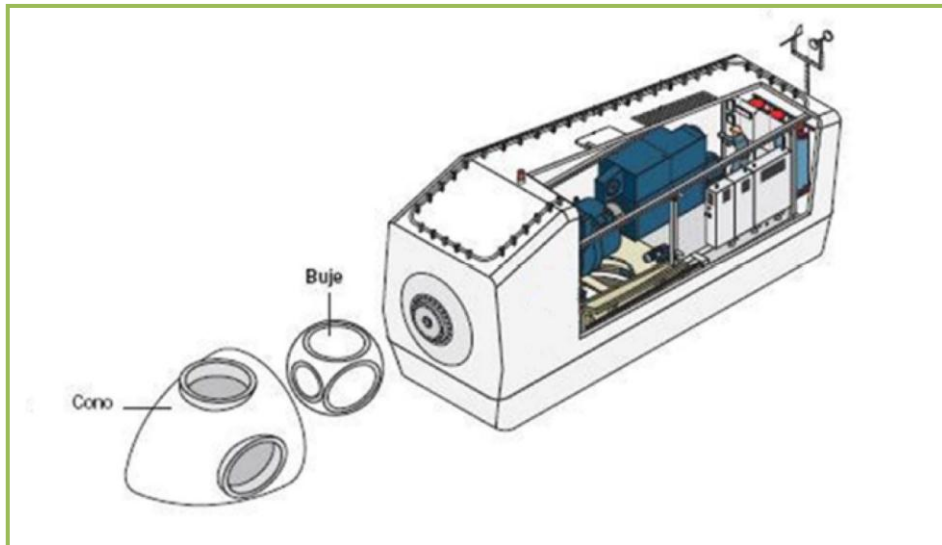


Figura 7: Elementos que componen el rotor de un aerogenerador.

Buje: elemento que soporta las palas y transmite el movimiento de la pala al eje. A su vez aloja los componentes del sistema hidráulico para el accionamiento del sistema de cambio de paso (Pitch). Soporta la estructura metálica del cono.

Cono: su función es proteger de los agentes atmosféricos a los rodamientos de pala, buje y elementos internos del rotor.



Figura 8: Imagen frontal de un aerogenerador.

El tipo de rotor eólico más adecuado en turbinas diseñadas para producir energía eléctrica son los de tipo hélices, cuyo funcionamiento aerodinámico y estructural es similar a las utilizadas en tecnologías aeronáuticas.

Los parámetros más importantes relacionados con el rotor eólico son:

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.

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 este cargada y del ángulo de inclinación del eje de rotación.

Ángulo de inclinación: Este ángulo aumenta la distancia libre, pero debe ser necesariamente pequeño ya que reduce el área barrida por el rotor.

Ángulo de batimiento.

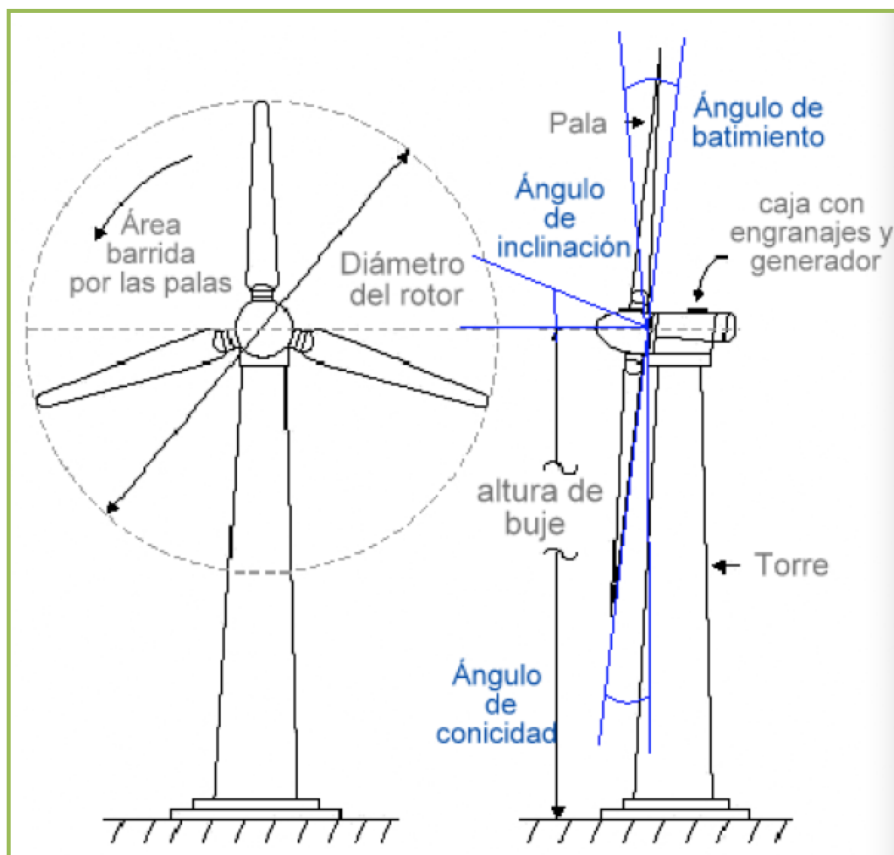


Figura 9: Detalle gráfico de los parámetros relacionados al rotor.

Sistema de palas: las palas del aerogenerador son unas de las partes más importantes por no decir la más importante ya que son las encargadas de recibir la energía del viento, convertir dicho movimiento lineal en un movimiento de rotación. El diseño de las palas es muy parecido al del ala de un avión.

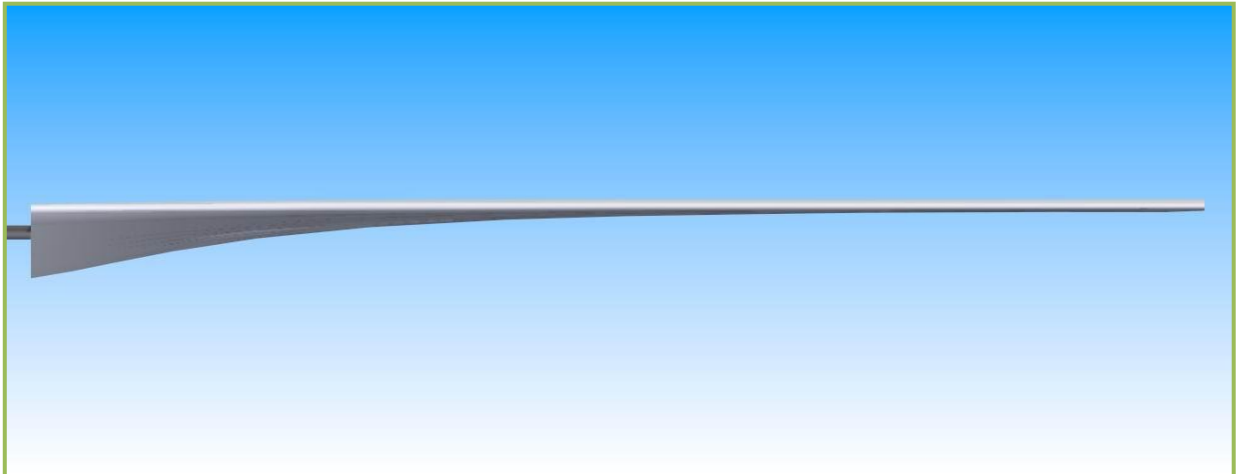


Figura 10: Diseño aerodinámico de la pala.

El material más utilizado para la fabricación de las palas, es la fibra de vidrio con resina de poliéster. Este material tiene gran versatilidad de fabricación y buenas propiedades estructurales y de resistencia. Presenta un bajo coeficiente de dilatación y una reducida conductividad térmica, lo que hace que este material sea considerable para protección del sistema frente al rayo.

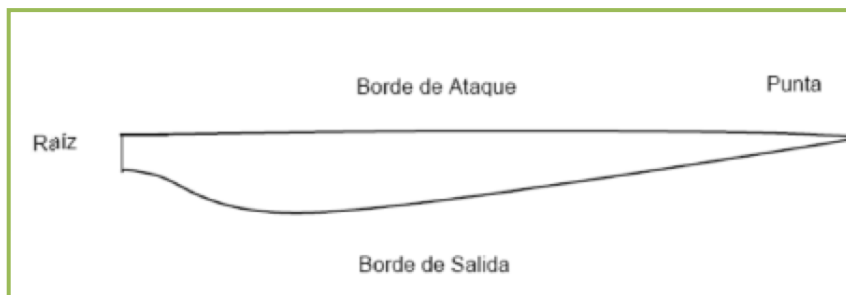


Figura 11:Detalle de las partes de las palas.

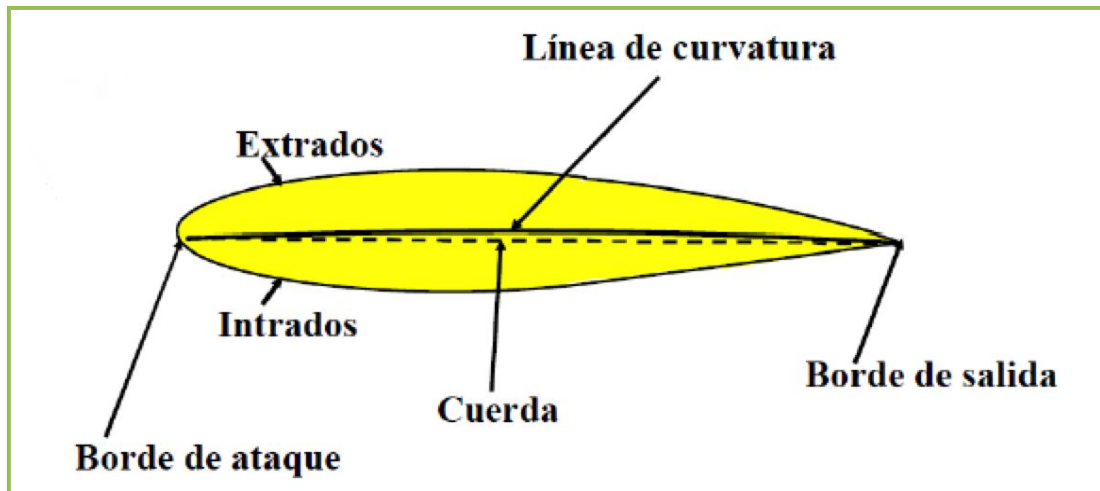


Figura 12: Descripción geométrica del perfil aerodinámico.

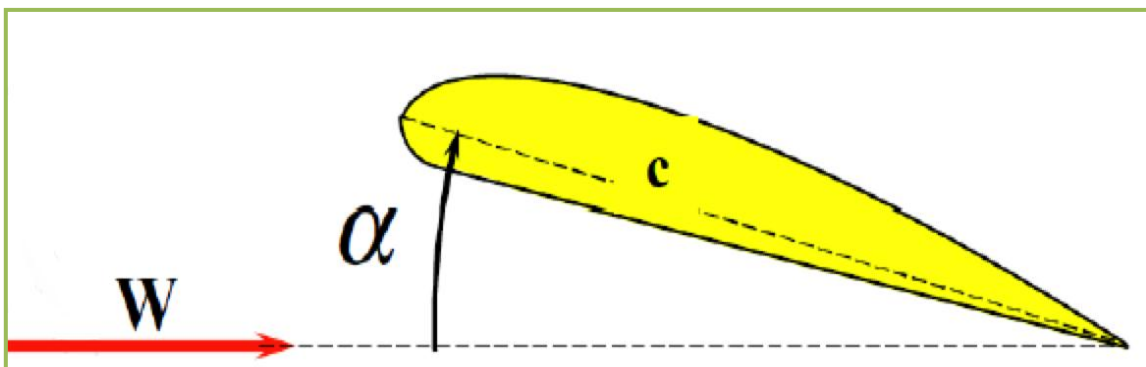


Figura 13: El ángulo de ataque caracteriza la posición relativa del perfil.

Sistema de cambio de paso (pitch): La posición de las palas está determinada por la estrategia de potencia y de control cuando la máquina está en producción en función de la velocidad del viento.

Además el sistema aporta un sistema de freno primario y gira las palas 90° para que actúen como freno aerodinámico.

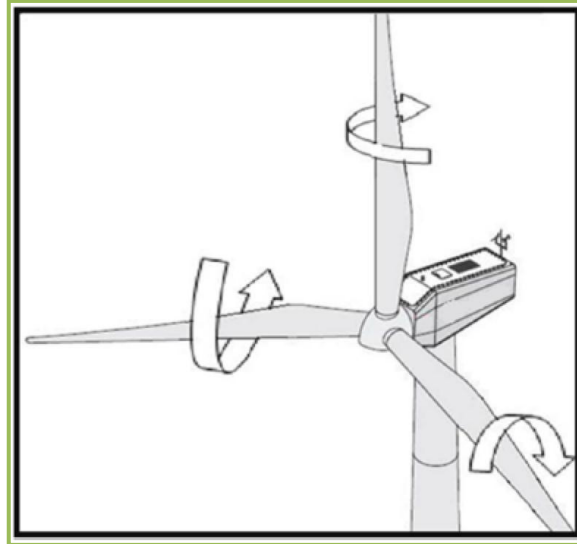


Figura 14: Detalle de giro brindado por el pitch.

Este sistema está formado por 3 cilindros hidráulicos (1 por pala), equipados con sensor de posición (balluf). Se encuentra montado en la parte delantera del buje.

Sistema de regulación de potencia

La turbina comienza a dar potencia a partir de una velocidad de viento que permite superar las pérdidas de potencia internas, resultando una velocidad mínima de viento requerida para la generación eléctrica. A partir de este momento puede resultar interesante controlar el paso de las palas, con el objetivo de orientar óptimamente con respecto al viento.

Es de evitar el sobrecargo del tren de potencia de la turbina, fundamentalmente por par motor. Esto se logra evitando una velocidad excesiva de giro que ocasione los sobreesfuerzos.

El sistema de control más necesario es el de protección frente al exceso de viento, fundamentalmente hay dos tipos.

- ❖ Control por cambio de paso (pitch): Se encuentra frecuentemente en aerogeneradores de gran potencia, puede resultar caro y complejo pero 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).

- ❖ Control por pérdida aerodinámica (stall control): Consiste en usar un fenómeno natural de los perfiles aerodinámicos, que consiste en una brusca disminución de la fuerza que hace girar las palas y asocia a ello un brusco aumento de la resistencia, que es la fuerza que se propina al giro de las palas.

Sistema de transmisión

El sistema de transmisión o tren de potencia lo constituyen todos los elementos y componentes de la turbina que transmiten el 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.

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.

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 incorpora las turbinas de cierta potencia.

En turbinas de elevadas potencias (cerca de MW) el freno mecánico se utiliza solo para funciones de bloqueo ya que un diseño de este componente durante procesos de parada supondría unas dimensiones del disco de frenado excesivamente grandes.

Multiplicadora

Es una caja de engranajes que convierte la baja velocidad de giro y alta potencia del eje principal en una velocidad de giro adecuada para el funcionamiento del motor a costa de la potencia. El giro se transmite del multiplicador a el motor mediante el eje secundario, de menor diámetro que el eje principal, de forma similar a como ocurría entre el rotor y la caja de engranajes con el eje principal.

El tren de potencia es el encargado de transmitir la energía producida por el giro del rotor al motor de una forma aprovechable por este para la generación de energía eléctrica. Está formado por el eje principal, caja multiplicadora y eje secundario. El eje principal es

una pieza tubular de acero macizo de gran diámetro, unido solidariamente al rotor y que gira a velocidades de entre 22 y 64 r.p.m., según el modelo de aerogenerador y las condiciones de operación. Sin embargo un motor estándar de generación eléctrica necesita velocidades de giro de entorno a las 1500 r.p.m., por lo que es necesario un multiplicador que aumente la velocidad de giro transmitida.

Torre

La torre es la estructura que soporta a una determinada altura al mecanismo productor de electricidad del aerogenerador. Al elevar los componentes se consigue un aprovechamiento mayor de la fuerza del viento, pues a una mayor altura sobre el nivel del suelo mayor será su velocidad, y por lo tanto, también la velocidad de rotación de las palas. Su diseño suele consistir en un tronco cónico o tubular hueco de acero, en cuyo interior se alojan los equipos accesorios de suelo y se facilita un acceso seguro mediante una escalera a la góndola.

Sistema de orientación

El sistema de orientación es el dispositivo encargado de 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 diferente de otros sistemas denominados pasivos, donde las fuerzas aerodinámicas realizan las funciones de orientación.

Generador Eléctrico

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

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

Los generadores de corriente continua solo 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 (velocidad constante) o generadores síncronos (velocidad variable). Los

generadores asíncronos solo tienen una velocidad de giro a la que trabajan en condiciones óptimas. Los generadores síncronos son de velocidad variable, lo que permiten optimizar la captación de energía para velocidades de rotación inferiores a la velocidad nominal.

1.3.2 Elección del aerogenerador.

Los aerogeneradores idóneos para instalar en el parque se han seleccionado según el tipo de emplazamiento y la potencia que deseamos generar.

La clasificación del tipo de emplazamiento, se representa por un número de I al III y una letra de la A a C, y se basa principalmente en dos parámetros: la velocidad del viento (V_{ref}) y la intensidad de turbulencia del mismo que haya en la zona del emplazamiento (I_{ref}). Por una parte, la velocidad de referencia define el número de la clase de I a III, siendo I el correspondiente a valores altos y III representando valores más bajos. Por otro lado, a intensidades de turbulencia altas correspondería la letra A y a intensidades bajas la letra C.

Las condiciones extremas particularmente extremas definidas para las clases, I, II y III no se utilizan para las condiciones off shore ni las condiciones de viento para emplazamientos con tormentas tropicales, huracanes, ciclones. Estos son conocidos como emplazamientos tipos S. Dichas condiciones requieren que el fabricante realice un diseño especial del aerogenerador. Estos datos se encuentran resumidos en la siguiente tabla:

Clase de turbina.	I	II	III	S (Especiales)
V_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	
A I_{ref}	0.16			Valores específicos según el Diseño.
B I_{ref}	0.14			
C I_{ref}	0.12			

Tabla 1: Parámetros básicos de las clases de diseño de aerogeneradores.

Las clases anteriormente mencionadas establecen una clasificación teniendo en cuenta la velocidad de referencia en 10 minutos, que se relaciona con la velocidad media del emplazamiento según la siguiente relación:

$$V_{ref} = 5 \cdot V_{media}$$

Por lo tanto, se tiene una velocidad de referencia de: $V_{ref} = 5 \cdot 5.9973 = 29.9865$

Además, existe una clasificación atendiendo a la turbulencia. La turbulencia se expresa como el cociente entre la desviación típica y la velocidad media del viento en el periodo de tiempo en que se ha hecho cada media.

La turbulencia disminuye la posibilidad en un aerogenerador de utilizar la energía del viento de forma efectiva, aunque las variaciones más rápidas serán hasta cierto punto compensadas con la inercia del rotor. También provocan mayores roturas y desgastes en la turbina eólica, por las cargas de fatiga. Por esta razón, los aerogeneradores se diseñan para soportar mayor o menor intensidad de turbulencia y se clasifican en tres grupos:

La turbulencia del emplazamiento es de aproximadamente $I_m = 0.14$, pero hay que tener en cuenta la altura a la que se están recopilando los datos, ya que cuanto más cerca del suelo será mayor la turbulencia.

La turbulencia disminuye la posibilidad en un aerogenerador de utilizar la energía del viento de forma efectiva, aunque las variaciones más rápidas serán hasta cierto punto compensadas con la inercia del rotor. También provocan mayores roturas y desgastes en la turbina, por las cargas de fatiga. Por esta razón, los aerogeneradores se diseñan para soportar mayor o menos intensidad de turbulencia y se clasifican en tres grupos:

Grupo A	<i>Máquinas para vientos más severos.</i>
Grupo B	<i>Máquinas para vientos intermedios.</i>
Grupo C	<i>Máquinas para vientos menos severos.</i>

Tabla 2: Parámetros básicos de las clases de diseño de aerogeneradores.

De esta manera podemos concluir con la velocidad de referencia del emplazamiento del proyecto y la intensidad de turbulencia, el emplazamiento de la instalación queda definido como clase IIIB. Con este resultado en nuestro análisis, se ha optado por instalar 8 aerogeneradores modelos VESTAS V52-850kw, cuyas características se detallarán a continuación.

1.3.3 Descripción técnica del aerogenerador.

Se detallan a continuación los elementos internos del aerogenerador seleccionado.

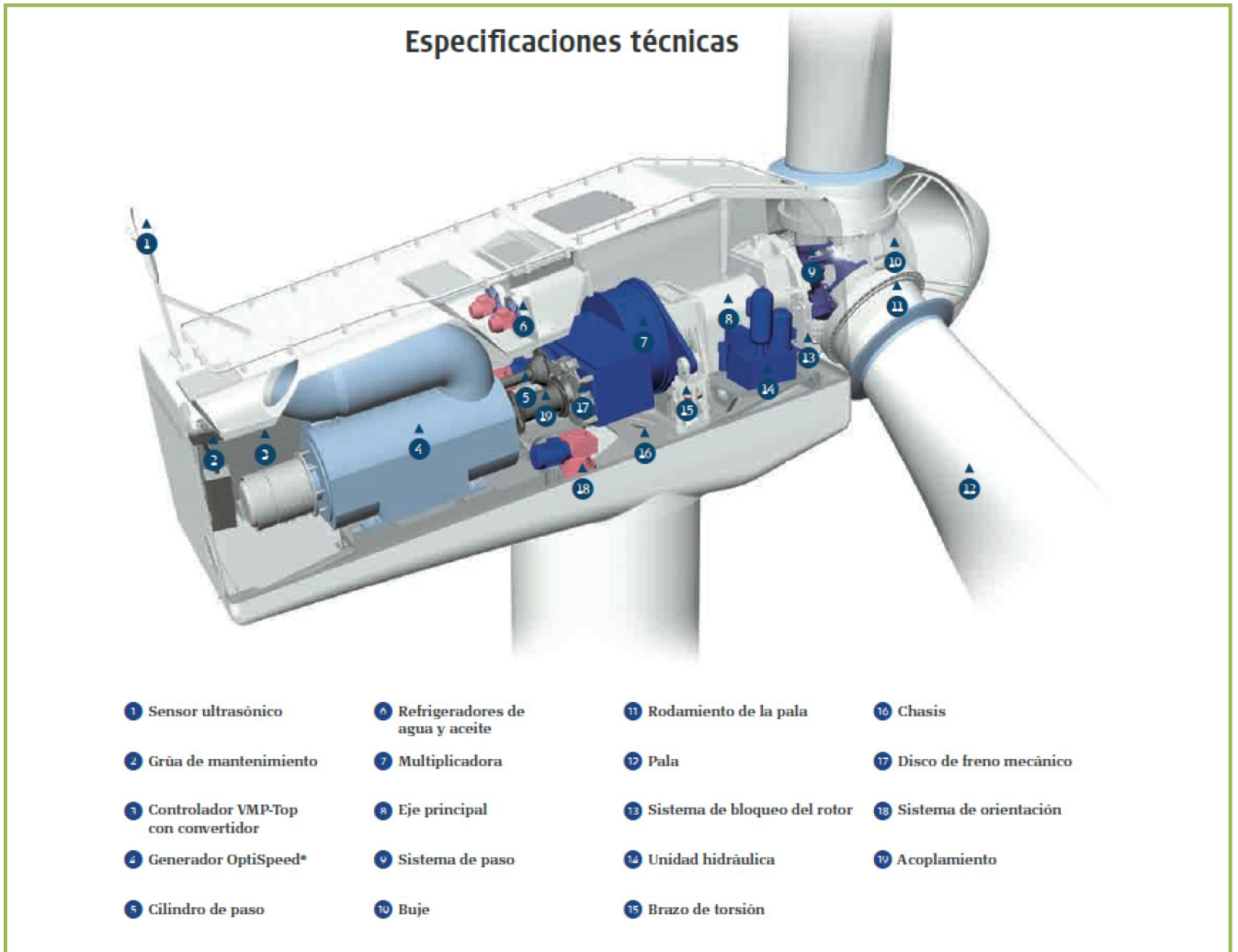


Figura 15: Componentes del aerogenerador v52-850 KW.

La información adicional sobre el aerogenerador, se encontrará en el Anexo de este documento.

A continuación se detalla la curva de potencia del aerogenerador seleccionado, dicha grafica nos ayuda a indicar cuál será la potencia eléctrica disponible en el aerogenerador a diferentes velocidades de viento.

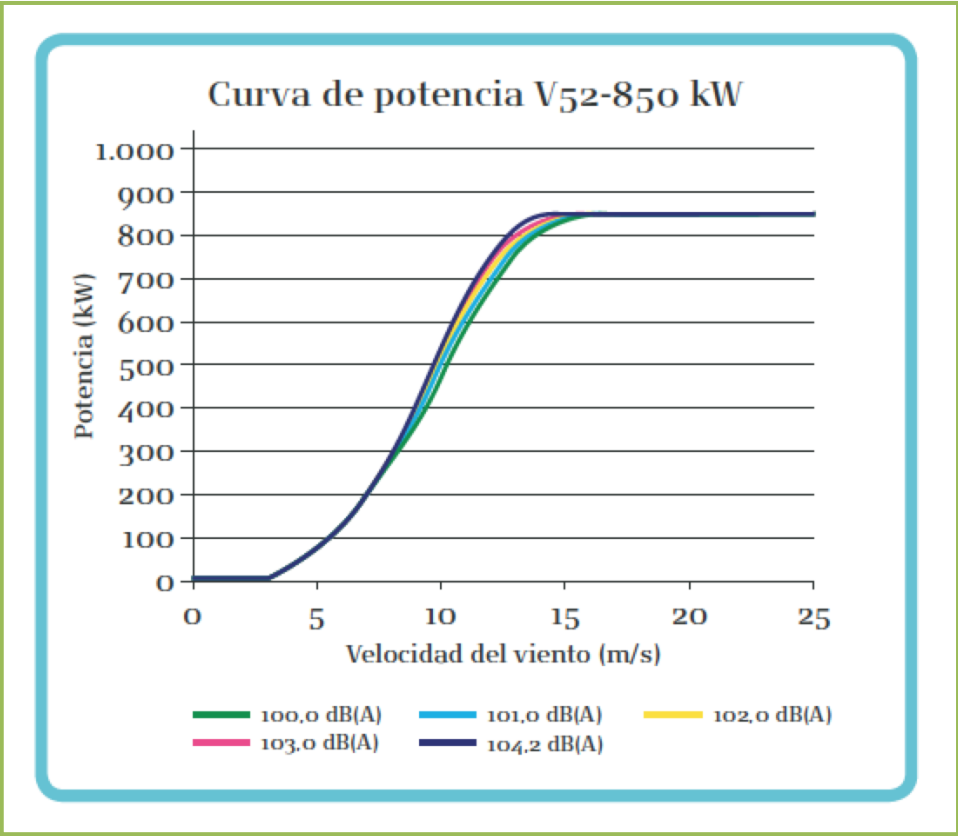


Figura 16: Curva de energía a diferentes niveles de sonido para el aerogenerador.

2. Configuración parque eólico.

2.1 Situación general de la energía eólica

En los últimos años se han experimentado una serie de variaciones importantes en los precios de las materias primas energéticas: petróleo, gas y carbón. Se le añade la reducción de reservas en la UE y EEUU y su concentración en áreas geográficas con elevada inestabilidad política. De igual forma, la demanda de energía primaria se ha sufrido un considerable aumento hasta los 13000 Mtep en 2012. Éstos son los principales factores que favorecen el desarrollo de nuevas tecnologías, como la eólica.

La energía eólica no contamina, es inagotable y frena el agotamiento de combustibles fósiles contribuyendo a evitar el cambio climático. Es una tecnología de aprovechamiento totalmente madura y puesta a punto.

Es una de las fuentes de energía más baratas, puede competir en rentabilidad con otras fuentes energéticas tradicionales como las centrales térmicas de carbón (considerando tradicionalmente como el combustible más barato), las centrales de combustible e incluso con la energía nuclear, si se consideran los costes de reparar los daños medioambientales.

El generar energía eléctrica sin que exista un proceso de combustión o una etapa de transformación térmica supone, desde el punto de vista medioambiental, un procedimiento muy favorable por ser limpio, exento de problemas de contaminación, etc. Se suprimen radicalmente los impactos originados por los combustibles durante su extracción, transformación, transporte y combustión, lo que beneficia la atmósfera, el suelo, el agua, la fauna, la vegetación, etc.

La utilización de la energía eólica para la generación de electricidad presenta nula incidencia sobre las características fisicoquímicas del suelo o su erosión, ya que no se produce ningún contaminante que incida sobre este medio, ni tampoco vertidos o grandes movimientos de tierras.

Al contrario de lo que puede ocurrir con las energías convencionales, la energía eólica no produce ningún tipo de alteración sobre los acuíferos ni por consumo, ni por contaminación por residuos vertidos. La generación de electricidad a partir del viento no produce gases tóxicos, ni contribuye al efecto invernadero, ni a la lluvia ácida.

2.2 Situación actual de la energía eólica en el mundo.

La capacidad de producción de las instalaciones eólicas en el mundo aumentó cerca de un 19% en 2012. La Unión Europea sigue siendo líder en cuanto a capacidad acumulada de generación de energía eólica total se refiere, con 106,0 GW, por delante de China y Estados Unidos, con 75,3 GW y 60,0 GW respectivamente. Sin embargo, ambos países fueron los que instalaron más capacidad nueva en 2012. Brasil entró con fuerza en la carrera eólica, y ya es el octavo país con más capacidad nueva instalada en 2012, aunque podría llegar a escalar hasta la segunda posición en 2013.

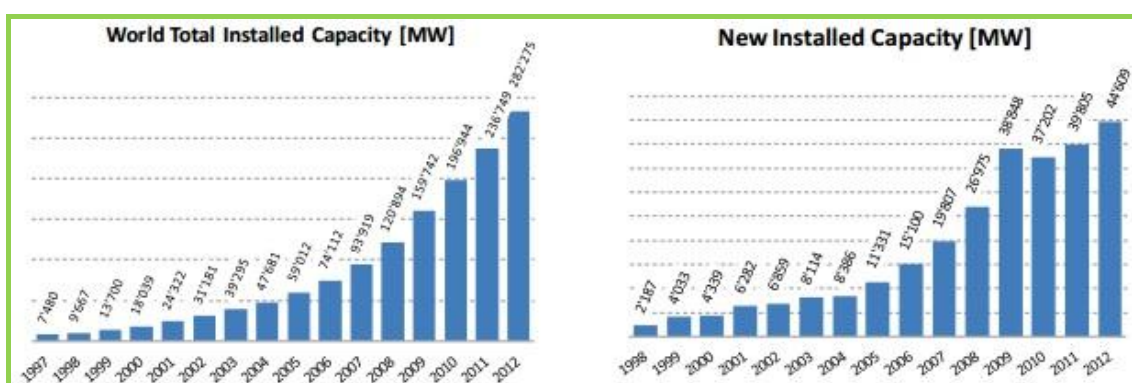


Figura 17: Capacidad mundial instalada (MW)

Se prevé para 2013 un descenso del 4,6% del ritmo de crecimiento de la capacidad eléctrica generada por granjas eólicas, mientras que para los siguientes cuatro años espera una bajada más moderada, aunque la capacidad global no dejará de incrementar.

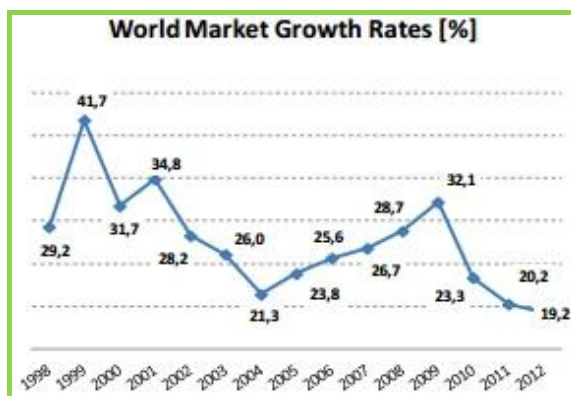


Figura 18: Incremento de las tarifas en el mercado global

La energía eólica está presente hoy en la combinación energética de más de 60 países, no sólo en la práctica totalidad de los países desarrollados sino también en cada vez más de los países en desarrollo.

El año pasado, la capacidad de la industria eólica alcanzó los 282,6 Gigavatios (GW) a nivel global, lo que supone un incremento del 18,7% desde los 238,1 GW de 2012. Una subida excelente dado el contexto económico.

Sin embargo, el dato anterior se sitúa por debajo de la media de crecimiento de la última década, un 22%, según el análisis del GWEC, que representa a empresas del sector a escala mundial.

2.3 Situación actual de la energía eólica en Europa

La energía eólica en Europa instaló 11.600 megavatios en el año 2012, la cual supera al registro del año 2011 que había sido de 9.400 MW.

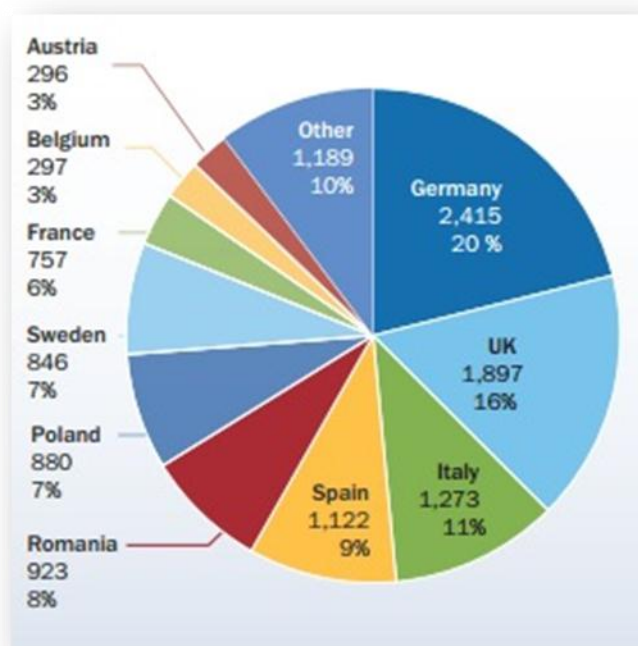


Figura 19: Instalación de energía eólica en Europa en 2012

El resultado obtenido en 2012 refleja los proyectos impulsados antes de que se desatase la ola de incertidumbre política que se ha extendido por toda Europa desde 2011, incertidumbre que está teniendo una repercusión muy negativa en el sector eólico.

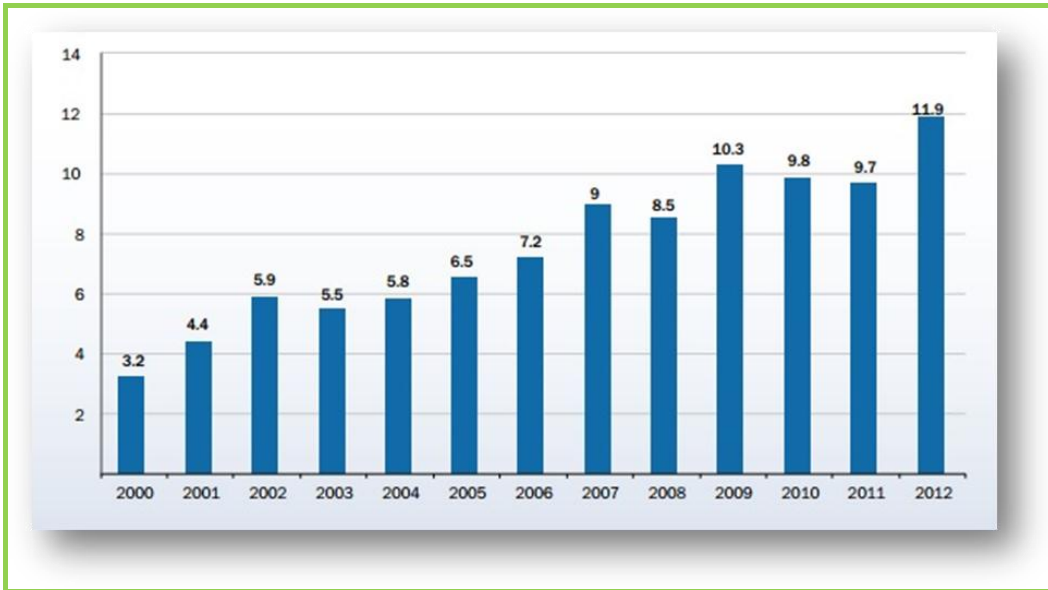


Figura 20: Energía eólica instalada en Europa

Los datos indican que la potencia eólica instalada en 2012 en Europa representó el 26% del total de potencia eléctrica puesta en marcha, también destacó que las tecnologías renovables supusieron el 69% de toda la potencia instalada en el Viejo Continente en el ejercicio 2012.

Según la entidad, la eólica alemana sigue liderando en Europa con una potencia instalada de 2.400 megavatios, o un 21% de toda la potencia eólica instalada, seguida por el Reino Unido con 1.900 MW. Un factor importante, es el desarrollo de la energía eólica Offshore, especialmente en Reino Unido y Dinamarca.

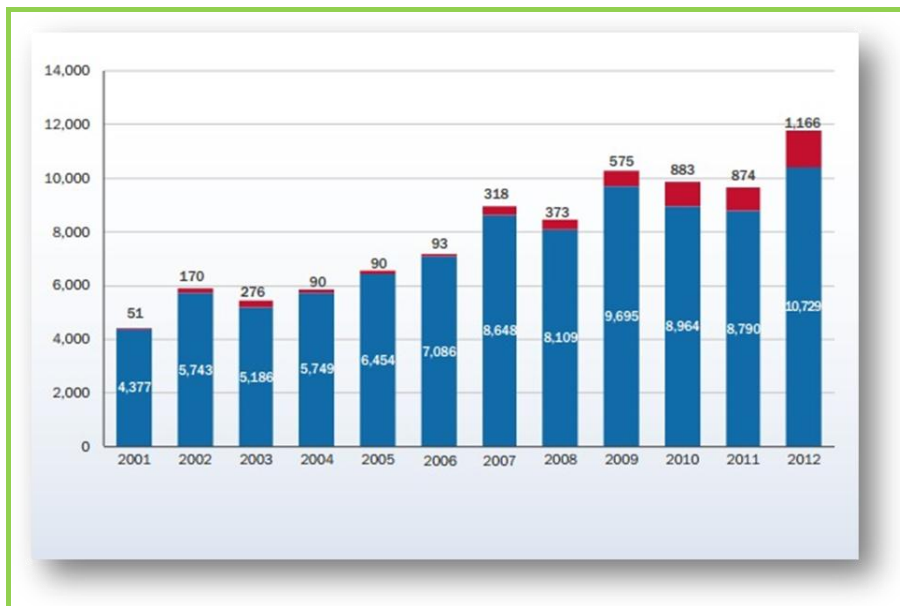


Figura 21: Onshore (Azul) y Offshore (rojo)

2.4 Situación actual de la energía eólica en España

España es el cuarto país del planeta en capacidad acumulada, con 22,8 GW y una cuota global del 8,1%, por delante de India, Reino Unido e Italia. Aunque en 2012 quedó por detrás de todos ellos en cuanto a nuevas inversiones en el sector.

EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA DEL RÉGIMEN ESPECIAL (MW)						
	2008	2009	2010	2011	2012	%12/11
Hidráulica	1.981	2.024	2.038	2.043	2.042	-0,1
Eólica	15.977	18.722	19.569	21.011	22.573	7,4
Solar fotovoltaica	3.207	3.248	3.656	4.061	4.298	5,8
Solar termoeléctrica	61	232	532	999	2.000	100,3
Térmica renovable	595	723	761	867	953	9,9
Térmica no renovable	6.797	7.019	7.183	7.265	7.240	-0,4
Total	28.617	31.969	33.739	36.246	39.106	7,9

Datos provisionales. Fuente: Comisión Nacional de Energía (CNE).

Figura 22: Evolución de la potencia instalada del régimen especial

La crisis financiera en España y el cambio de opinión sobre el apoyo a las renovables supusieron que las nuevas instalaciones cayeran hasta los 1,1 GW (desde los 21,7 GW del año anterior), sin perspectivas de recuperación a corta plazo

La energía eólica puede ser variable, aunque la mayor amenaza al aumento estable de la industria es la imprevisibilidad de los políticos que establecen los marcos para el sector energético.

3. Sistema Eléctrico - Conexiones

3.1 Sistema eléctrico.

El sistema eléctrico de un parque eólico tiene por objeto la transferencia de energía eléctrica producida por cada aerogenerador a una red para su posterior consumo.

El tipo de diseño y trazado depende principalmente de la potencia de la instalación, número y localización de los aerogeneradores instalados, características de la red en el punto de entronque y distancia hacia el mismo.

Hoy en día, con aerogeneradores que van desde 500 kW a varios MW, la configuración utilizada es la conexión en MT de aerogeneradores entre sí, por lo que cada uno de ellos debe contar con su centro de transformación.

Diferenciamos en la instalación los siguientes elementos:

1. Instalación eléctrica de BT de cada aerogenerador.
2. Centro de transformación.
3. Red subterránea de MT.

A continuación se observa en la siguiente figura una representación esquemática del sistema eléctrico de un parque eólico:

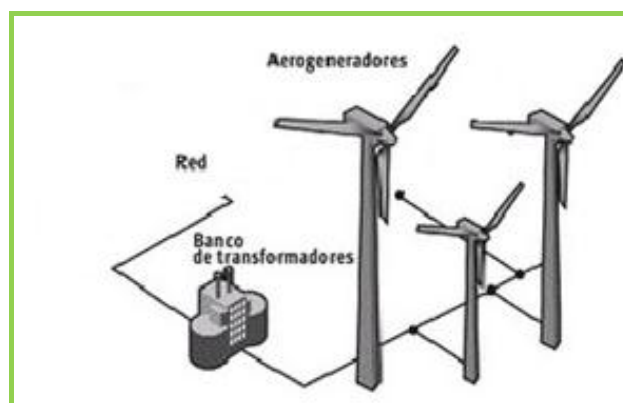


Figura 23: Esquema del sistema eléctrico de un parque eólico

3.2 Instalación eléctrica de baja tensión de un aerogenerador.

Descripción y clasificación de sus componentes:

En la red de BT de un aerogenerador se pueden distinguir 2 tipos de circuitos según la función que realizan en circuitos de generación o de potencia que tienen por objeto conectar la salida del generador con el centro de transformación y que constan de los siguientes elementos principales:

- Equipo de generación: incluye el generador asíncrono con “optispeed” y su equipo de regulación en caso de que exista.
Cableado hasta el centro de transformación.
- Elementos de maniobra y protección: contadores para la conexión de motores eléctricos; interruptores automáticos y/o fusibles para protección contra sobreintensidades; descargadores para protección contra sobretensiones.
- Dispositivos a MT, Intensidad, Potencia, y frecuencia.
- Equipos de compensación de potencia reactiva (necesarios o no dependiendo de la tecnología de aerogenerador).
- Circuitos de control (comunicaciones) y servicios auxiliares.
- Circuitos de alimentación a los quipos de regulación y control.
- Alimentación de motores auxiliares (motores de orientación de la góndola) y de la unidad hidráulica (frenado de góndola y rotor).
- Líneas de alumbrado y potencia para herramientas de góndola y torre.
- Elementos de maniobra y protección de los circuitos de control y auxiliares.

El transformador es el que eleva la tensión habitualmente de 0.69kV a 20 kV teniendo en cuenta las características del parque.

La potencia del transformador viene dada por la potencia nominal del generador y el factor de potencia.

3.3 Red de media tensión.

La conexión de los aerogeneradores entre sí y a la subestación del parque eólico se realiza a través de una red de media tensión. La instalación es subterránea para evitar el impacto ambiental. Será de 20 kV. Se podrán utilizar cables unipolares con aislamiento de material sintético que será polietileno reticulado o bien etileno-propileno dependiendo de cuál sea la compañía distribuidora de la zona. Estos cables deben cumplir la norma UNE 21123 y la recomendación UNESA 3305 C: Cables unipolares con conductores de aluminio y aislamiento seco para redes de AT hasta 20 kV. Para la protección del lado de media tensión se suele emplear un interruptor seleccionador que protege al transformador contra sobrecargas, asociado con un fusible que realiza la protección frente a cortocircuitos.

Con respecto al trazado de la red de MT de un parque eólico, éste se hará dependiendo de la disposición de los aerogeneradores en el emplazamiento. La elección de la disposición se hace, por supuesto, de la forma más óptima para el correcto aprovechamiento del recurso, considerando la orografía del terreno.

Por cuestiones técnicas, económicas y ambientales, es conveniente que la zanja de cables transcurra paralela a los caminos de acceso de los aerogeneradores.

Dada la orografía del terreno, el cual es relativamente llano en la zona donde se situarán las máquinas, se realizarán alineaciones perfectas de los tres aerogeneradores con accesos intermedios perpendiculares.

Las zanjas serán rectilíneas en lo posible, evitando ángulos pronunciados, cumpliendo la norma UNE 20435/2. La profundidad de los cables en la zanja viene dada, desde el punto de vista técnico, por un equilibrio entre dos factores: disipación de calor a la atmósfera (favorecido por la cercanía a la superficie) y humedad en el entorno (que suele aumentar con la profundidad). La profundidad habitual escogida es de un metro.

Los cables se instalarán directamente enterrados siendo el acceso de los aerogeneradores bajo tubo de plástico embebido en el hormigón del pedestal de la cimentación.

El diámetro del tubo debe ser superior a 14 cm, en la práctica se emplea propileno de 16 cm. El paso de viales debe ser también bajo tubo dejando siempre, como mínimo, un tubo de reserva.

Para la selección del cable aislado más adecuado para una aplicación concreta puede dividirse en dos etapas, una primera donde se selecciona el tipo de cable aislamiento y capas protectoras y una segunda donde se determinan la tensión nominal y la sección.

El material utilizado para el aislamiento de los cables suele estar definido por la compañía involucrada en el parque eólico, en este caso Endesa.

La tensión nominal del cable vendrá dada por la tensión nominal de la red en la que está conectado y por las características de las protecciones de las mismas.

Estas características permiten clasificar la red en categorías de nivel de aislamiento. La norma UNE 20435/2 aporta una tabla que permite seleccionar la tensión nominal del cable en función de la tensión nominal de la red, y la categoría de nivel de aislamiento.

3.4 Diseño básico de la línea eléctrica.

Desde un punto rigurosamente eléctrico el conductor es el componente que justifica la existencia de la línea, ya que toda la obra se hace para sostenerlo; por consiguiente su elección acertada es la decisión más importante en la fase de proyecto de una línea eléctrica.

Los datos de partida para el diseño de una línea eléctrica son los siguientes:

- La tensión de operación máxima.
- La potencia a transportar.
- La longitud estimada de su recorrido.
- La ubicación de los puntos de partida y de llegada (inicio y fin de la línea).
- La ubicación de otros puntos de interconexión, si los hay.

Se trata de lograr un diseño con mínimos costos de construcción, operación mantenimiento y de las pérdidas durante un periodo dado, teniendo en cuenta además la relación existente entre torre y conductor.

Este objetivo se logra minimizando:

- Las pérdidas de transporte de energía.
- El costo de las instalaciones de transporte de energía.

Las pérdidas de energía son debidas al efecto Joule y al efecto Corona, ligados respectivamente a la corriente y a la tensión de operación.

Ambas pérdidas se reducen aumentando el diámetro del conductor, que implica un aumento de la sección, e incremento de los costos de las instalaciones. No se pueden reducir las pérdidas y simultáneamente reducir el costo de la obra, de manera que se trata entonces de lograr una solución de compromiso que minimice el costo total de la línea por año de su vida útil.

3.5. Sección del conductor.

La sección del conductor de la red de MT de un parque eólico se establece según 4 criterios:

- Intensidad máxima admisible.
- Solicitación térmica de corriente.
- Caída de tensión máxima.
- Optimización técnico-económica.

Con respecto a esta última tiene una particularidad en el caso de parques eólicos.

Un diseño óptimo de la red de MT desde el punto de vista económico consiste en encontrar la solución más rentable entre el coste de inversión en el cable de media tensión, y las pérdidas de energía anuales del mismo. Cuanto más cerca de la subestación esté un tramo de cable, mayor potencia debe transportar y más intensidad de cortocircuito debe soportar, la principal aportación proviene de la red eléctrica de AT exterior al parque eólico a través del transformador de la subestación.

3.6 Condiciones de conexión.

Para conectar un parque eólico a red es necesario que se cumplan unas condiciones técnicas y administrativas. Éstas vienen recogidas en la Orden de 5 de septiembre de 1985, “Normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 kVA y centrales de autogeneración eléctrica”.

Con respecto a las normas administrativas, se detalla la información que debe suministrar:

El usuario deberá proporcionar:

1. El número, la potencia y el tipo de aerogeneradores.

2. Los datos para el cálculo de la corriente de cortocircuito.

3. La potencia máxima que entregará.

En la normativa se indica explícitamente que el funcionamiento de la central no debe producir alteraciones. La potencia máxima de los aerogeneradores que se pueden conectar a la red de AT es de 5 MVA en el caso de los aerogeneradores asíncronos que es el caso de las máquinas del parque.

El parque tendrá un equipo de medida que incluye contador de energía activa, contador de energía reactiva, taxímetro y diversos transformadores de medida normalizados. En la normativa se especifica la clase de precisión de los distintos equipos.

Las protecciones prescritas en la normativa deben verificar que la entrega de energía se realiza en las condiciones especificadas. Cuando las centrales están conectadas en alta tensión, las protecciones que hay que incluir se enumeran a continuación.

Con el fin de poder conectar y desconectar el quipo a la red, tanto en condiciones normales, como ante cortocircuitos, se incluirá un interruptor automático.

Tres relés de mínima tensión instantáneos, con reenganche manual, regulados a $0,85 U_m$, siendo:

U_m es el valor medio de la tensión entre fases. Por tanto, cuando la tensión descienda por debajo del 85% de este valor, la instalación se desconectará inmediatamente. El objeto de esta protección es el de proteger el sistema contra defectos polifásicos y detectar la marcha en red separada a una tensión anormal.

Un relé de máxima tensión instantáneo, regulado a $1,1 U_m$. La actuación de esta protección es análoga a la anterior, sólo que su actuación se produce, instantáneamente, cuando la tensión sube anormalmente. La misión de esta protección es detectar la marcha anormal separada de la compañía.

Un relé de máxima tensión homopolar, contra defectos de fase-tierra.

Tres relés instantáneos de máxima intensidad que actúan ante sobrecargas y cortocircuitos.

- Un sistema de teledisparo que permita la desconexión remota de la instalación.

- Equipos de protección de los equipos de la central, de acuerdo con las especificaciones de los fabricantes.
- Un sincronizador automático.
- Un regulador.

3.7 Dimensionamiento.

A continuación se expone el procedimiento empleado para diseñar la red subterránea de media tensión que comprende básicamente la selección del tipo de instalación y el cable aislado a emplear.

Hay que resaltar que la distancia a la que estarán separados los aerogeneradores será de 5 veces el diámetro de rotor de los mismos, situados perpendicularmente a la dirección del viento predominante.

El primer punto es escoger el material del que estarán formados los conductores, en este caso se ha decidido que sean de cobre electrolítico flexible de clase 5 según UNE-EN 602283 (IEC60228) con aislamiento de etileno-propileno (EPR) tipo AL EPROTENAX-H COMPACT 12/20 kV (HEPR) ya que es el más adecuado para las condiciones de clima extremo que sufrirá la estación.

Las temperaturas admisibles y características para el conductor con este aislamiento son las siguientes:

- Tresbolillo, a 1 m de profundidad
- Terreno a 20 °C
- Resistividad térmica del terreno 1,5 Km/W
- Régimen Permanente: 90° C
- Régimen Cortocircuito: 250° C

Los circuitos se deben dimensionar siempre para que el régimen de funcionamiento sea el permanente para evitar el daño de los cables. Consideramos que la temperatura será 5°C por debajo de la de condiciones estándar, favoreciendo sus características conductivas.

Este tipo de conductor es utilizado para instalaciones fijas, que es el caso que nos ocupa, pero capaz de soportar condiciones climatológicas extremas.

Para una adecuada instalación la distancia horizontal entre una abrazadera y otra, no superará más de 20 veces el diámetro del cable. La distancia también es válida entre puntos de soporte en caso de tender sobre rejillas porta cables o sobre bandejas. En ningún caso esta distancia debe sobrepasar los 80 cm.

Los cables se dividen en niveles de tensión según el voltaje, en el caso que nos ocupa el nivel de tensión es el de 20 kV, que es uno de los datos que se emplearán en los cálculos.

Una de las decisiones a tomar es la profundidad a la que estarán enterrados nuestros cables, de esta manera conoceremos el factor de corrección por enterramiento que debemos aplicar la intensidad admisible por estos. En nuestro parque dicha profundidad será de 1 metro y estimaremos el factor de corrección en un 0,9 atendiendo a la siguiente tabla:

Profundidad (cm)	70	100	120	150
Coefficiente de corrección	1,03-1,00	1,00-0,97	0,97-0,95	0,95-0,93

Tabla 3: Profundidad del cable

Se necesita conocer la intensidad que circula por cada tramo para decidir que sección se escogerá. Se dividirá por tramos para calcular cual es la intensidad que recorre cada uno.

Gracias a esto será posible decidir la sección, ya que al calcular la intensidad y compararla con la intensidad admisible, dependiendo del enterramiento y del número de conductores, se escogerá una sección u otra.

Teniendo en cuenta que el punto de conexión más cercano se sitúa a 2.6 km de la colocación del último aerogenerador, de menor cota i, con la subestación de Borreguiles.

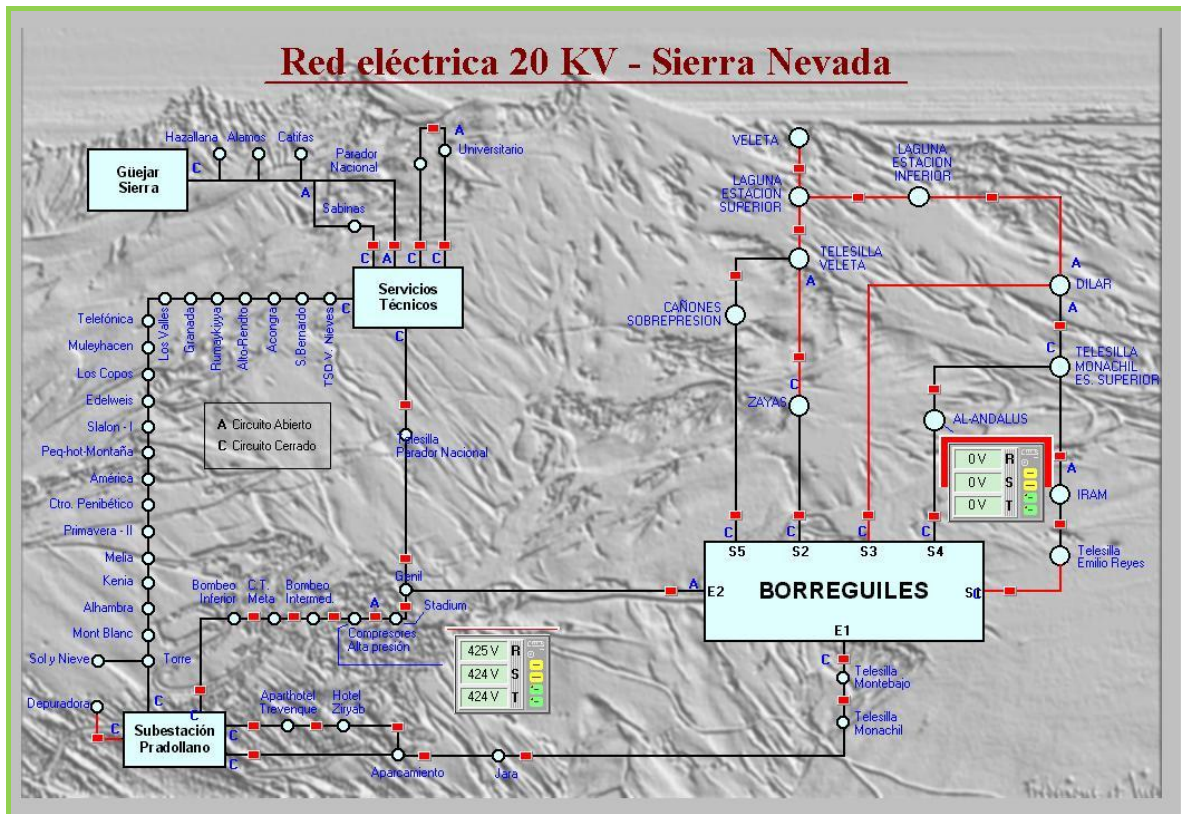


Figura 24: Red eléctrica interna de Sierra Nevada.

Posteriormente, esta subestación está ya conectada con la subestación de Borreguiles de una línea de Media Tensión.



Donde cada uno de los aerogeneradores llevará su correspondiente celda de protección en media tensión. Resultando las celdas:

AG	Tipo de Celda
F01	0L1P
F02	0L1L1P
F03	0L1L1P
F04	0L1L1P
F05	0L1L1P
F06	0L1L1P
F07	0L1L1P
F08	0L1L1P

Tabla 4: Distribución de celdas en cada aerogenerador

Siendo la celda 0L1P una celda inicial, de la que sale un cable, y la celda 0L1L1P una celda en la que entra y sale un cable. Los aerogeneradores intermedios llevan celdas 0L1L1P y el inicial, 0L1P.

Para calcular la intensidad se tiene en cuenta que la potencia nominal de los aerogeneradores es conocida, la cual tiene el valor de 850 kW para el modelo VESTAS V-52, así se deduce también la potencia por tramo y además la tensión de la red de MT, por tanto aplicando la fórmula:

$$P = \sqrt{3}VI \cos\Psi$$

Siendo $\cos\Psi = 0.97$

$$V = 20 \text{ kV}$$

Donde S es la potencia aparente que se relaciona con P mediante la siguiente ecuación:

$$P = S * \cos\Psi$$

Para el caso de estudio se pondrán tres conductores diferentes. El tramo de mayor intensidad es el que va desde el último aerogenerador (F8) hasta la subestación que tiene un valor de 134 amperios, a priori será el que necesite mayor sección.

Para nuestra elección veremos cuál de las secciones soporta dicha intensidad una vez tenido en cuenta el factor de corrección por enterramiento que habíamos comentado anteriormente que era 0,97. Una vez hecho el estudio se elige la sección de cable de 630 mm² para éste caso, el más desfavorable.

Secciones menores soportarían la corriente perfectamente, pero se opta por ésta sección por minimizar la caída de tensión en el cable, ya que debe recorrer una distancia de 2600 m hasta la subestación.

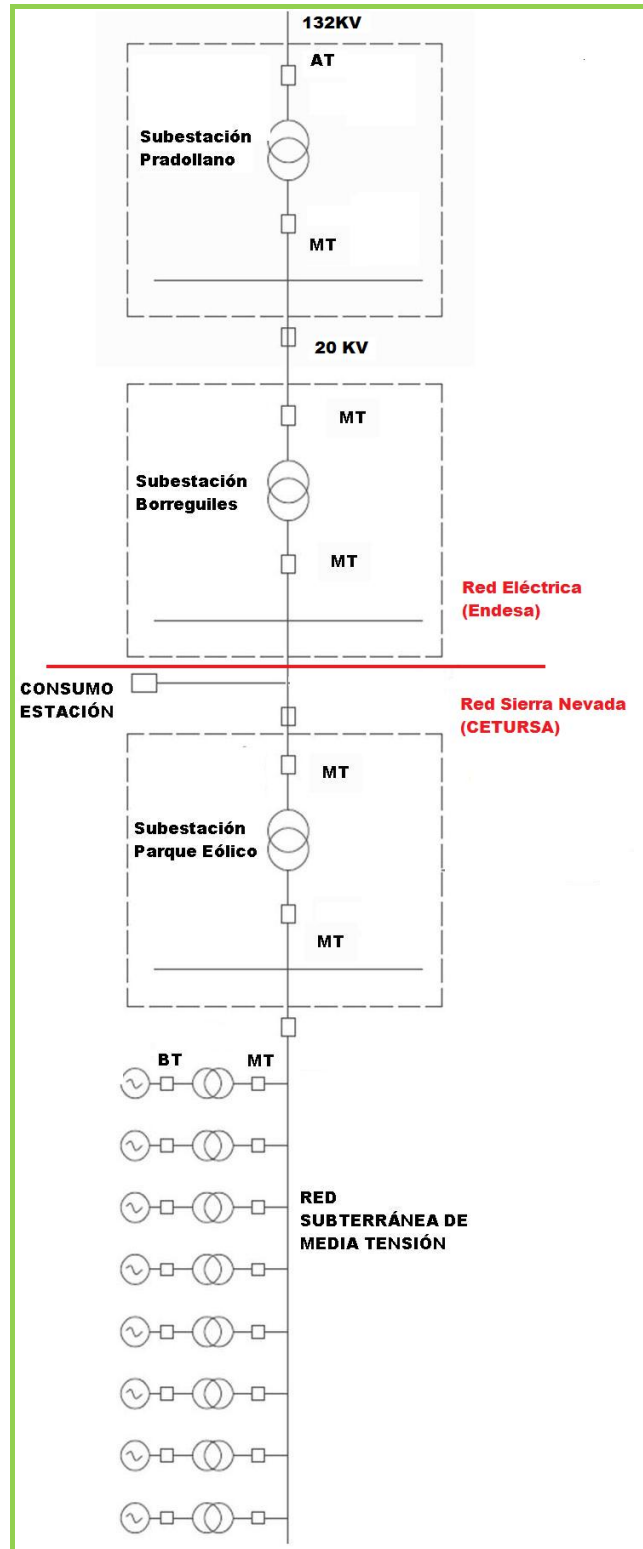
Como se ha comentado se optará por poner tres conductores, esto implica que la menor sección que soporta la intensidad del tramo de la subestación que es de 134 amperios es la de 210 mm².

Datos Circuito F-1				Secciones Cable	Parámetros Cable				Pérdidas a máx P		Circuitos Coincidentes en Zanja
Tramo	L(m)	I máx (A)	27,26	S (mm ²)	R máx (Ω/km)	X a 50 Hz (Ω/km)	ΔU (V)	%	P (W)	%	
F1-F2	265	1	27,26	70	0,351	0,122	5	0,02%	69	0,007%	1
F2-F3	271	2	54,53	70	0,351	0,122	9	0,05%	283	0,028%	1
F3-F4	623	3	81,79	70	0,351	0,122	33	0,16%	1463	0,146%	1
F4-F5	289	4	109,06	70	0,351	0,122	20	0,10%	1206	0,121%	1
F5-F6	311	5	136,32	70	0,351	0,122	27	0,14%	2029	0,203%	1
F6-F7	324	6	163,58	70	0,351	0,122	34	0,17%	3043	0,304%	1
F7-F8	284	7	190,85	95	0,207	0,116	22	0,11%	2141	0,214%	1
F8-SET	2.600	8	218,11	150	0,104	0,109	138	0,69%	12863	1,286%	1
Total Circuito 6,8 MW							288	1,44%	23098	2,310%	

Tabla 5: Dimensionamiento del cable

Obtenemos una caída de tensión máxima por tramo de 0,69%, mientras que el resto de valores están por debajo de 0,17%, siendo valores muy admisibles. La caída de tensión total se sitúa en el 1,44%, de nuevo, dentro del rango de valores permitido.

3.8 Diagrama unifilar y esquema de instalación



4. Tramitación.

Para la tramitación del parque eólico en Sierra Nevada, son necesarios los siguientes requerimientos:

4.1 Trámites previos y administrativos

1. Identificación del emplazamiento
2. Tramitación de la Autorización Administrativa del P.E. y su infraestructura de evacuación
3. Tramitación de conexión
4. Gestión con propietarios
5. Tramitación de Licencia de Obras y Licencia Ambiental de los Ayuntamientos afectados (línea y parque)

4.2 Construcción del parque

1. Acta de puesta en marcha provisional
2. Solicitud del Código de Actividad Eléctrica (CAE) ante la Agencia Tributaria
3. Acta de puesta en marcha definitiva
4. Licencia de apertura
5. Inscripción definitiva en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de

4.3 Energía Eléctrica

Para la elaboración del proyecto eólico se llevarán a cabo varios procedimientos y trámites, de los que ocuparán una parte importante del tiempo estimado del estudio de viabilidad del parque.

Informe de impacto ambiental: Vendrán recogidos todos los impactos y riesgos ambientales que pudiera tener el proyecto o cualquier acción que se derive de la construcción, explotación y mantenimiento del proyecto. Así también vendrá recogido un plan de desmantelamiento para dejar el lugar lo mas natural posible, una vez finalizada la vida útil del parque.

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 el caso de que los terrenos sean de utilidad privada, existen dos opciones fundamentales, la compra o 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.

Convenio con el ayuntamiento: El ayuntamiento se compromete a otorgar en los plazos mas 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 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 los terrenos municipales, la empresa promotora se compromete a abonar un canon anual al ayuntamiento por la implantación del parque eólico y su infraestructura de evacuación.

4.4 Otorgamiento de la condición de instalación

4.4.1 Solicitud. (Titular o Explotador de la Instalación)

- Memoria resumen
- Nombre, razón social y domicilio
- Capital social y accionistas con participación superior al 5%. Empresas
- Filiales en las que el titular tenga participación mayoritaria.
- Condiciones de eficiencia energética, técnicas y de seguridad.
- Relación de otras Instalaciones en régimen especial.
- Copia del Balance y cuentas de resultados del último ejercicio fiscal.

Plazo de resolución: D.G.P.E.M. 3 Meses. Silencio se considerará como respuesta negativa ante falta de resolución expresa.

Prácticamente todos los trámites requieren de un pago para su ejecución, cabe destacar los siguientes gastos administrativos:

- Tasas tramitación expediente
- Tasas medioambientales
- Tasas de transporte por carretera
- Impuesto de actividades económicas

- Gastos de servidumbres
- Seguros

Para poder desarrollar la actividad se necesitan varias licencias y permisos, de entre los que destacamos:

- Licencia de obras
- Licencia de actividad
- Registro industrial
- Autorizaciones provinciales
- Servidumbre de la línea eléctrica

A la hora de seguir los trámites administrativos pertinentes, se deberá seguir lo estipulado en el RD 1995/2000.

RD 1995/2000: TITULO VII “Procedimiento de autorización de las instalaciones de producción, transporte y distribución” Art. 121. 3 sobre “Capacidad del Solicitante”

Capacidad legal: “Los solicitantes deberán revestir forma de sociedades mercantiles de nacionalidad española o de otro E. M. de la UE pero con establecimiento permanente en España, teniendo como objeto social el desarrollo de dicha actividad”

- Capacidad técnica: Para acreditar la capacidad técnica, los solicitantes deben cumplir alguna de las siguientes condiciones:
 1. Haber ejercido la actividad de producción o transporte, según corresponda, de energía eléctrica durante, al menos, los últimos tres años.
 2. Contar entre sus accionistas con, al menos, un socio que participe en el capital social con un porcentaje igual o superior al 25% y que pueda acreditar su experiencia durante los últimos tres años
 3. Tener suscrito un contrato de asistencia técnica por un período de tres años con una empresa que acredite experiencia en la actividad.
- Capacidad económica: El solicitante ha de aportar acreditación que garantice la viabilidad económico-financiera del proyecto

EL procedimiento general queda resumido en el siguiente cuadro.

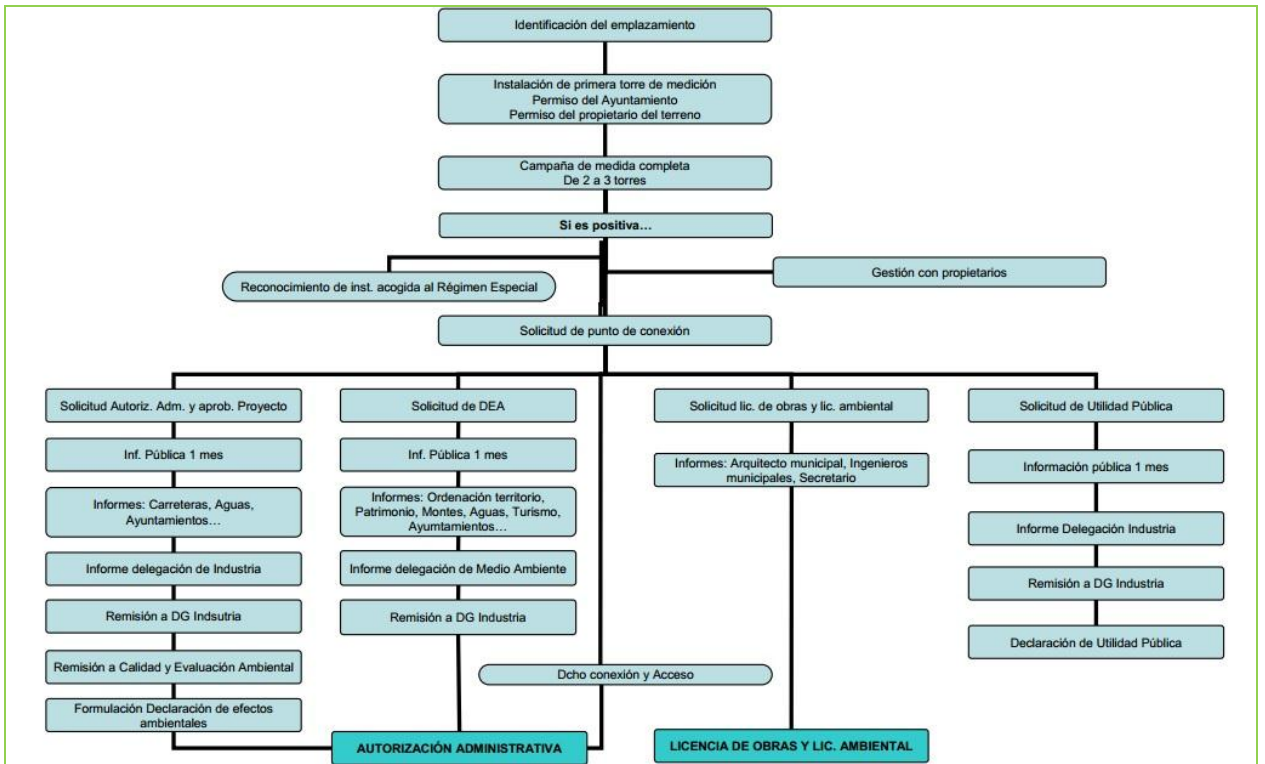


Figura 25: Organigrama para la tramitación del parque eólico

5. Impacto ambiental

Sierra Nevada es el ejemplo más representativo de los ecosistemas mediterráneos de alta montaña. Por ello, como rasgos más característicos del clima de la Sierra se pueden identificar: su relativa aridez, debido a que a partir de los 3.000 m se alcanzan temperaturas de menos de 0 °C. La vertiente norte es más fría que la vertiente sur por su menor insolación y mayor exposición a los vientos del norte. La temperatura es demasiado baja en las noches de invierno, con una media de -10 °C.

Su posición meridional y su presencia en la zona de influencia mediterránea provoca su relativa sequedad; en verano (de mayo a octubre) la pluviosidad es mínima, mientras que en invierno las precipitaciones son casi exclusivamente en forma de nieve a partir de cierta altitud (2.000 metros aproximadamente). Los vientos ayudan a determinar un máximo de otoño en la vertiente sur (vientos del suroeste) y otro máximo de primavera en la vertiente norte, de mayor influencia noratlántica (con vientos de dirección norte y noroeste).

Además se debe resaltar las peculiares condiciones microclimáticas que se crean en cada uno de los valles, ríos y barrancos. En ellos, la ya mencionada insolación cumple un importante papel.

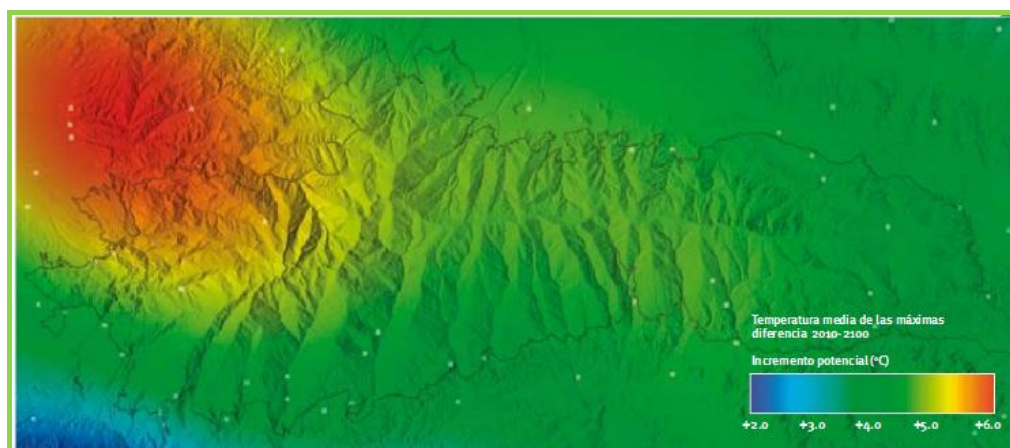


Figura 26: Temperaturas medias máximas registradas y estimadas desde 2010-2100

Tabla 6 Precipitación media desde 1960-2100

5.1 Flora

Sierra Nevada presenta una de las floras más valiosas de toda Europa, con más de 2.000 plantas catalogadas de las cerca de 8.000 que existen en la Península Ibérica. Es precisamente en la alta montaña, en los "cascajares" y "borreguiles" donde se localizan la mayoría de las más de 60 especies exclusivas de Sierra Nevada; entre ellas, la estrella de las nieves, la amapola de la sierra, la violeta de Sierra Nevada y la manzanilla de la sierra son las más conocidas.

El Parque Nacional de Sierra Nevada, de 86.208 hectáreas, es un privilegiado paraje de Andalucía representativo de los sistemas mediterráneos de montaña y alta montaña.

En su interior encontramos unos ecosistemas únicos, desde los pastizales de alta montaña, piornales, bosques caducifolios y hasta matorrales mediterráneos, que hacen de esta Sierra un lugar con una elevada diversidad biológica. Así, este enclave, presenta una de las floras más valiosas de toda Europa, con más de 2.000 plantas catalogadas de las cerca de 8.000 que existen en la Península Ibérica. Es precisamente en la alta montaña, en los "cascajares" y "borreguiles" donde se localizan la mayoría de las más de 60 especies exclusivas de Sierra Nevada; entre ellas, la estrella de las nieves, la amapola de la sierra, la violeta de Sierra Nevada y la manzanilla de la sierra son las más conocidas.

5.1.1 Alta montaña

Por un lado tenemos la flora de alta montaña, considerada una de las más valiosas de toda Europa. Por encima de los 2.800 m (piso crioromediterráneo), donde los suelos son poco evolucionados y las condiciones climáticas adversas, se desarrollan pastizales de bajo porte y escasa cobertura (pastizales psicroxerófilos).

Presentan un gran interés y constituyen uno de los aspectos más singulares de Sierra Nevada. Estos pastizales están compuestos por un gran número de especies endémicas (hasta el 40%): *Arenaria tetraquetra* subsp. *amabilis*, *Artemisia granatensis*, *Festuca clementei*, *Hormatophylla purpurea*.

Los canchales "cascajares" están muy extendidos y en ellos viven gran número de especies, con adaptaciones para resistir estos ambientes: *Viola crassiuscula*, *Linaria glacialis*.

En los paredones rocosos son frecuente las especies que colonizan grietas y repisas: *Saxifraga nevadensis*, *Arabis alpina*.

En los fondos de circos glaciares, aparecen los "borreguiles", pastizales higrofiticos que, como en el caso anterior, son ricos en especies endémicas: *Armeria splendens*, *Carex camposi*, *Veronica turbicola*.

Entre los 1.900-2.800 m (piso oromediterráneo), se desarrollan los pinares y sabinares. La vegetación está formada por especies de porte arbóreo y arbustivo (*Pinus sylvestris*, *Juniperus sabina*, *J. communis subsp. hemisphaerica*, *Prunus ramburii*) y un matorral pulvinular (*Vella spinosa*, *Erinacea anthyllis*, *Bupleurum spinosum*).

Sobre suelos medianamente evolucionados se desarrollan piornales y enebrales, formando comunidades ricas en caméfitos fruticosos y hemicriptófitos (*Festuca indigesta*, *Arenaria imbricata*). También abunda el elemento endémico: *Genista versicolor*, *Arenaria pungens*, *Potentilla nevadensis*.

En áreas calcáreas a elevada altitud (Dornajo, cabecera del río Dúrcal), y a causa de la escasez de suelo, se desarrolla un espinal con sabinas y enebros, mezclado con un tomillar almohadillado. Aparecen especies como *Sideritis carbonellis* y *Astragalus granatesis*.

5.1.2 Media montaña (formaciones boscosas)

Los acerales (*Acer granatense*, *A. monspessulanum*) y quejigares (*Quercus faginea*) están escasamente representados por la fuerte acción antrópica. Se instalan en las zonas más húmedas del Parque, ocupando los valles y umbrías. Los melojares (*Quercus pyrenaica*) de Sierra Nevada, aunque mermados por los incendios y las abusivas talas, presentan gran interés por sus características ecológicas y corológicas; se desarrollan sobre suelos ácidos y se encuentran bien representados en los barrancos de las caras norte y sur.

Los encinares se sitúan entre los 1.300 y los 1.700 m, aunque en algunos enclaves pueden alcanzar los 1.900 m de altitud. Se desarrollan tanto en suelos carbonatados como sobre rocas ácidas. El bosque corresponde a un encinar dominado por la encina (*Quercus rotundifolia*) y, dependiendo del tipo de suelo y altitud, son frecuentes arbustos como enebros (*Juniperus oxycedrus*), torvisco (*Daphne gnidium*), rusco (*Ruscus aculeatus*), agracejo

(*Berberis hispanica*) y majuelo (*Crataegus monogyna*) sobre suelos básicos. En enclaves con menor altitud son frecuentes el lentisco (*Pistacia lentiscus*), acebuche (*Olea europaea sylvestris*) y zarzaparrilla (*Smilax aspera*). El encinar silicícola es pobre en especies; además de la encina aparecen enebros, torvisco y madreSelva (*Lonicera etrusca*).

La vegetación riparia se desarrolla en los márgenes de ríos y arroyos y actualmente se encuentra muy degradada, siendo difícil encontrar bosques de ribera en buen estado de conservación. Sobre suelos ácidos se instalan alisedas (*Alnus glutinosa*), saucedas (*Salix atrocinnerea*) y fresnedas (*Fraxinus angustifolia*). En áreas ricas en bases, la vegetación riparia está formada principalmente por olmedas (*Ulmus minor*), choperas (*Populus alba*) y saucedas (*Salix spp*)

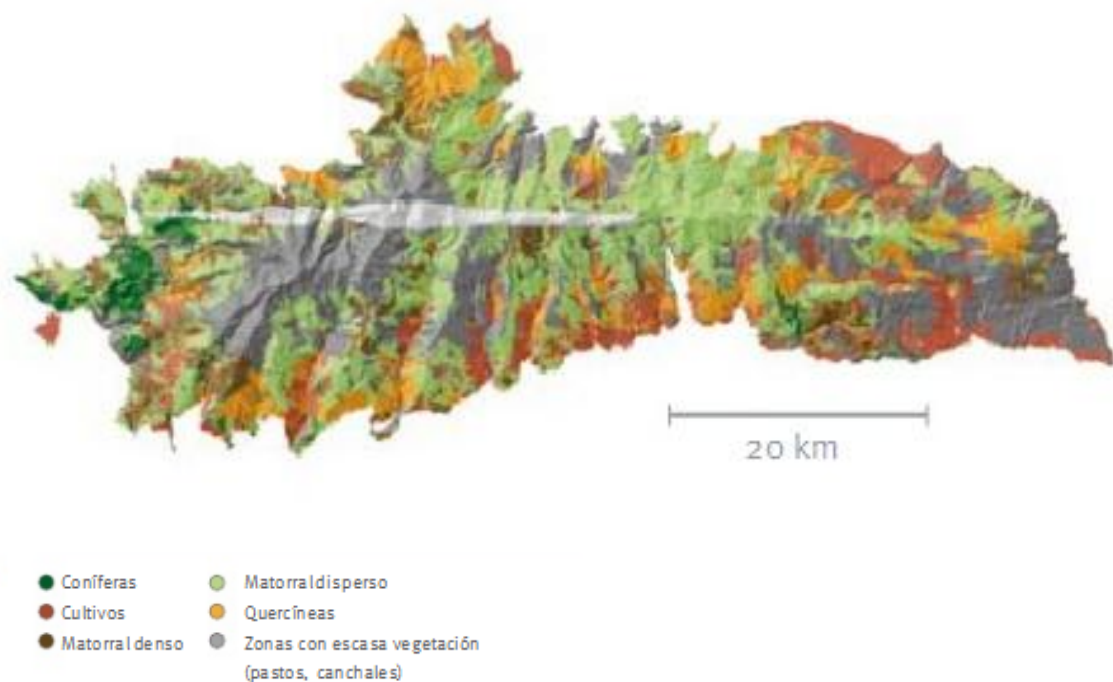


Figura 26: Distribución de las especies vegetativas

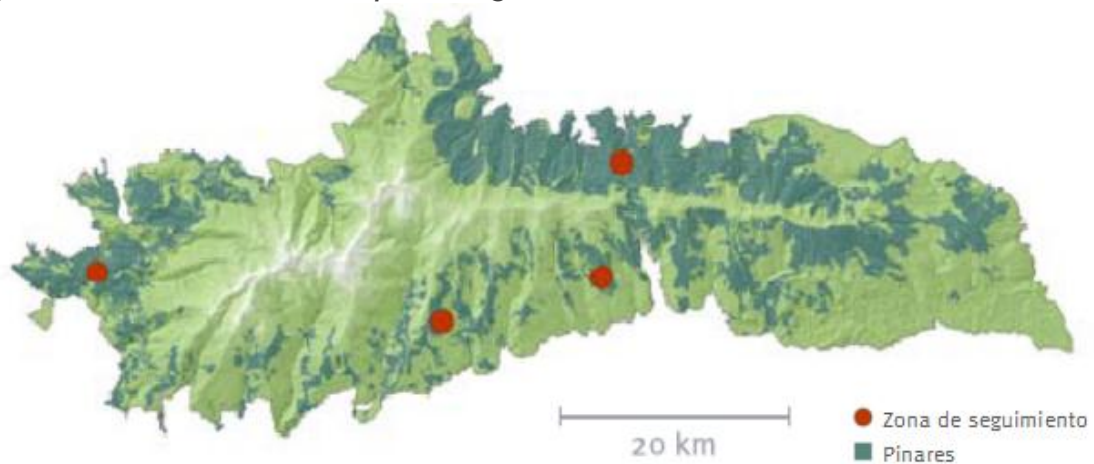


Figura 27: Distribución de los pinares

5.2 Fauna

Aquí viven más de 60 especies de aves, no sólo típicas de montaña (águila real, acentor alpino) sino también pájaros de zonas menos agrestes (oropéndola, abubilla, chochín). Entre los mamíferos, es la cabra montés la que se deja ver con más facilidad. La fauna invertebrada también adquiere importancia, con más de 80 insectos endémicos.

5.2.1 Alta montaña

Estos son los dominios del acentor alpino (*Prunella collaris*), la collalba gris (*Oenanthe oenanthe*), la alondra común (*Alauda arvensis*) y el colirrojo tizón (*Phoenicurus ochrurus*). Entre los roquedos podremos observar al roquero rojo (*Monticola saxatilis*), que debe su nombre a la coloración roja del pecho del macho que contrasta con el negro azulado de su cabeza.

A estas alturas podemos ver bandadas de chova piquirroja (*Pyrhocorax pyrrhocorax*) que instalan sus colonias en los escarpes y oquedades. Rasando las paredes de los tajos y peñones surge el águila real (*Aquila chrysaetos*) que utiliza estas alturas como terreno de caza. También podremos avistar algún buitre leonado (*Gyps fulvus*), y a la perdiz común (*Alectoris rufa*) que llega a subir hasta los 3.000 m.

Durante el otoño, la alta montaña puede recibir la visita del mirlo capiblanco (*Turdus torquatus*), jilgueros (*Carduelis carduelis*) y grupos de cernícalos (*Falco tinnunculus*).

Entre los mamíferos, la cabra montés (*Capra pyrenaica*) es la especie más emblemática del parque. Cuenta con numerosos ejemplares y se deja ver con facilidad pastando en los borreguiles de la alta montaña. También encuentran cobijo a estas alturas el topillo común (*Pytimis duodecimcostatus*), más propio de zonas húmedas a menor altura y el topillo nival (*Chionomys nivalis*), que instala sus galerías en zonas rocosas, así como a los animales a quienes sirven de presa como las comadreja (*Mustela nivalis*).

A estas alturas, además de los endemismos botánicos, existen más de ochenta insectos endémicos. Los condicionantes de la alta montaña confieren a estos animales unos caracteres específicos: son en general de color negro, tienen el tegumento duro y han perdido la facultad de volar.

5.2.2 Media montaña (en los bosques).

Estas zonas boscosas son habitadas, de forma más o menos constante, por el pito real (*Picus viridis*) y el agateador común (*Certhia brachydactyla*). Junto a ellos, podemos ver algunas especies sedentarias como el carbonero común (*Parus major*), el carbonero garrapinos (*Parus ater*) y el herrerillo común (*Parus caeruleus*) que utilizan los orificios de los troncos para hacer sus nidos. Posados en las ramas de los árboles podemos ver al escandaloso arrendajo (*Garrulus glandarius*) y al mirlo común (*Turdus merula*).

Entre los visitantes típicos de primavera podemos encontrar al reyezuelo (*Regulus ignicapillis*), los mosquiteros (*Phylloscopus collybita*), las currucas (*Sylvia atricapilla*, *S. communis*) y al pinzón vulgar (*Fringilla coelebs*).

Ya en tierra firme y en zonas abiertas, podemos tropezarnos con grandes ejemplares de culebra de escalera (*Elaphe scalaris*), alguna culebra lisa (*Coronella girondica*), lagarto ocelado (*Lacerta lepida*) o con el sapo corredor (*Bufo calamita*).

Entre los mamíferos, el zorro (*Vulpes vulpes*) es frecuente en estas zonas aunque a veces sale a cazar a los herbazales. La comadreja (*Mustela nivalis*) disputa conejos y liebres a otros mamíferos. El tejón (*Meles meles*) y la gineta (*Genetta genetta*), aunque comunes, son muy difíciles de ver ya que presentan hábitos nocturnos.

5.3 EL AGUA (Humedales glaciales en la cota de 3.000 m de altitud)

Sierra Nevada contiene numerosos caudales de arroyos que forman pastizales, borreguiles, lagunas, lagunillos y ríos. Sobre la cota de 3.000 metros de altitud se encuentran algunas de las lagunas y lagunillos más interesantes de la alta montaña de toda Europa. Es el caso de la laguna de la Caldera, los lagunillos de Río Seco, la laguna verde, e incluso la formación denominada Siete Lagunas.

Son zonas húmedas glaciales que forman ecosistemas muy particulares, caracterizados por estar rodeadas de una vegetación muy especializada, como los borreguiles, o en lagunas situadas en zonas de pedregal, ayudan a dar humedad a las especies que crecen entre las rocas. Además, forman un elemento fundamental para el paisaje de la alta montaña. +

Algunas de las lagunas y lagunillos son el nacimiento de ríos de cierta importancia, como el Genil, que nace tras la unión de los arroyos Valdecasillas y Valdeinfierno; el río Dílar

que parte de los lagunillos de la Virgen y la laguna de las Yeguas, el río Monachil, que parte del arroyo de cauchiles y los borreguiles de Borreguiles...

Los humedales glaciales de Sierra Nevada, se encuentran entre la provincia de Almería y Granada con abundantes especies vegetales endémicas. Además las lagunas de Sierra Nevada presentan un excepcional valor geomorfológico, biogeográfico y ecológico, al ser el conjunto de humedales de morfogénesis glaciaria más meridional de la Península. La red hidrográfica de Sierra Nevada está formada por numerosos arroyos, ríos y barrancos que tienen poca agua en invierno y un caudal elevado en primavera y principios de verano, momento en el que se produce la fusión de la nieve. Entre los principales cursos fluviales destaca el río Izbor, que nace en su núcleo central, el río Genil, que recoge las aguas de la vertiente septentrional, y los ríos Andarax y Guadalfeo, que tienen su origen en la parte meridional de la sierra.

En Sierra Nevada, la morfogénesis glaciaria ha configurado unas cincuenta cubetas localizadas, en su mayoría, entre los 2800 y 3040 m de altitud y entre las que destaca la laguna de la Caldera, con unas 2 ha de superficie y 12 metros de profundidad máxima. También son conocidas las lagunas de Lanjarón, Aguas Verdes, Larga, Peñón Negro, Hondera, Vacares o Juntillas. Las lagunas de la Caldera y Aguas Verdes son las que se sitúan a cotas más elevadas, a 3040 m y 3030 m de altitud, respectivamente.

5.3.1 Flora de las lagunas



Figura 28: Laguna de la caldera

La vegetación que se reconoce alrededor de esta laguna se compone de lastonares de *Festuca pseudoeskia* en zonas expuestas o *Dactylis juncinella* en zonas más protegidas, tomillares con especies como *Sideritis glacialis*, *Thymus serpyllodes* o *Arenaria pungens*, que se instalan en las zonas más favorecidas térmicamente, mientras que en las zonas umbrosas

de los grandes bloques de piedra se reconocen comunidades de helechos (*Campanulo willkommii*-*Polystichetum lonchitidis*), con especies como *Polystichum lonchitis*, *Cystiopteris fragilis* o *Cryptogramma crispa*.

La vegetación propia del humedal presenta escaso desarrollo debido a la orilla abrupta que presenta la laguna, y está formada por especies como *Armeria splendens*, *Lotus glareosus* o *Plantago nivalis* (*Armerio splendentis*-*Agrostietum nevadensis*).



Figura 29: Laguna de aguas verdes

La vegetación que se desarrolla en torno a este humedal se compone de lastonares con *Festuca clementei*, *Hormatophylla spinosa* o *Arenaria tetraquetra*, que se instalan en los suelos más desarrollados. En los pedregales móviles aparece una vegetación de recubrimiento escaso formada por *Viola crasiuscula*, *Linaria glacialis* Y *Chaenorrhinum glareosus*.

En los grandes bloques de piedra se reconocen comunidades de helechos (*Campanulo willkommii*-*Polystichetum lonchitidis*), con especies como *Polystichum lonchitis*, *Cystiopteris fragilis* o *Cryptogramma crispa*.

En los arroyos y surgencias de agua cercanas a la laguna se reconocen comunidades donde predominan los briófitos (*Sedo melanantheri*-*Saxifragetum gredensis*). La vegetación propia del humedal está constituida por pastizales densos de gramíneas y cárices de corta talla (borreguiles), formados por especies como *Plantago nivalis*, *Armeria splendens* (*Armerio splendentis*-*Agrostietum nevadensis*); *Nardus stricta*, *Festuca iberica* (*Nardo strictae*-*Festucetum ibericae*); *Carex nigra* sbsp. *intricata*, *Phleum brachystachyum* subsp. *abbreviatum* o *Leontodon microcephalus* (*Leontodonto microcephali*- *Ranunculetum uniflori*), que se suceden según el incremento del grado de humedad.

En las aguas de esta laguna se reconocen briófitos de la especie *Pholia* aff. *Wahlenbergii* y la fanerógama *Callitriche stagnalis*. Las cabras montesas son frecuentes en las cercanías de las lagunas.



Figura 30: Lagunillos de la virgen

Es una formación de pastizales y borreguiles que reciben agua de arroyos por el deshielo. Los Lagunillos sitos por encima de la estación de esquí, aproximadamente a unos 3000 metros de altitud, son el fruto del nacimiento del río Dílar y dan agua a la llamada laguna de las Yeguas, en la que se encuentran especies como la *Parnassia palutris* y *Vernocica turbicola*.

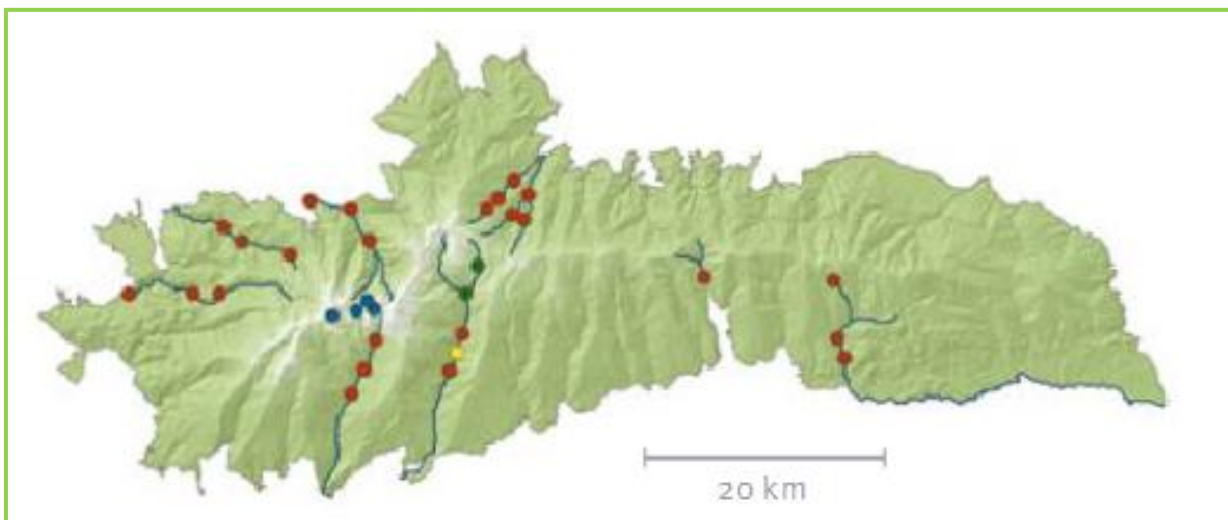


Figura 31: Distribución de la fauna

- Plecópteros
- Macroinvertebrados
- Macroinvertebrados y plec6pteros
- Macroinvertebrados y fitoplacton en lagunas

5.4 Impacto del proyecto e6lico

5.4.1 Impactos directos negativos

Destrucci6n del h6bitat

La instalaci6n de aerogeneradores y las infraestructuras, como las l6neas el6ctricas y los viales, puede llevar a la transformaci6n o p6rdida del h6bitat, lo que supone una de las mayores amenazas.

Colisiones

Posibles colisiones con las diferentes partes del aerogenerador, tanto en las palas, en la torre o en la l6neas de evacuaci6n, que son causa de mortalidad directa. Adem6s las vibraciones del rotor puede llegar a causar lesiones.

Molestias

El ruido provoca en las aves un desplazamiento de su h6bitat natural, oblig6ndolas en ocasiones a buscar sitios alternativos, sin embargo, muchas veces no lo encuentran lo que afecta directamente a su reproducci6n y su supervivencia. Por otro lado, la sola presencia del aerogenerador tambi6n puede provocar estos cambios, as6 como los veh6culos utilizados para su montaje.

Efecto barrera

Suponen una barrera para las aves, ya que fragmentan el paso de conexión entre las áreas de alimentación, cría, muda, etc. Además el movimiento para esquivar las palas genera en ellas un gasto energético mayor del requerido.

5.4.2 Impactos indirectos

La construcción del parque eólico y su posterior explotación, puede llegar a generar una serie de impactos negativos, como electromagnetismo, erosión, electrocuciones, etc.

5.4.3 Impactos inducidos

La construcción de los viales para el montaje del parque hace que una vez construido, los motoristas, turistas o paseantes, los utilicen, lo que se traduce en un descenso en la reproducción de algunas especies, llegando incluso a abandonar el lugar.

5.4.4 Impactos positivos

- ❖ Reducción de la emisión de gases de efecto invernadero, ya que se ofrece una energía limpia.
- ❖ Creación de puestos de trabajo
- ❖ Ahorro de combustibles fósiles.

5.4.5 Valoración de los impactos

Para llevar a cabo una valoración exhaustiva del impacto que puede provocar la construcción del parque eólico en Sierra Nevada, Granada los clasificaremos según la legislación vigente.

De acuerdo con el Real Decreto 1131/1988, los impactos se pueden valorar en compatible, moderado, severo y crítico. Véase en la siguiente tabla:

COMPATIBLE	01-ene	5	
MODERADO	10	15	
SEVERO	15	20	
CRÍTICO	20	25	

Tabla 6: Niveles de impacto

		Desbroces	Demolición	Tránsito	Residuos	Presencia	Funcionamiento	Mantenimiento	Importancia
Características físicas y químicas	Suelo	3/2	3/4	2/4	2/2	2/2	1/2	3/3	19
	Agua	2/2	2/2	3/2	2/1	1/1	1/1	2/2	11
	Erosión	3/6	2/7	4/4					17
Condiciones biológicas	Flora	3/5	2/4	3/4	4/3	1/1	1/1	2/2	20
	Avifauna	3/5	2/4	4/4	1/2	5/5	5/5	1/3	28
	Fauna	2/5	2/4	3/4	1/2	3/3	3/5	1/3	26
Factores culturales	Paisaje	2/2	1/2	2/3	1/3	5/5	1/1	1/1	17
	Usos suelo	3/4	2/5	1/3	3/2	2/5	1/4	1/1	24
	Infraestructura	1/1	2/2	4/4	1/2	2/1	1/3	1/2	15
Magnitud		22	18	26	15	21	14	12	

Tabla 7: Matriz de impactos

Con estos datos obtenemos una tabla de los impactos ambientales negativos para analizar y comparar cuáles de ellos son los que afectan más a la hora de construir el parque eólico.

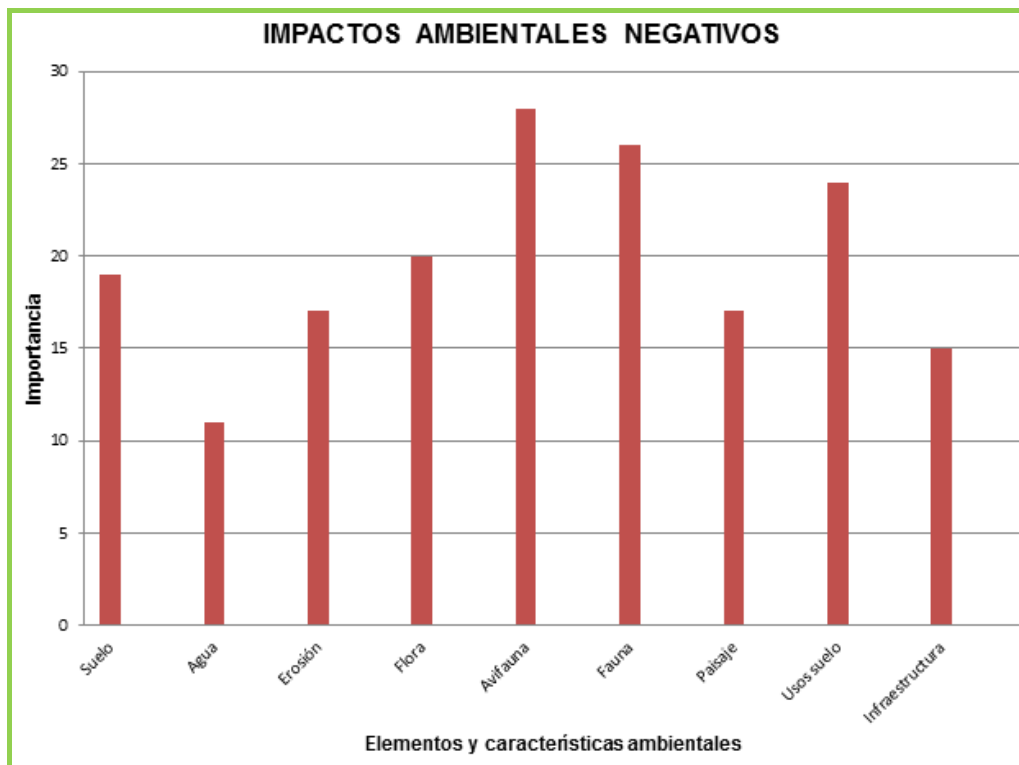


Tabla 8: Magnitud de impactos

Si analizamos la tabla con detenimiento, observamos que la avifauna y la fauna serían los más afectados, ya que les afecta tanto los desbroces, el tránsito de vehículos en su fase de construcción, el funcionamiento, la presencia, etc.

5.4.6 Medidas preventivas y correctoras durante la instalación del parque

Para llevar a cabo las medidas preventivas-correctoras en la fase de instalación se realizarán los siguientes pasos:

1. Se realizarán los replanteos previos y estaquillados.
2. Se analizarán las condiciones ambientales donde se incluirán:
Condicionantes ambientales, de carácter naturístico, del patrimonio y geotécnicos.
3. Se realizará un replanteo definitivo, y si es necesario se llevaría a cabo los cambios necesarios.
4. El vallado y señalización donde las estructuras a proteger, vallándose de ser necesario. En ellas se deberán respetar los postes de vallados y señalizaciones que se encuentren en terreno natural. En aquellas zonas ventosas no deberán utilizarse cintas de plástico, en su lugar se empleará el uso de cuerda balizada. Antes de comenzar la obra se deberán instalar las señales y paneles informativos que indique la Dirección de Obra con respecto

al Medio Ambiente, como necesidades de limpieza, uso de contenedores, respeto al entorno, carácter de la zona, etc.

5. Una vez comience a utilizarse el transporte, todos aquellos que generen vertidos deberán instalarse contenedores para depositarlos.

Medidas de carácter paisajístico

- Uso de firme en los caminos internos de similar color que el entorno.
- Se tratará de evitar el hormigonado de determinados tramos del camino, adecuando el replanteo a la realidad del terreno. En caso de ser imprescindible, se utilizará hormigón de un color semejante al de su entorno.
- Se cubrirán con tierra las arquetas que se sitúen en las proximidades de los aerogeneradores.
- Se usarán hitos de señalización de la línea, cuando sea necesario, acordes con el entorno, no utilizándose elementos metálicos, o colores llamativos.
- Durante la excavación del terreno para las cimentaciones, se aprovechará la orografía para ocultar el pedestal de hormigón de forma que no sobresalga del suelo más de 20 cm.

Plan de vigilancia ambiental

Se realizará un Plan de Vigilancia durante el proceso de las obras para minimizar lo máximo posible el impacto sobre las aguas, fauna y vegetación.

Medidas de prevención y control de sólidos en suspensión

En caso de detectarse escorrentías con arrastre significativo de sólidos valle abajo deberán arbitrarse medidas de corrección en las obras. Para ello se utilizarán geotextiles filtrantes.

Restauración y revegetación

Se refieren a aquellas superficies que se han visto afectadas por el proceso de la fase de construcción de los aerogeneradores.

El tratamiento será de reposición, de ese modo que las superficies quedan lo menos afectadas posibles.

La restauración consistirá en una restitución tanto orográfica como revegetación. Posteriormente a la excavación del terreno de cobertura se deberá acopiar adecuadamente la tierra vegetal, separada del resto del material extraído, para su posterior reposición final en las superficies alteradas.

Cuando sea necesario, por haberse dado tránsito de maquinaria sobre las superficies a restaurar, se procederá al descompactado de forma previa al extendido de la tierra vegetal.

Una vez finalizado este proceso se procede a la revegetación. En principio se utilizará el método de hidrosiembra en todas las superficies afectadas.

5.4.7 Medidas preventivas y correctoras durante la construcción

Medidas de vigilancia ambiental

Durante la explotación del parque deberá seguirse el Plan de vigilancia de las aguas, de la avifauna, la vegetación, etc.

Corrección de aerogeneradores conflictivos

Si se detecta algún aerogenerador ya instalado que pueda causar problemas en lo referido a la muerte de aves por colisión, deberán tomarse las medidas necesarias. Su conflictividad se analizará según el número de colisiones producidas y sus resultados en las especies orníticas, especialmente en días con nubes bajas o nieblas muy densas.

En determinadas épocas del año puede que se tenga que llevar a cabo paradas técnicas temporales, debido a la reproducción de ciertas aves o en sus fases migratorias, para afectar lo menos posible a la avifauna.

6. Transporte y Construcción

6.1. Transporte

El transporte hasta la estación será terrestre. La empresa encargada de realizar este transporte será ALE- Heavylift.



Figura 32: Detalle de transporte de Torre - ALE

Esta empresa transportista llevará todos los componentes hasta el emplazamiento de la estación de montaña. También se encargarán del montaje mediante una grúa telescópica como se detalla más adelante en este informe.

Las palas se transportarán desde Daimiel (Ciudad Real), a una distancia de 277 km. La ruta seleccionada para ello serán dos autovías, primero la A-43 hasta Manzanares, y a continuación la Autovía Nacional A-4, hasta Genil.

Disponemos de una autovía con 2 carriles de ida y 2 de vuelta de 3,75 m de anchura más, suplemento 1 metro en arcén.

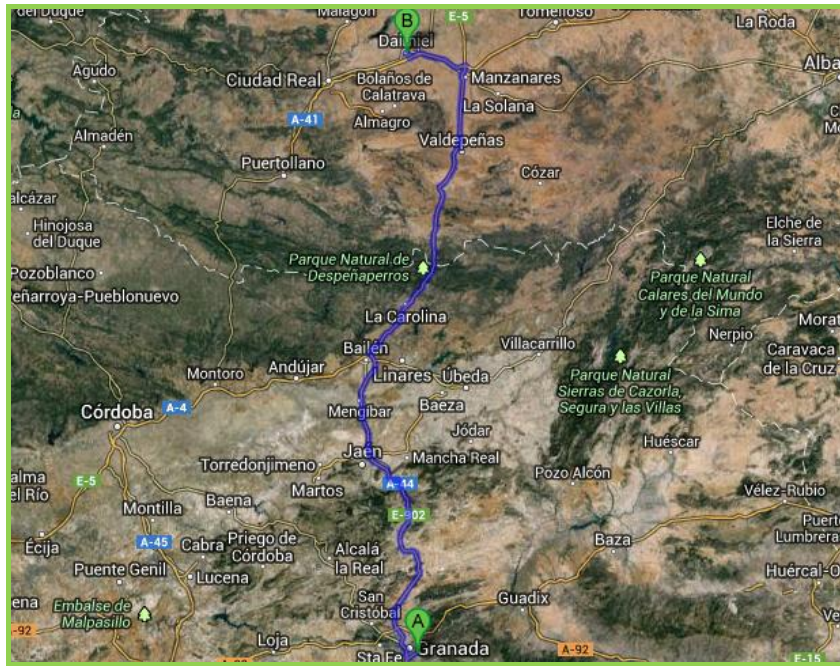


Figura 33: Ruta Daimiel-Genil

Los demás componentes desde Ólvega (Soria), con un recorrido de 670 km. Primero se tomará la N-122 hasta Soria, a continuación la A-15 hasta Medinaceli, y finalmente las nacionales A-2 y A-4 hasta Genil.



Figura 34: Ruta Ólvega- Genil

Disponemos de una autovía con 2 carriles de ida y 2 de vuelta de 3,75 m de anchura más, suplemento 1 metro en arcén.

Una vez en Genil, entraremos en una carretera comarcal, la A-395, con un carril de ida y otro de vuelta, con 3,5m de anchura cada uno. En algunos tramos de la subida, encontraremos un carril adicional.



Figura 35: Carretera A-395

El tiempo estimado será de 1:45 horas para recorrer 32,7km.

Una vez terminado, entraremos en el penúltimo tramo. Una carretera de características similares a la anterior, pero con una pequeña reducción en el arcén.



Figura 36: Último tramo antes de vial de zahorra

Llegados al último tramo, pasaremos a un vial de zahorra.



Figura 37: Camión transportando pala por vial de zahorra

Los viales deberán tener un espesor de zahorra artificial para asegurar un firme adecuado. Más adelante se detalla el proceso para el adecuamiento del vial.



Figura 38: Detalle de giro menor radio de curvatura

Para una correcta maniobrabilidad sobre el terreno, se requieren radios de curvatura mayores a 20 m. En el camino, el menor radio de curvatura corresponde a 22m. La pendiente ha de ser menor del 12 % en rectas y del 7 % en curvas.

El transporte será necesario hacerlo en estaciones de verano y otoño, debido a que la estación invernal los caminos quedan cubiertos por nieve.



Figura 39: Vial de Zahorra cubierto por nieve

Aparte de la adaptación a una anchura suficiente para la grúa, las principales actuaciones de adecuación de viales serán la remodelación de puntos críticos (indicados con hexágonos negros) del camino ya existente para permitir el paso de los componentes de la nueva máquina y la creación de zonas de giro y de recogida.



Figura 40: Transporte pala y torre

El siguiente video muestra la ruta desde el último tramo del vial de zahorra.

<http://www.youtube.com/watch?v=t2veVwOdj9U>

Presupuesto:

	CAMIONES				
	Piezas por Aero	Nº Aeros	Nº Camiones	Nº días	
Palas	3	8	24	1	24
Nacelle	1	8	8	2	16
Torre	2	8	16	2	32
					72
Camión	950€/día				68.400,00 €

Tabla 9: Presupuesto transporte del parque eólico

6.2 Construcción de viales

Los viales creados para el montaje del parque eólico servirán tanto para el proceso de construcción y montaje como pistas de acceso para el mantenimiento y control operacional.

Los procesos que han de realizarse son los siguientes:

1. Balizamiento de las zonas de trabajo, restringiendo la circulación de vehículos externos a la obra.
2. Adecuación de superficies de acopio de materiales: en ocasiones con casetas de obra.
3. Despeje y desbroce: Se eliminará la vegetación tanto de árboles como de arbustos.
4. Movimiento de tierras
5. Realización del firme: Se empleará como ya se ha mencionado anteriormente zahorra artificial debido a las características que presenta el terreno y es necesario aplicar este material.
6. En caso de interceptar con algún curso de agua deberán realizarse obras de drenaje a lo largo del vial.
7. Eliminación de los materiales sobrantes y de las instalaciones provisionales.
8. Limpieza y lavado de cucharas, palas y otros elementos, además de la maquinaria que utiliza como energía del motor combustibles como el diésel o gasolina.
9. Almacenamiento y trasiego de combustibles.

Primero hay que limpiar las primeras capas del suelo “blando” hasta llegar a una capa de material compacto. Una vez llegado a este punto deberá acondicionarse con la zahorra artificial. La composición de los viales constará de 40 cm de zahorra artificial.



Figura 41: Vial de zahorra de ascenso al veleta

El ancho requerido para los caminos es de 5-6 m. No es necesario ampliar hasta 9 m dado que se empleará grúa telescópica en lugar de grúa de cadenas. Los motivos de esta selección son varios:

1. requiere menos superficie adicional
2. presenta mayor ritmo de montaje.

En ocasiones, su escasez en el mercado puede suponer un problema, pero dado el contexto actual de menor ritmo de expansión de la eólica que en años anteriores, no sería un inconveniente.

Por último es necesario llevar a cabo obras civiles de excavación para poder introducir el cable de puesta a tierra.

6.3 Construcción del parque

6.3.1 Estudio geológico y geotécnico

Antes de comenzar a construir el parque eólico será necesario llevar a cabo un estudio geológico y a continuación un estudio geotécnico para conocer el tipo de terreno con el que vamos a trabajar, además de determinar el diseño de las cimentaciones de los aerogeneradores, tanto para conocer su riesgo de ataque, como la capacidad portante, etc.

El tipo de terreno es metamórfico. La formación está compuesta por micasquistos frafitosos con feldespato, cloritoide y biotita.

A continuación se puede observar la referencia del mapa geográfico, donde el punto amarillo indica nuestro tipo de terreno del emplazamiento.

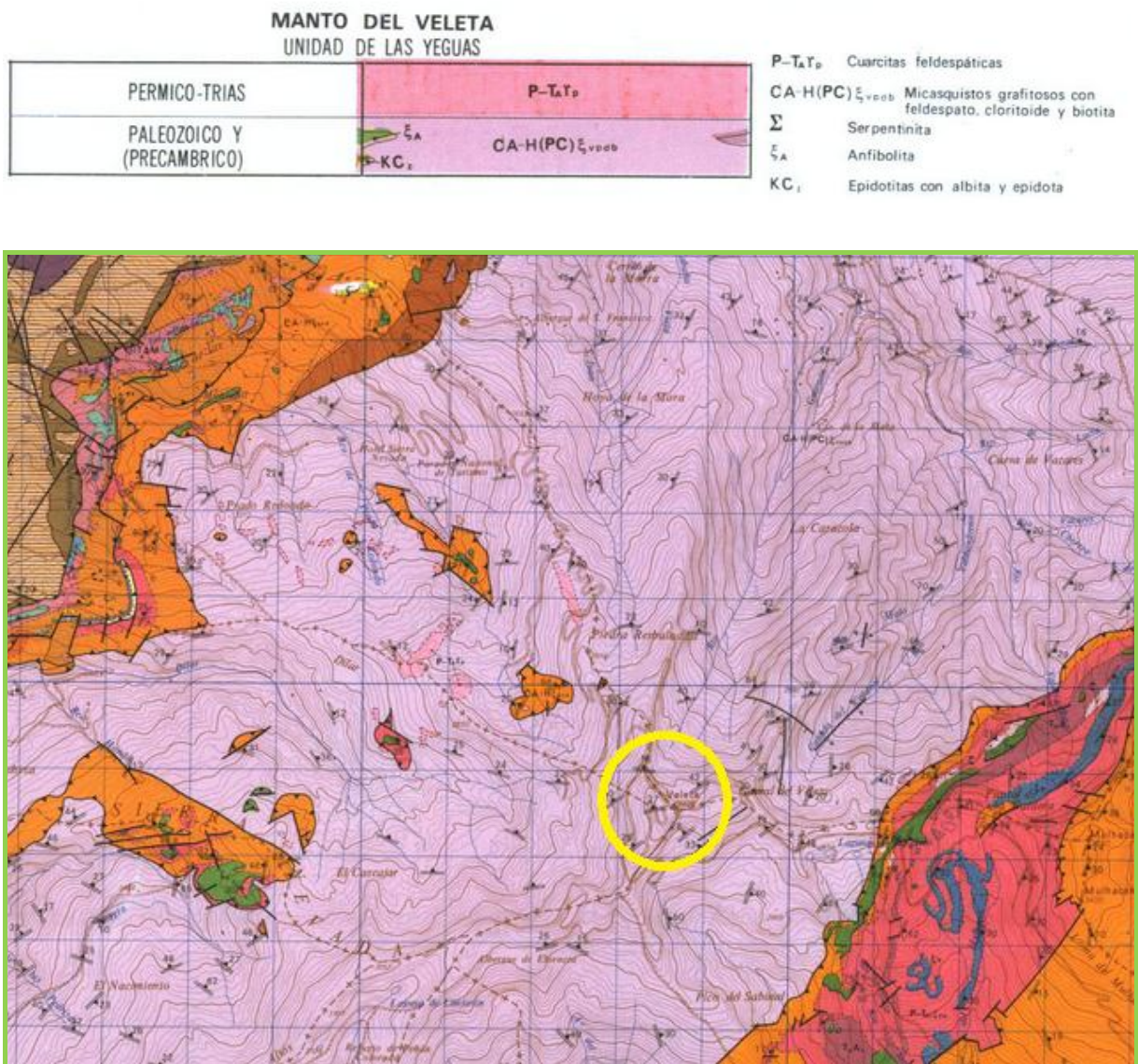


Figura 42: Mapa Geológico

Una vez realizado el estudio del suelo, se preparará todo el terreno para que las máquinas puedan circular, a continuación se realizará un replanteo de la zona y marcar aquellas zonas donde vayan a ir los aerogeneradores.

6.3.2 Toma de tierra

Para la puesta en tierra, se colocarán picas en los puntos medios laterales de cada zapata con una profundidad de 2 metros, ya que se trata de material suelto. Una vez estén colocadas se unirán con un cable de cobre. Después se tienden unas pletinas de acero en el centro de la zapata e irán empapadas en hormigón por el interior de la virola.

Toma de tierra: además de las canalizaciones descritas, cada aerogenerador debe estar provisto de una específica para la red de tierra, con excavación de una zanja de 1 m de profundidad por 0,40 m de anchura, colmatada con tierra vegetal y material procedente de la propia excavación o préstamo. El resto de zanjas se rellenan con diferentes capas de materiales, como arenas, grava y cinta señalizadora.



Figura 43: Detalle toma de tierra

6.3.3 Cimentación

Cuando ya se hayan preparado todas las zonas se comenzará a excavar para implantar las zapatas de cada aerogenerador.

En el anclaje se utilizarán unas zapatas aisladas de planta cuadrada, con unas dimensiones de 10 metros de lado y 2,5 metros de profundidad, ya que se trata de un aerogenerador pequeño. (Vestas 850 KW).



Figura 44: Cimentación

Para la cimentación se construirá un pedestal macizo de hormigón h200, denominado “hormigón de limpieza” de aproximadamente unos 3 metros de lado y 1 metro de altura.

A continuación se dispone la parrilla inferior en la que se colocarán una serie de placas de mármol, de esa forma el enrejado apoyará perfectamente y a su vez también estará un poco elevado. Una vez realizado, se introduce el enrejado de hierro y se verterá el hormigón h300.

Por tanto las acciones de este proceso se puede resumir en:

3. Utilización de maquinaria
4. Voladuras del sustrato rocoso
5. Movimiento de tierras
6. Cimentación del hormigón.



Figura 45: Detalle de cimentación para el aerogenerador

6.3.4 Drenaje

Para el drenaje, simplemente se abrirá en un lateral de la zapata, un agujero por el que se dejará un tubo abierto que irá conectado a la tierra donde evacuará la acumulación del agua.



Figura 46: Detalle drenaje en la zapata

6.3.5 Montaje

Por otro lado, hay que tener en cuenta los viales diseñados en el proyecto. Por ellos pasará una grúa telescópica de 300 toneladas. No será necesario montar la estructura fija de la grúa, la propia grúa alcanza una elevación de piezas de hasta 65 metros

A continuación se muestran los detalles de la grúa:

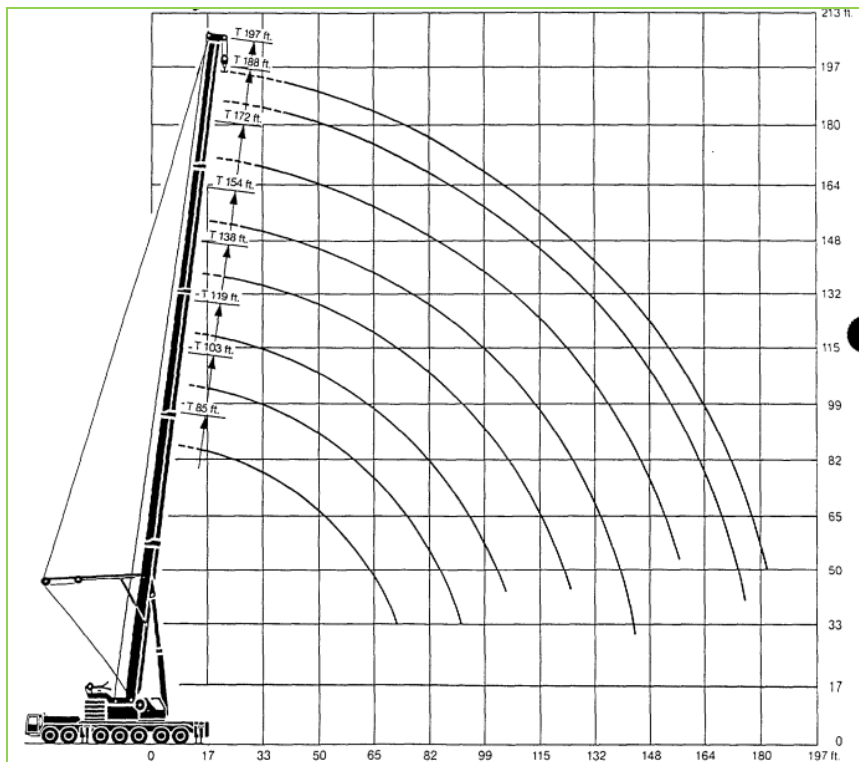


Figura 47: Pesos soportados por cada eje de la grúa



Figura 48: Grúa Liebherr LTM 1300-6.2 .

A continuación se detalla el peso de las distintas partes de los aerogeneradores:

ELEMENTO	PESO (en toneladas)
Nacelle	22
Rotor	10
Torre	30 + 30

Tabla 10: Pesos de cada elemento del aerogenerador

Una vez transportados los componentes del aerogenerador hasta el punto de anclaje, se procede a su ensamblaje, haciendo uso de una grúa de grandes dimensiones.

De este modo se realiza el izado de la torre, que consta de dos partes, a continuación se coloca la góndola o nacelle , el rotor por último cada una de las palas.



Figura 49: Colocación del primer tramo sobre la base.



Figura 50: Ensamblaje del primer tramo con el segundo tramo de la torre



Figura 51: Elevación y colocación de la nacelle



Figura 52: Elevación de una de las tres palas



Figura 53: Colocación de una de las palas



Figura 54: Montaje con grúa telescópica

6.3.6 Negociaciones con suministradores

Hay que tener en cuenta varios factores, como la disponibilidad, el precio actual del mercado o la fiabilidad de las propias empresas suministradoras.

6.3.7 Suministro

Suministro de los aerogeneradores

Por un lado el suministro de los aerogeneradores, en nuestro caso, la compañía Vestas.

Suministro de la Obra Civil

Respecto a la infraestructura para las cimentaciones se utilizarán las propias de una empresa Granadina, sin embargo, para el contrato de las grúas para la instalación de los aerogeneradores, ALE-Heavylift será la empresa.

Presupuesto de la grúa:

	Desplazamiento	€/día	Días	
Grúa	5.000 €	2240	16	40.840 €

Tabla 11: Presupuesto de alquiler de grúa

Suministro eléctrico

Tanto los transformadores, seccionadores y cables MT cuentan con un suministro global y una tecnología madura.

Para la subestación, la llevará a cabo una empresa especialista en EPC subestaciones. Existen varias empresas que operan en Granada, como SCHNEIDER ELECTRIC ESPAÑA S.A, o CONECTORES Y SISTEMAS S.L.

Pederíamos presupuesto a ambas empresas y veríamos cual sería la más económica. Seguramente Conectores y Sistemas S.L., pero tiene menos fiabilidad que Schneider.

Más adelante se muestra el coste de la subestación.

7. Fuente Eólica

La energía eólica es una transformación de la energía solar. Esta energía no llega uniformemente a la Tierra, sino que durante el proceso, se calentarán primero las zonas próximas al ecuador, y en menor grado las zonas polares. Asimismo, los continentes son más vulnerables al enfriamiento y calentamiento que los océanos.

En la atmósfera el aire caliente es mucho más ligero que el aire frío, por lo que se eleva hasta una altura de aproximadamente 10Km, para posteriormente orientarse dirección norte y sur. De esta manera, las corrientes de aire frío se desplazan por debajo de las corrientes de aire caliente.

Tanto las masas de agua como de aire se mueven en un sistema rotatorio, sin embargo, no de manera lineal, ya que debido a la rotación de la Tierra, sigue una trayectoria circular, en el cual, en el hemisferio Norte giran en sentido de las agujas del reloj y en el hemisferio Sur, al contrario de las agujas del reloj. La ley de Coriolis es la encargada de explicar la dirección del giro del viento.



Figura 55: Movimiento de las corrientes de aire.

Se produce cuando masas de aire o de agua se desplazan siguiendo meridianos terrestres, y su trayectoria y velocidad se ven modificadas por él. En efecto, los vientos o corrientes oceánicas que se desplazan siguiendo un meridiano se desvían acelerando en la dirección de giro (este) si van hacia los polos o al contrario (oeste) si van hacia el ecuador. La manifestación de estas desviaciones produce, que las borrascas tiendan a girar en el

hemisferio sur en el sentido de las agujas del reloj y, en el hemisferio norte, en sentido contrario.

Como hemos mencionado anteriormente, el rápido cambio de la temperatura del aire tanto en las zonas de agua como en las zonas del continente, provoca diferencias de presión que van a influir en la formación de corrientes de aire.

En resumen, el viento no es más que las corrientes de aire que se forman al intentar compensarse la presión del aire en diferentes regiones.

Aproximadamente el 1% o el 2% de la energía que recibimos del Sol se transforma en energía eólica.

7.1 Variabilidad de la velocidad del viento

7.1.1 A corto plazo

La velocidad del viento está en continuo movimiento por lo que los datos de viento varían constantemente. La magnitud del viento dependerá de tres factores:

- Las condiciones climáticas
- Las condiciones de superficies locales
- Los obstáculos que se vaya a encontrando a su paso.

La energía del viento es utilizada mediante el uso de máquinas eólicas capaces de transformar la energía eólica en energía mecánica de rotación utilizable, ya sea para accionar directamente las máquinas operatrices, como para la producción de energía eléctrica.

7.1.2 Diurnas y nocturnas

Las curvas de variación diaria de la velocidad del viento durante el día presentan grandes diferencias en función de la situación meteorológica.

Por lo general y en especial, cerca de la superficie, la velocidad del viento se incrementa rápidamente después del amanecer, alcanzará su máximo al mediodía y disminuye sensiblemente durante la noche, por lo que la velocidad del viento es menor.

El hecho de que la velocidad del viento al salir el Sol incremente es debido a un aumento de la inestabilidad atmosférica.

También a mayor altura la velocidad del viento se incrementa como consecuencia de la disminución de la rugosidad. La velocidad del viento durante el día (m/s) se puede estimar a partir de la expresión:

- $U_d = [2U(U_d/U_n)]/[1+(U_d/U_n)]$
- U_d : velocidad del viento diurna
- U_n : velocidad del viento nocturna
- U : velocidad del viento como media de las 24 horas

.

Para los cálculos se puede considerar por defecto un valor de 2 para la relación U_d/U_n (Doorenbos y Pruitt, 1977). Esta relación se emplea en el método de cálculo de la evapotranspiración de Penman modificado por Doorenbos y Pruitt en el que introducen un factor corrector que “c” que considera la relación diurna/nocturna del viento, la humedad relativa máxima, y la radiación.

7.2 Otros factores que influyen

Para poder aprovechar la energía eólica es importante conocer:

- Las variaciones diurnas y nocturnas y estacionales de los vientos
- La variación de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo
- La entidad de las ráfagas en espacios de tiempo breves
- Los valores máximos ocurridos en series históricas de datos con una duración mínima de 20 años.

Por otro lado, es importante conocer la velocidad máxima del viento. Para poder utilizar la energía del viento es necesario que este alcance una velocidad mínima conocida como “*cut-in-speed*” que varía desde los 3 m/s (10 km/h) hasta los 4 m/s (14,4 km/h), y una velocidad máxima llamada “*cut-out speed*” que no supere los 25 m/s (90 km/h).

7.3 La densidad del aire.

En los vientos locales, en concreto los vientos de montaña, se originan en las laderas que dan al sur, en este caso por encontrarnos en el hemisferio Norte.

Cuando las laderas y el aire próximo a ellas se calientan, la densidad del aire disminuye, por lo que el aire asciende hasta la cima siguiendo la superficie de la ladera/montaña. Al caer la noche, la dirección del viento se invierte, convirtiéndose así en un viento que fluye montaña abajo.

En caso de que el fondo del valle este inclinado, como sucede en algunas ocasiones en Sierra Nevada, el aire asciende y desciende por el valle, conocido este efecto como viento de cañón.



Figura 56: Efecto viento cañón producido en alta montaña

8. Potencial eólico

Primero se tiene que hacerse un análisis de la supuesta potencia generada por un aerogenerador en la posición en la que se ha colocado el anemómetro. Así se puede estimar la potencia que generaría el parque eólico en caso de instalarlo en ese sitio.

Primero tenemos que recoger los datos de viento obtenidos por las torres anemométricas. Uno de los datos más relevantes son las velocidades recogidas en el anemómetro.

Para evaluar un emplazamiento hay que determinar las características del viento en ese lugar, y tener en cuenta los siguientes aspectos.

8.2 Condiciones generales del viento en un emplazamiento (medias diarias, estacionales, anuales).

Datos de 10 minutos a 1 hora de promedio :

- Condiciones meteorológicas (temperatura, presión atmosférica, humedad relativa, densidad del aire)
- Distribución de frecuencias de dirección.
- Variación temporal de la velocidad.
- Potencial eólico disponible.

8.3 Características del viento para el funcionamiento del sistema.

Datos de 10 minutos a 1 hora de promedio.

- Perfil vertical de velocidad horizontal: Variaciones temporales. Relaciones con la dirección.
- Variación de la velocidad vertical: Relaciones entre el viento vertical y la dirección. Relaciones entre el viento vertical y el horizontal.

Datos de 1 minuto a 10 minutos de promedio.

- Factores de ráfaga: Relaciones entre la velocidad, dirección y factor de ráfagas.
- Características de la turbulencia: Relaciones entre dirección y turbulencia. Relaciones entre velocidad y turbulencia.
- Desviación de la velocidad

8.4 Toma de medidas

8.4.1 Anemómetro

Son los instrumentos que se utilizan para determinar la velocidad del viento. En este proyecto hemos utilizado uno de tres cazoletas semicónicas, ya que su principal ventaja es que miden ambos componentes horizontales del viento.

El anemómetro de cazoletas consiste en tres o cuatro cazoletas montadas simétricamente alrededor de un eje vertical. Debido a que la fuerza que ejerce el aire en el lado cóncavo es mayor que en el lado convexo, la rueda de cazoletas gira.

La velocidad de rotación es proporcional a la velocidad del viento. Dicha rotación puede medirse de varios modos: contando mecánicamente el número de revoluciones, conectando el eje de la rueda de cazoletas a un pequeño generador eléctrico y midiendo el voltaje instantáneo, o a un interruptor optoeléctrico y midiendo su salida.

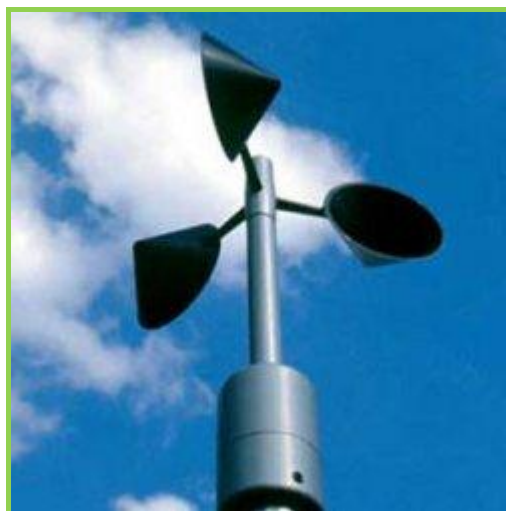


Figura 57: Anemómetro

8.4.2 Medida de 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, por lo 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.



Figura 58: Veleta

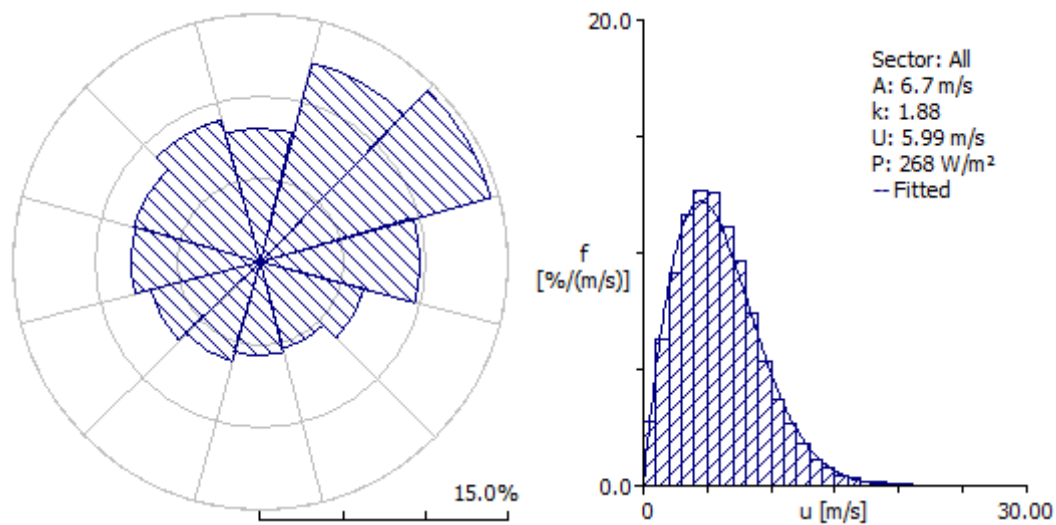
Hemos decidido dividir la rosa de vientos en doce sectores para una mayor exactitud. A continuación se muestra una tabla con los efectos producidos en cada sector recogidos por la veleta.

Sector	Angle [°]	Or.Spd [%]	Or.Tur [°]	Obs.Spd [%]	Rgh.Spd [%]	Rix [%]
1	0	101.80	6.6	0.00	0.00	14.9
2	30	120.35	2.8	0.00	0.00	39.9
3	60	119.41	-3.3	0.00	0.00	47.8
4	90	99.76	-6.7	0.00	0.00	40.4
5	120	79.09	-3.4	0.00	0.00	40.5
6	150	80.24	4.0	0.00	0.00	28.0
7	180	101.80	6.6	0.00	0.00	35.1
8	210	120.35	2.8	0.00	0.00	28.6
9	240	119.41	-3.3	0.00	0.00	23.7
10	270	99.76	-6.7	0.00	0.00	29.2
11	300	79.09	-3.4	0.00	0.00	19.7
12	330	80.24	4.0	0.00	0.00	14.8

Todos los sectores RIX (Índice de rugosidad) del lugar es del 30,2%

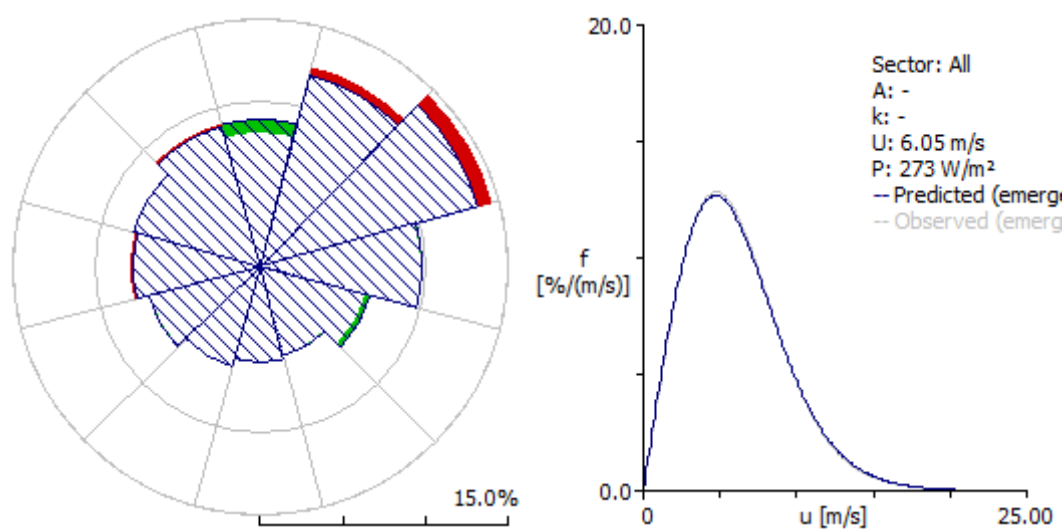
Tabla 12: División de sectores rosa de vientos

-	Weibull fit	Combined	Discrepancy
Mean wind speed	5.99 m/s	6.03 m/s	0.77%
Mean power density	268 W/m²	268 W/m²	-0.01%



Gráfica 1: Climatología del viento recogida en el lugar donde está colocada la estación meteorológica

-	Observed	Observed	Predicted	Discrepancy
Mean wind speed	5.99 m/s	6.05 m/s	1.02%	
Mean power density	268 W/m²	273 W/m²	1.83%	



Gráfica 2: Auto-predicción de la estación meteorológica

8.4.3 Medida de la temperatura

La medida de la temperatura se utiliza para la determinación de la potencia suministrada, además de evaluar la climatología local en emplazamientos de parques eólicos. Los termómetros corrientes basados en un elemento de resistencia de platino son los más utilizados para estos casos.

8.4.4 Medida de la presión atmosférica

La presión atmosférica se utiliza para la determinación de la potencia suministrada en una instalación eólica. Generalmente se utiliza un barómetro meteorológico.

8.5 Emplazamiento

8.5.1 Factores influyentes en el funcionamiento de un sistema Eólico.

- Velocidad media del viento, y sus variaciones diurnas, estacionales e interanuales
- Distribución de probabilidades de velocidades
- Variación con la altura de la velocidad y de la dirección
- Distribución de direcciones y probabilidades de cambios bruscos de dirección
- Variaciones estacionales y diurnas de la densidad del aire y variaciones con la altura Características de las series temporales de altos vientos y de periodos de calma
- Interacciones entre estelas de máquinas en los parque eólicos
- Frecuencias de condiciones extremas de viento
- Condiciones atmosféricas especiales

8.5.2 Criterios básicos de selección de emplazamientos

- Variaciones diurnas y estacionales aceptables
- Localizaciones que hagan máxima la energía producida por el parque.
- Separación mínima entre aerogeneradores en las direcciones más energéticas de 5 diámetros de rotor con efecto de reducir el denominado efecto estela.
- Inexistencia de elementos generadores de turbulencia que reduzcan la disponibilidad de los aerogeneradores.
- Viabilidad de ejecución. Se debe verificar que no existan limitaciones para la instalación de cierto tipo de maquinarias por motivos medioambientales, de transporte, etc.

- Limitación de potencia instalable en el parque.

8.5.3 Otros factores

Aparte de las ya mencionadas, existen otros aspectos económicos para la selección del emplazamiento de los aerogeneradores.

- Económicos: Tipo de aplicación, infraestructura, distancia a las líneas de transmisión, accesos, costes de suministros.
- Ambientales: Impacto visual, ruido, efectos en el microclima y en la ecología.
- Institucionales: Usos del terreno, seguridad, regulaciones, derechos, etc.
- Meteorológicos: Vientos extremos, turbulencia, heladas, salinidad o aerosoles del ambiente, etc.
- Técnicos: Uso de la energía, impacto en la operación de las plantas de potencia de la red, fiabilidad, eficiencia, etc.
- Aceptación pública.

8.6 Producción energética con el programa WAsp

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, que se encarga de extrapolar horizontal y verticalmente los datos de viento. El programa contiene varios modelos para la descripción del viento en función de la orografía del terreno y de la presencia de objetos que pueden bloquear el flujo normal del viento.

Lo primero que se ha de hacer es cargar un mapa de la zona que contiene las curvas de nivel y la rugosidad del emplazamiento.

A continuación se introducen los datos de viento obtenidos en el programa Excel, junto con la estación meteorológica para poder obtener las gráficas de distribución de probabilidad de velocidades y rosas de vientos de los aerogeneradores.

Después, se sitúan el número de aerogeneradores que va a tener el parque, así como las coordenadas de cada uno, como el tipo de turbina a utilizar. En este caso se han colocado en el programa WAsP las 8 turbinas de 850KW en los puntos más estratégicos y de mayor viento dentro del emplazamiento.

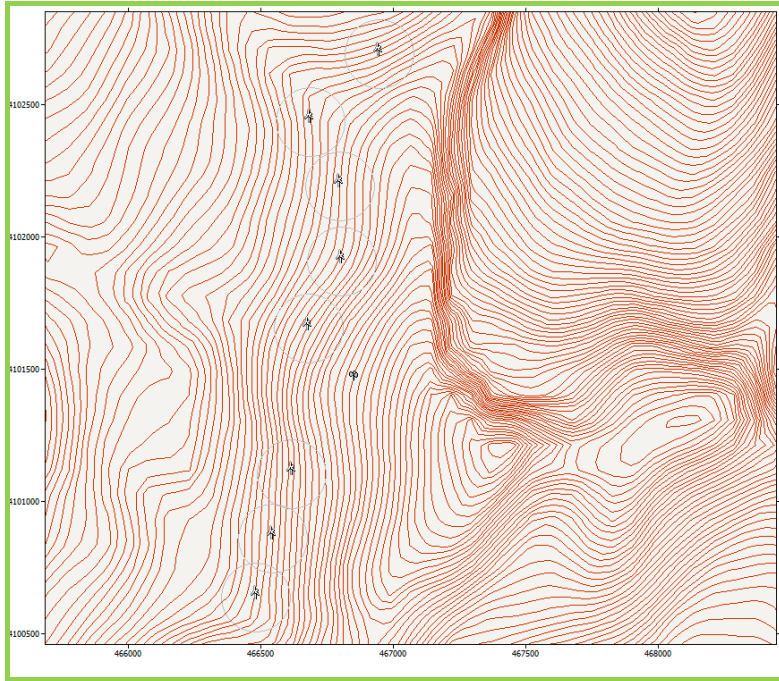


Figura 59: Colocación aerogeneradores

8.7 Ubicación Aerogeneradores

A continuación en la tabla se muestra las pérdidas generadas por cada turbina. Y como podemos observar la turbina 4,6,8 presentan un porcentaje mayor de perdidas con respecto al resto.

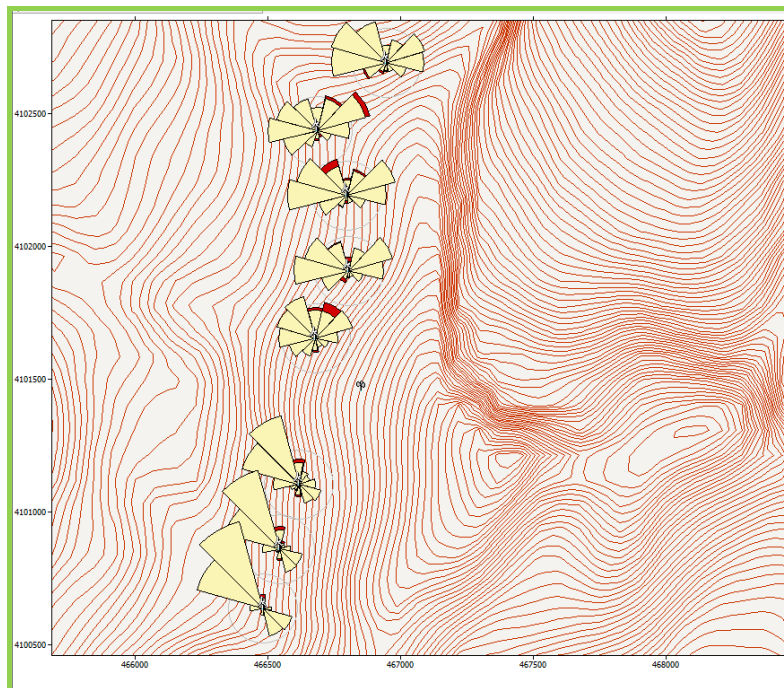


Figura 60: Pérdidas generadas por cada turbina

A diferencia de la tabla anterior, en esta se muestra las producciones anuales netas de energías (AEP) por cada uno de los aerogeneradores. La rosa de los vientos de cada aerogenerador.

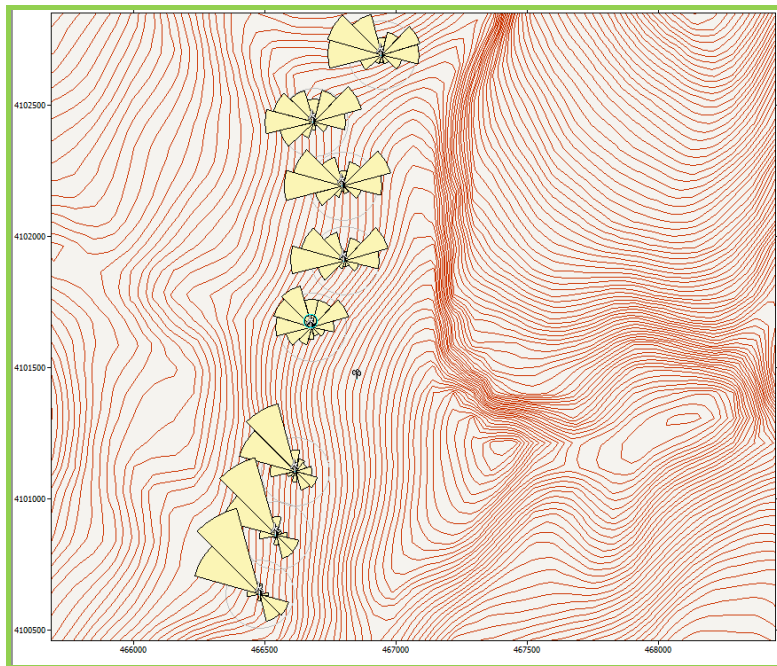


Figura 61: Rosa de los vientos para cada aerogenerador

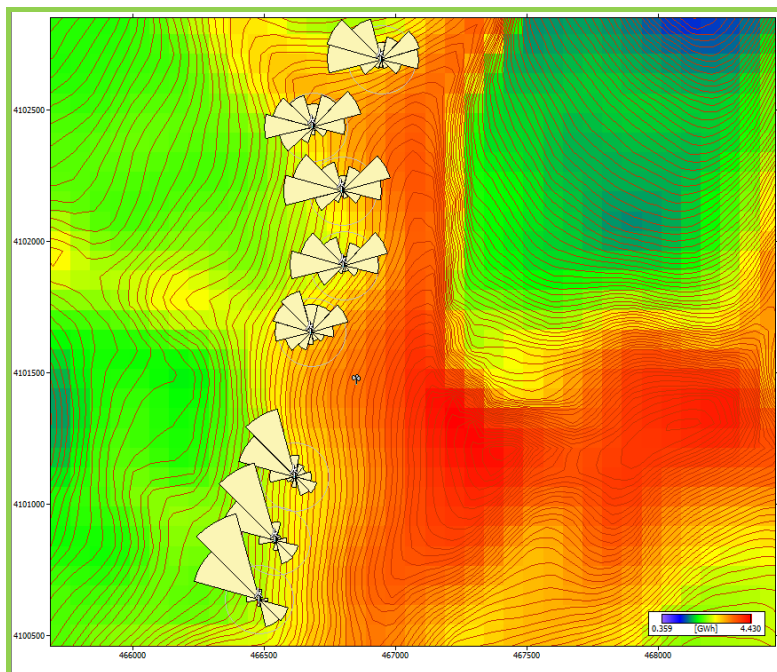


Figura 62: Producción de energía neta anual (AEP)

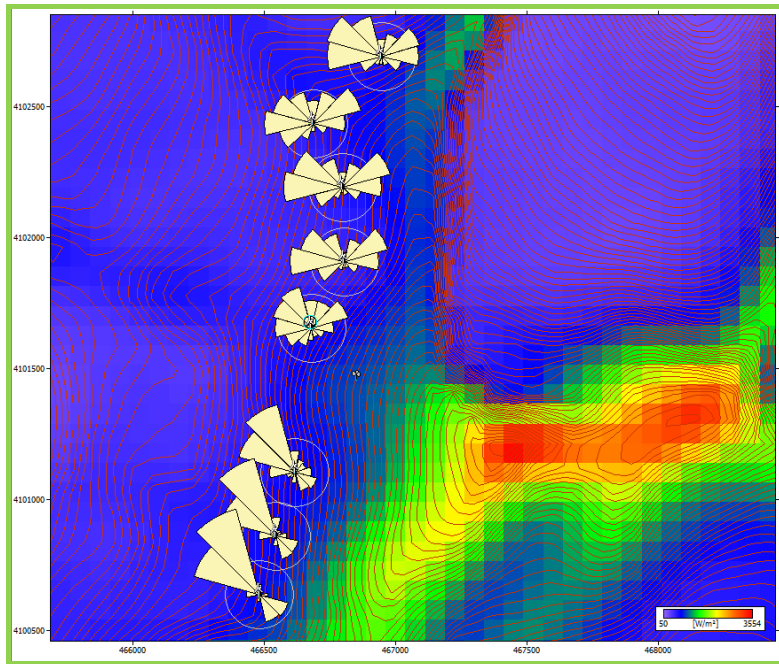


Figura 63: Densidad del aire



Figura 64: Vista de la posición de los aerogeneradores

8.8 Distribución de densidad de Weibull

Por otro lado, para la determinación de la distribución del viento a lo largo de un periodo de tiempo, en este caso un año se utilizará la ley de probabilidad de Weibull.

Esta ley viene definida por la siguiente ecuación.

$$P(V) = (K/C) \cdot (V/C)^{k-1} \cdot \text{EXP}(-V/C)^K$$

- $P(V)$ = Probabilidad estadística de que ocurra una determinada velocidad V .
- C = factor de escala cuyo valor cercano a la velocidad media, ya que tiene unidades de velocidad.
- K = factor de forma, cuyo valor es cercano a la desviación típica y es adimensional.

Gracias a esta fórmula se puede obtener la probabilidad de que exista una velocidad del viento superior a una determinada velocidad dada:

- V_x :
- $P(V \geq V_x) = \text{EXP}-(V_x/C)^K$

La probabilidad de que existan velocidades entre dos límites dados V_x , V_y :

$$P(V_x \leq V \leq V_y) = \text{EXP}-(V_x/C)^K - \text{EXP}-(V_y/C)^K$$

La velocidad media se obtiene mediante la fórmula:

$$V_m = C \cdot \Gamma^{1/K}(1 + 1/K)$$

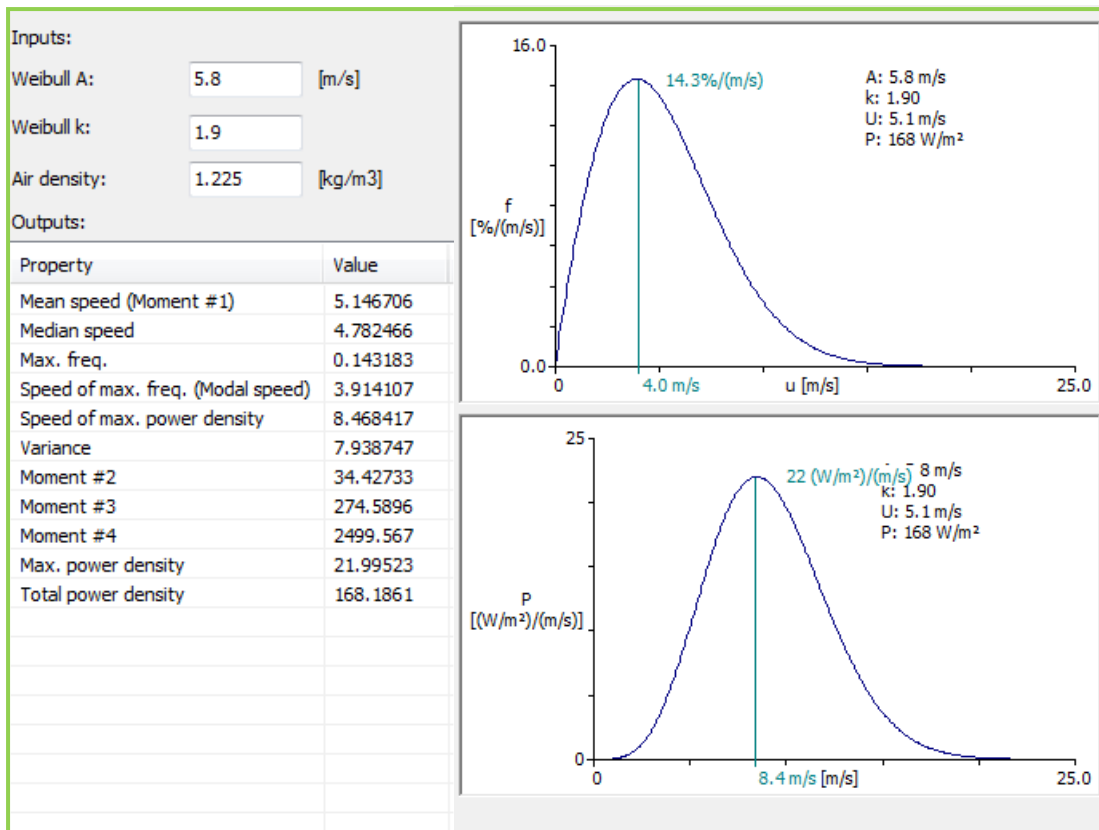


Gráfico 3: Distribución de Weibull.

8.9 Wind atlas

El wind atlas contiene los datos de las 5 longitudes de referencias de rugosidad (0.000 m, 0.030 m, 0.100 m, 0.400 m, 1.500 m) y 5 referencias de altura (10 m, 25 m, 50 m, 100 m, 200 m) sobre el nivel del suelo. La rosa de los vientos de Weibull lo hemos dividido en 12 sectores.

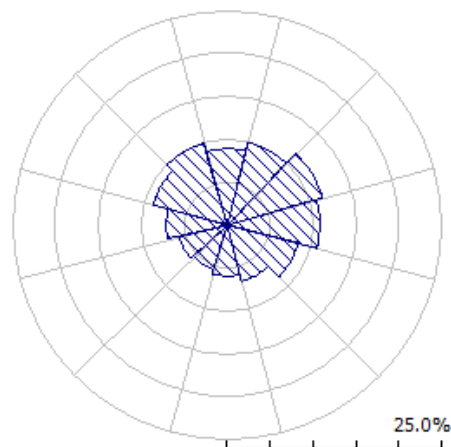
Height	Parameter	0.00 m	0.03 m	0.10 m	0.40 m	1.50 m
10.0 m	Weibull A [m/s]	4.87	3.43	3.00	2.36	1.60
	Weibull k	2.13	1.83	1.85	1.83	1.89
	Mean speed U [m/s]	4.31	3.04	2.67	2.10	1.42
	Power density E [W/m ²]	88	36	24	12	4
25.0 m	Weibull A [m/s]	5.27	4.11	3.71	3.11	2.43
	Weibull k	2.16	1.96	1.96	1.94	1.98
	Mean speed U [m/s]	4.67	3.64	3.29	2.76	2.16
	Power density E [W/m ²]	111	58	43	25	12
50.0 m	Weibull A [m/s]	5.57	4.76	4.36	3.77	3.13
	Weibull k	2.18	2.18	2.15	2.10	2.12
	Mean speed U [m/s]	4.93	4.22	3.86	3.34	2.77
	Power density E [W/m ²]	130	81	63	42	23

100.0 m	Weibull A [m/s]	5.85	5.65	5.21	4.58	3.93
	Weibull k	2.05	2.30	2.34	2.33	2.40
	Mean speed U [m/s]	5.19	5.01	4.61	4.06	3.49
	Power density E [W/m ²]	159	129	100	68	42
200.0 m	Weibull A [m/s]	6.10	7.03	6.46	5.69	4.97
	Weibull k	1.85	2.21	2.24	2.24	2.33
	Mean speed U [m/s]	5.41	6.22	5.72	5.04	4.41
	Power density E [W/m ²]	202	257	197	135	87

Tabla 12: resumen del viento local

8.10 La rosa de los vientos

Rugosidad rosa de los vientos. Longitud 0.00m



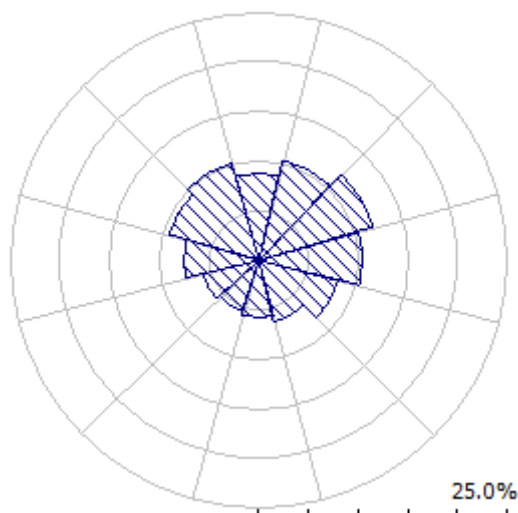
Frecuencias del sector de rugosidad. Longitud de 0.00m

Sector index	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Sector centre angle [°]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
Frequency [%]	9.0	10.0	11.7	10.8	8.7	6.9	5.9	5.4	5.7	7.2	8.9	10.0

Height		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
10.0 m	A	5.2	4.6	4.4	4.3	4.3	4.2	4.2	4.3	4.7	5.5	6.2	6.3
	k	2.19	2.70	2.79	2.59	2.42	2.30	2.20	2.26	2.29	2.27	2.22	2.17
	U	4.57	4.05	3.91	3.80	3.78	3.69	3.71	3.78	4.12	4.90	5.49	5.54
	E	102	61	53	52	53	52	55	56	72	122	176	184
25.0 m	A	5.6	4.9	4.7	4.6	4.6	4.5	4.5	4.6	5.0	6.0	6.7	6.8
	k	2.23	2.75	2.84	2.64	2.46	2.34	2.24	2.31	2.33	2.31	2.26	2.22
	U	4.95	4.38	4.23	4.12	4.09	3.99	4.02	4.09	4.46	5.30	5.94	6.00
	E	128	76	67	65	67	65	68	70	91	153	219	229
50.0 m	A	5.9	5.2	5.0	4.9	4.9	4.8	4.8	4.9	5.3	6.3	7.1	7.2
	k	2.25	2.78	2.87	2.66	2.48	2.36	2.26	2.33	2.35	2.33	2.28	2.24
	U	5.23	4.63	4.47	4.35	4.32	4.22	4.24	4.32	4.72	5.60	6.28	6.34
	E	150	89	79	76	78	76	80	83	106	179	257	269
100.0 m	A	6.2	5.5	5.3	5.2	5.1	5.0	5.0	5.1	5.6	6.7	7.5	7.5
	k	2.11	2.60	2.68	2.49	2.32	2.21	2.12	2.18	2.20	2.19	2.14	2.09
	U	5.50	4.87	4.70	4.58	4.54	4.43	4.46	4.54	4.96	5.89	6.60	6.66
	E	185	108	95	93	96	93	98	101	130	220	316	331
200.0 m	A	6.5	5.7	5.5	5.4	5.4	5.2	5.2	5.4	5.8	6.9	7.8	7.8
	k	1.88	2.31	2.39	2.22	2.07	1.97	1.88	1.94	1.96	1.95	1.90	1.87
	U	5.74	5.08	4.90	4.78	4.74	4.63	4.66	4.74	5.18	6.15	6.89	6.96
	E	236	135	118	116	121	118	126	129	165	279	403	424

Tabla 13: Distribución de Weibull para rugosidad longitud 0.00m

Rugosidad rosa de los vientos. Longitud 0.03m



Frecuencias del sector de rugosidad. Longitud de 0.03m

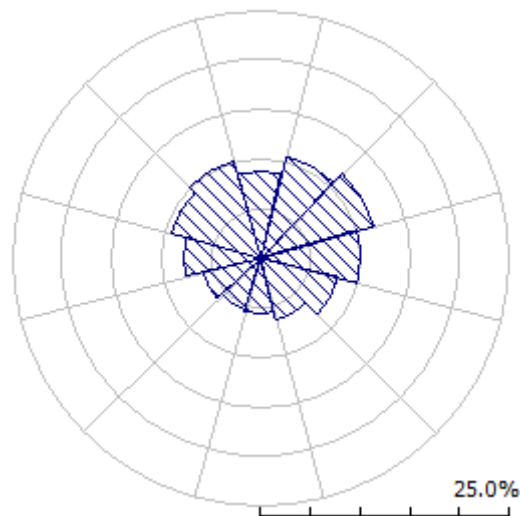
Sector index	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Sector centre angle [°]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
Frequency [%]	8.7	10.4	12.1	10.4	8.1	6.4	5.7	5.3	5.8	7.7	9.3	10.2

Height		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
10.0 m	A	3.4	3.2	3.1	3.0	3.0	2.9	3.0	3.1	3.3	4.0	4.4	4.4
	k	2.02	2.33	2.33	2.13	2.01	1.92	1.85	1.96	1.94	1.94	1.88	1.82
	U	2.99	2.83	2.75	2.68	2.68	2.59	2.64	2.71	2.97	3.55	3.93	3.87
	E	31	23	21	21	22	21	24	24	32	54	76	75
25.0 m	A	4.0	3.8	3.7	3.6	3.6	3.5	3.6	3.7	4.0	4.8	5.3	5.2
	k	2.18	2.52	2.52	2.30	2.17	2.08	1.99	2.12	2.10	2.09	2.03	1.96
	U	3.57	3.38	3.29	3.20	3.21	3.10	3.16	3.24	3.55	4.25	4.70	4.64
	E	49	37	34	34	36	34	37	38	50	86	120	119
50.0 m	A	4.7	4.4	4.3	4.2	4.2	4.0	4.1	4.2	4.6	5.5	6.1	6.1
	k	2.45	2.83	2.83	2.58	2.43	2.33	2.24	2.38	2.36	2.35	2.28	2.21
	U	4.14	3.91	3.80	3.71	3.71	3.59	3.66	3.75	4.11	4.92	5.44	5.36
	E	69	53	49	48	50	47	52	53	70	120	167	165
100.0 m	A	5.5	5.2	5.1	4.9	5.0	4.8	4.9	5.0	5.5	6.6	7.3	7.2
	k	2.61	3.02	3.02	2.75	2.59	2.48	2.38	2.53	2.51	2.50	2.43	2.35
	U	4.91	4.64	4.52	4.40	4.40	4.26	4.35	4.45	4.88	5.84	6.46	6.37
	E	111	86	79	77	80	75	82	85	112	192	267	262

200.0	A	6.9	6.5	6.3	6.2	6.2	6.0	6.1	6.2	6.9	8.2	9.1	8.9
m	k	2.49	2.88	2.88	2.63	2.47	2.37	2.28	2.42	2.40	2.39	2.32	2.24
	U	6.11	5.78	5.62	5.47	5.48	5.30	5.41	5.54	6.07	7.26	8.04	7.92
	E	220	170	156	153	160	149	164	168	223	382	531	522

Tabla14: Distribución de Weibull para rugosidad longitude 0.00m

Rugosidad rosa de los vientos. Longitud 0.10m



Frecuencias del sector de rugosidad. Longitud de 0.30m

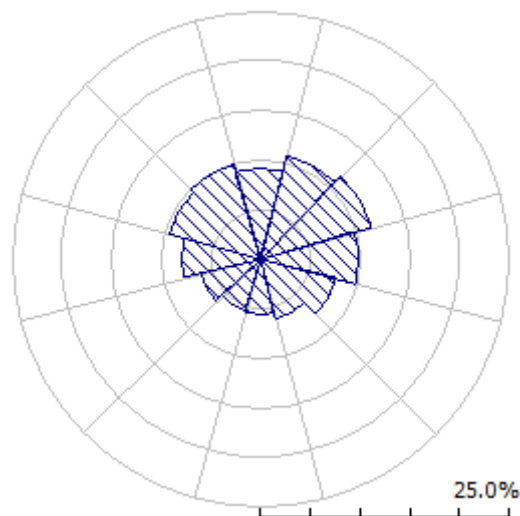
Sector index	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Sector centre angle [°]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
Frequency [%]	8.8	10.6	11.9	10.1	8.0	6.4	5.7	5.3	5.9	7.7	9.4	10.2

Height	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	
10.0	A	2.9	2.8	2.7	2.7	2.6	2.6	2.6	2.7	3.0	3.5	3.9	3.7
m	k	2.06	2.38	2.32	2.16	2.01	1.92	1.87	1.94	1.95	1.94	1.89	1.81
	U	2.60	2.47	2.40	2.36	2.34	2.28	2.33	2.38	2.67	3.14	3.43	3.32
	E	20	15	14	14	15	14	16	16	23	37	50	48

25.0 m	A	3.6	3.4	3.3	3.3	3.3	3.2	3.2	3.3	3.7	4.4	4.8	4.6
	k	2.21	2.55	2.49	2.31	2.15	2.06	2.01	2.07	2.09	2.08	2.03	1.94
	U	3.21	3.05	2.96	2.91	2.89	2.81	2.88	2.94	3.29	3.87	4.24	4.10
	E	35	27	25	25	26	25	28	29	40	65	88	83
50.0 m	A	4.2	4.0	3.9	3.8	3.8	3.7	3.8	3.9	4.4	5.1	5.6	5.4
	k	2.45	2.82	2.76	2.56	2.38	2.28	2.22	2.29	2.31	2.31	2.24	2.15
	U	3.76	3.57	3.48	3.42	3.39	3.30	3.38	3.45	3.87	4.55	4.98	4.81
	E	52	41	38	38	39	37	41	42	59	97	130	121
100.0 m	A	5.1	4.8	4.6	4.6	4.6	4.4	4.5	4.6	5.2	6.1	6.7	6.5
	k	2.68	3.10	3.03	2.81	2.61	2.50	2.44	2.52	2.54	2.53	2.46	2.36
	U	4.49	4.27	4.15	4.08	4.05	3.94	4.03	4.12	4.62	5.43	5.94	5.74
	E	84	66	61	61	62	59	65	67	94	153	205	191
200.0 m	A	6.3	5.9	5.8	5.7	5.7	5.5	5.6	5.8	6.5	7.6	8.3	8.0
	k	2.56	2.96	2.89	2.68	2.49	2.39	2.33	2.40	2.42	2.42	2.35	2.25
	U	5.57	5.29	5.14	5.06	5.02	4.88	5.00	5.11	5.72	6.73	7.36	7.11
	E	164	128	120	119	123	116	127	132	185	302	404	378

Tabla15: Distribución de Weibull para rugosidad longitude 0.30m

Rugosidad rosa de los vientos. Longitud 0.40m



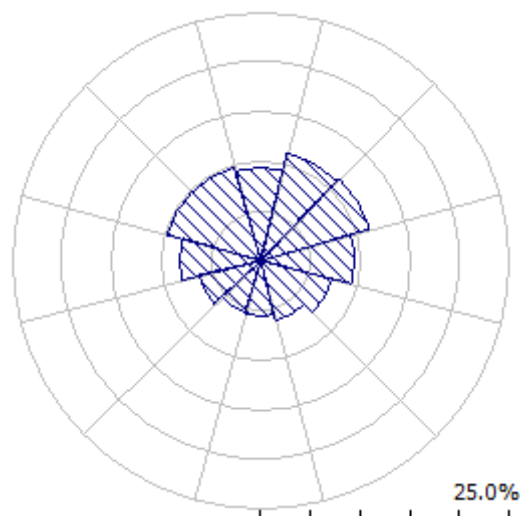
Frecuencias del sector de rugosidad. Longitud de 0.40m

Sector index	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Sector centre angle [°]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
Frequency [%]	9.1	10.8	11.6	9.8	7.8	6.2	5.6	5.4	6.2	7.9	9.6	10.0

Height		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
10.0 m	A	2.3	2.2	2.1	2.1	2.1	2.0	2.1	2.2	2.4	2.8	3.0	2.9
	k	2.06	2.30	2.25	2.06	1.96	1.87	1.83	1.93	1.92	1.94	1.90	1.81
	U	2.03	1.93	1.89	1.85	1.83	1.79	1.83	1.91	2.15	2.50	2.69	2.55
	E	9	7	7	7	7	7	8	8	12	19	24	22
25.0 m	A	3.0	2.9	2.8	2.7	2.7	2.7	2.7	2.8	3.2	3.7	4.0	3.8
	k	2.18	2.44	2.38	2.18	2.08	1.98	1.95	2.05	2.04	2.06	2.01	1.92
	U	2.67	2.54	2.48	2.43	2.42	2.35	2.41	2.51	2.83	3.30	3.55	3.37
	E	20	16	15	15	16	15	17	18	26	41	52	46
50.0 m	A	3.6	3.5	3.4	3.3	3.3	3.2	3.3	3.4	3.9	4.5	4.8	4.6
	k	2.38	2.66	2.60	2.38	2.27	2.16	2.12	2.24	2.23	2.25	2.20	2.10
	U	3.23	3.07	3.00	2.94	2.92	2.85	2.91	3.04	3.43	3.99	4.29	4.07
	E	34	27	25	25	26	25	27	30	43	67	85	75
100.0 m	A	4.4	4.2	4.1	4.0	4.0	3.9	4.0	4.2	4.7	5.5	5.9	5.6
	k	2.69	3.00	2.94	2.69	2.56	2.44	2.39	2.52	2.51	2.53	2.47	2.36
	U	3.92	3.73	3.65	3.57	3.55	3.46	3.54	3.69	4.16	4.85	5.21	4.94
	E	55	45	42	42	42	41	44	48	69	109	138	122
200.0 m	A	5.5	5.2	5.1	5.0	5.0	4.9	5.0	5.2	5.8	6.8	7.3	6.9
	k	2.57	2.87	2.81	2.57	2.45	2.33	2.29	2.41	2.40	2.42	2.37	2.26
	U	4.87	4.64	4.54	4.44	4.41	4.30	4.40	4.59	5.17	6.03	6.48	6.15
	E	110	88	83	83	84	81	88	96	138	216	274	243

Tabla 16: Distribución de Weibull para rugosidad longitud 0.40m

Rugosidad rosa de los vientos. Longitud 1.50m



Frecuencias del sector de rugosidad. Longitud de 1.50m

Sector index	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Sector centre angle [°]	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
Frequency [%]	9.4	11.1	11.4	9.4	7.5	6.1	5.5	5.4	6.4	8.2	9.7	9.8

Height		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
10.0 m	A	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4	1.5	1.7	1.9	2.0	1.9
	k	2.19	2.41	2.36	2.21	2.06	1.98	1.96	1.99	1.98	1.92	1.85	1.79
	U	1.37	1.31	1.29	1.27	1.26	1.24	1.26	1.32	1.50	1.70	1.79	1.66
	E	3	2	2	2	2	2	2	3	4	6	7	6
25.0 m	A	2.3	2.2	2.2	2.2	2.2	2.1	2.2	2.3	2.6	2.9	3.1	2.8
	k	2.31	2.54	2.49	2.33	2.17	2.08	2.06	2.10	2.08	2.02	1.96	1.89
	U	2.08	1.98	1.95	1.93	1.91	1.88	1.92	2.00	2.27	2.58	2.71	2.51
	E	9	7	7	7	8	7	8	9	13	20	24	20
50.0 m	A	3.0	2.9	2.8	2.8	2.8	2.7	2.8	2.9	3.3	3.7	3.9	3.6
	k	2.49	2.73	2.68	2.51	2.33	2.24	2.22	2.26	2.24	2.18	2.10	2.04
	U	2.66	2.55	2.51	2.48	2.45	2.41	2.46	2.57	2.92	3.31	3.48	3.22
	E	18	15	14	15	15	15	16	18	26	39	47	38
100.0 m	A	3.8	3.6	3.5	3.5	3.5	3.4	3.5	3.6	4.1	4.7	4.9	4.6
	k	2.84	3.12	3.06	2.86	2.67	2.56	2.53	2.58	2.56	2.48	2.40	2.33
	U	3.35	3.21	3.15	3.12	3.08	3.04	3.09	3.23	3.67	4.16	4.37	4.05
	E	33	28	27	27	27	27	28	32	47	70	83	68
200.0 m	A	4.8	4.5	4.5	4.4	4.4	4.3	4.4	4.6	5.2	5.9	6.2	5.8
	k	2.74	3.02	2.96	2.77	2.58	2.48	2.45	2.50	2.48	2.40	2.32	2.25
	U	4.24	4.05	3.99	3.94	3.89	3.84	3.91	4.08	4.64	5.26	5.53	5.12
	E	69	57	55	55	56	55	59	66	97	145	173	141

Tabla 17: Distribución de Weibull para rugosidad longitud de 1.50m

8.11 Producción del parque eólico

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total Gross AEP (GWh)	13,509	1,689	1,42	1,908
Total net AEP (GWh)	13,13	1,641	1,391	1,838

<i>Proportional wake loos (%)</i>	2,8	1,34	4,06
<i>Mean speed (m/s)</i>	6,07	5,52	6,43
<i>Power density (W/m2)</i>	255	229	285
<i>RIX</i>		26,2	29,5

Tabla 18: Producción del parque eólico

Una vez construido y montado el parque eólico en el programa WAsp, le damos a calcular para obtener los datos de producción al año, como se puede observar en la tabla anterior.

A continuación, se detalla la media de la velocidad en m/s, para los diferentes factores de cortadura. En las columnas se muestran las diferentes alturas del generador V52 850 KW.

α	V ₄₄	V ₄₉	V ₅₅	V ₆₅
0,14	7,38	7,49	7,61	7,79
0,16	7,60	7,73	7,88	8,09
0,18	7,83	7,98	8,15	8,40

Tabla 19: Análisis de factor de cortadura

9. Sistema Fotovoltaico

9.1. Objetivo del documento

Se redacta el presente documento con el objeto de describir y valorar las instalaciones necesarias para la ejecución de una instalación solar fotovoltaica de 28,16 kWp denominada: “CUBIERTA ESTACIÓN INFERIOR”.



Figura 65: Cubierta estación de Sierra Nevada

El principal objetivo de este sistema será cubrir el consumo correspondiente a Baja Tensión. El tipo consumo se divide en Media Tensión 6.1A y Baja Tensión 3.1^a. Este último solo supone el 10% del consumo total de la Estación. Corresponde a los hoteles Zyriab y Trevenque, al bombeo de Sobrepresión, y Telesillas Veleta, Monachil, Antonio Zayas, y Borreguiles 2.

9.2. Localización de la instalación

La planta fotovoltaica se encuentra ubicada en el municipio de Sierra Nevada, provincia de Granada.



Figura 66: Ubicación de la planta fotovoltaica

9.3. Consideración de la Cubierta

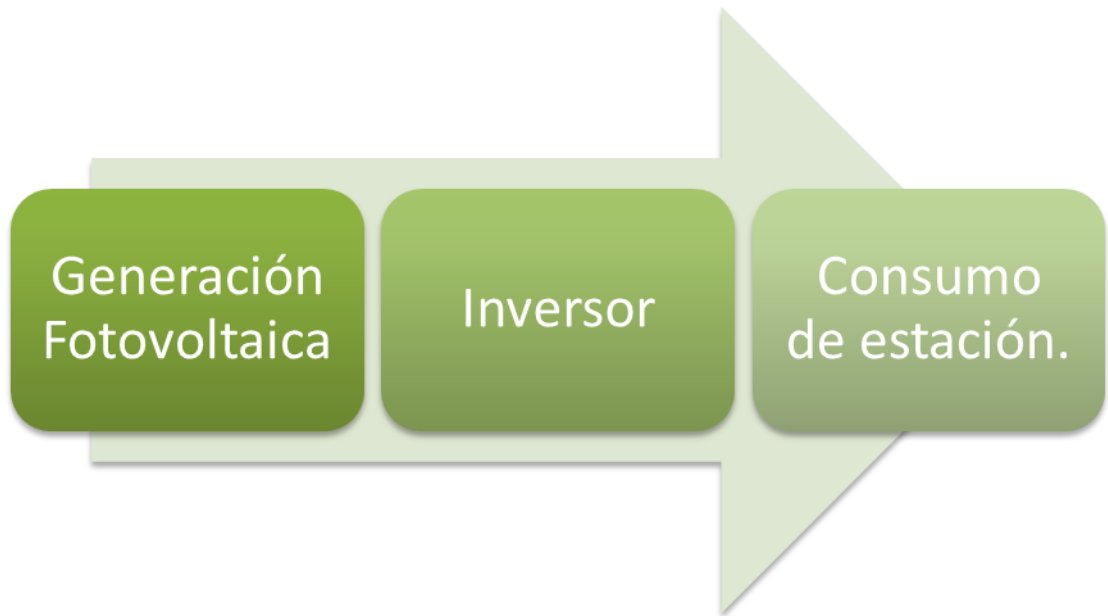
Se considera que la cubierta es apta para la instalación fotovoltaica sin necesidad de realizar actuaciones de refuerzo estructural, según información aportada por la Propiedad.



Figura 67: Ejemplo colocación de placas fotovoltaicas en alta montaña

9.4. Descripción general del sistema

La instalación fotovoltaica de conexión a red responde al sencillo esquema siguiente:



El generador fotovoltaico está formado por una serie de módulos del mismo modelo conectados eléctricamente entre sí y se encarga de transformar la energía del sol en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiancia solar que incide sobre ellos. Sin embargo, no es posible inyectar directamente la energía del generador fotovoltaico en la red eléctrica precisando ser transformada en corriente alterna para acoplarse a la misma.

Esta corriente se conduce al inversor que, mediante electrónica de potencia, convierte la corriente continua generada por el campo fotovoltaico en corriente alterna a la misma frecuencia y tensión que la red eléctrica y de este modo queda disponible para cualquier usuario.

En este estudio, la energía generada, medida por su correspondiente contador de salida, se consumirá por la propia estación.

Asimismo, la instalación cuenta con un contador de entrada para descontar posibles consumos de la instalación (stand-by nocturno del inversor, principalmente).

En una misma instalación se pueden emplear varios inversores, cada uno con su generador fotovoltaico de forma independiente. Esto permite realizar operaciones de

mantenimiento en una parte de la instalación sin interferir en el resto, y confiere una gran modularidad al sistema en lo que respecta a:

- Potencia nominal.
- Posibilidad de ampliaciones.
- Adaptación a las particularidades del emplazamiento: minimización de sombras, utilización de diversos campos con orientaciones e inclinaciones diversas.

9.4.1 Sistema de Generación

Los equipos descritos en la presente memoria se podrán sustituir por otros de similar categoría dependiendo de las condiciones del mercado. Se elegirán los módulos más eficientes, y con un coste adecuado, para que la instalación sea lo más rentable posible.



Figura 68: Módulos fotovoltaicos

9.4.2 Módulos Fotovoltaicos

Los módulos solares son los encargados de la transformación de la energía solar en energía eléctrica mediante las células fotovoltaicas. Dichas células generan corriente eléctrica cuando están expuestas a la luz solar. La tensión de salida de un módulo es función de la radiación solar incidente y de la temperatura de las células.

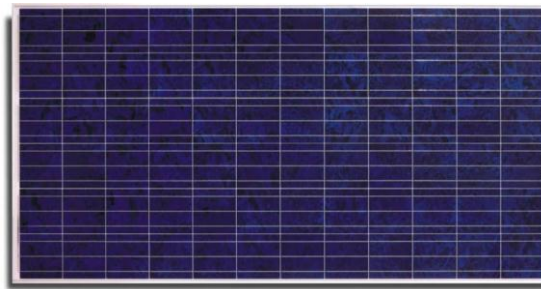
Los módulos se conectan entre sí en serie formando cadenas que, a su vez, se conectan en paralelo hasta la entrada del inversor DC/AC. La energía eléctrica a la salida AC del inversor ya está acondicionada para su inyección en la red de distribución de la compañía.

Para la realización de este proyecto se propone la utilización de módulos fabricados con células de silicio de elevado rendimiento.

La tecnología de fabricación de estos módulos permite garantizar, por un lado, una gran resistencia a la intemperie y, por otro, un elevado aislamiento entre sus partes eléctricamente activas y accesibles externamente.

Las siguientes imágenes resumen las características generales y particulares de los módulos Canadian Solar Inc. (CSI) CS6P-220 seleccionados.

Ficha Técnica: Módulo



Key Features

- 6 years product warranty (materials and workmanship); 25 years module power output warranty
- Industry leading plus only power tolerance: +5W (+2%)
- Strong framed module, passing mechanical load test of 5400Pa to withstand heavier snow load
- The 1st manufacturer in the PV industry certified for ISO:TS16949 (The automotive quality management system) in module production since 2003
- ISO17025 qualified manufacturer owned testing lab, fully complying to IEC, TUV, UL testing standards

Applications

- On-grid residential roof-tops
- On-grid commercial/industrial roof-tops
- Solar power stations
- Other on-grid applications

Quality Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL1703, CE
- ISO9001: 2008: Standards for quality management systems
- ISO/TS16949:2009: The automotive quality management system
- QC080000 HSPM: The Certification for Hazardous Substances Regulations

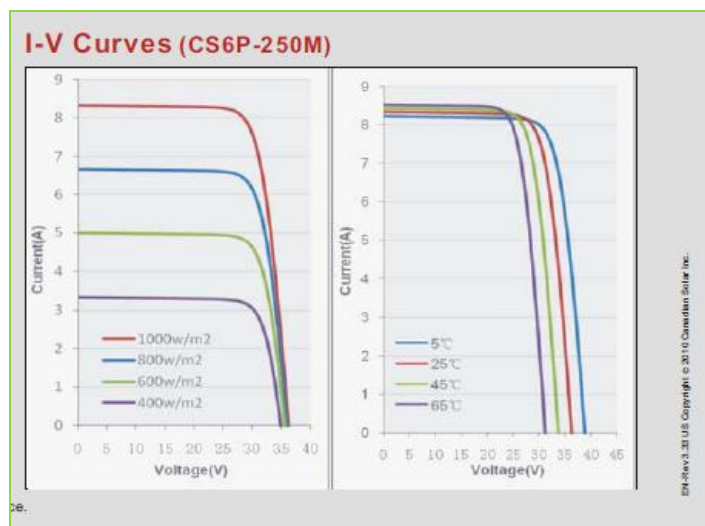


Figura 69: Curva I-V módulo

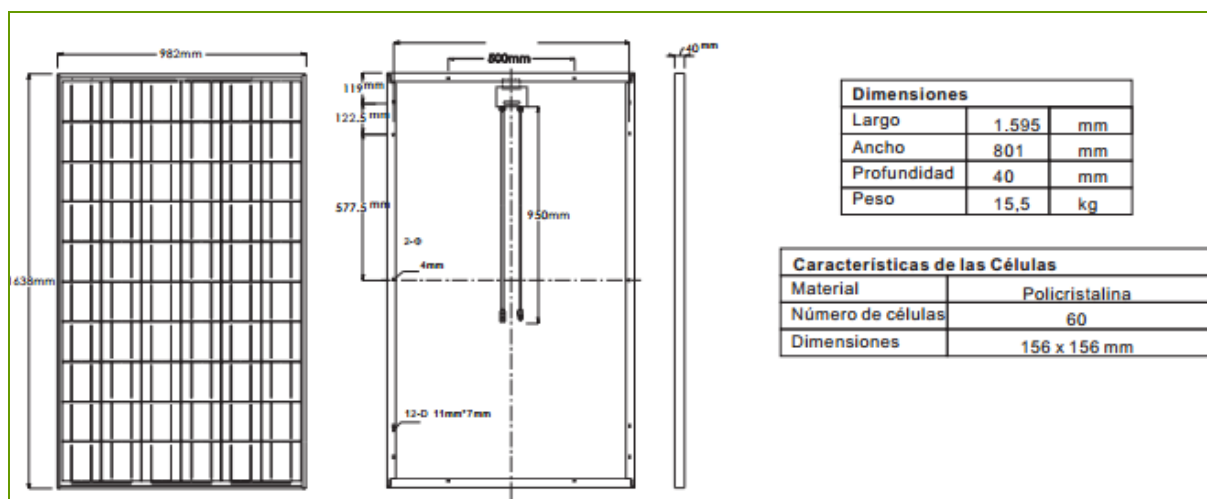


Figura 70: Alzado y planta del módulo fotovoltaico

9.4.3 Sistema de Inversor

Los inversores seleccionados actúan como fuentes de corriente sincronizada con la red y dispone de microprocesadores de control, y de un PLC de comunicaciones.

Trabaja conectado por su lado CC a un generador fotovoltaico, y por su lado CA a un transformador que adapta la tensión de salida del inversor a la de la red. Este transformador permite además el aislamiento galvánico entre la parte CC y la CA (de acuerdo al R.D. 1663/2000 de 29 de septiembre).

Dispone de un microprocesador encargado de garantizar una curva senoidal con una mínima distorsión. La lógica de control empleada garantiza además de un funcionamiento

automático completo, el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) y evita las posibles pérdidas durante periodos de reposo (Stand-By).

Es capaz de transformar en corriente alterna y entregar a la red la potencia que el generador fotovoltaico genera en cada instante, funcionando a partir de un umbral mínimo de radiación solar.

Además, permite la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, evitando el funcionamiento en isla, garantía de seguridad para los operarios de mantenimiento de la compañía eléctrica distribuidora. Los umbrales permitidos son:

- En frecuencia: 51 a 49 Hz
- En tensión: 1,1 Um a 0,85 Um

También actúa como controlador permanente de aislamiento para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de resistencia de aislamiento. Junto con la configuración flotante para el generador fotovoltaico garantiza la protección de las personas.

Ficha Técnica: Inversor



Figura 71: Inversor

Una solución inteligente para instalaciones a la intemperie

La familia de inversores **Ingecon®Sun Smart 15 U / 25 U** aúna la robustez de unos equipos fabricados en acero inoxidable para uso en instalaciones exteriores (NEMA 3 R), con la versatilidad de una amplia gama de potencias que los hace idóneos para distintos tamaños de instalaciones. The inverter pure three phase conversion stage offers a balanced output in all three AC phases, with no additional equipment required for simultaneous disconnection. Su etapa de conversión trifásica pura ofrece una salida equilibrada en las tres fases AC y no requiere de ningún elemento adicional para desconectarlas simultáneamente. El mantenimiento de estos inversores es muy sencillo gracias a que su electrónica está integrada en un bloque fácilmente intercambiable desde el exterior.

La envolvente de acero inoxidable de la que disponen permite instalarlos en el interior o en el exterior y soportar temperaturas extremas. Disponen de un avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para extraer la máxima energía del campo fotovoltaico. Cada inversor lleva incorporado un datalogger interno para almacenamiento de datos hasta 3 meses al que se puede acceder desde un PC remoto y también in situ desde el frontal del inversor a través de un teclado. Los **Ingecon®Sun Smart 15 U / 25 U** con transformador han sido diseñados con componentes que ofrecen una vida útil de más de 20 años. Tienen una garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 20 años.

Protecciones

Los inversores **Ingecon®Sun Smart 15 U / 25 U** con transformador llevan integradas las siguientes protecciones eléctricas:

- Aislamiento galvánico entre la parte de DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Insulation failures.
- Fallos de aislamiento.
- Seccionador DC.
- Descargadores contra sobretensiones en la entrada y la salida.

Accesorios opcionales

- Comunicación entre inversores mediante RS-485 o Ethernet.
- Conectores fotovoltaicos de tipo 3 o 4 (disponible sólo para el **Ingecon®Sun Smart 15 U**)
- Software **Ingecon®Sun Manager** para visualización de parámetros y registro de datos.
- Visualización de datos a través de Internet. **IngeRAS™ PV**.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.

Ingeteam

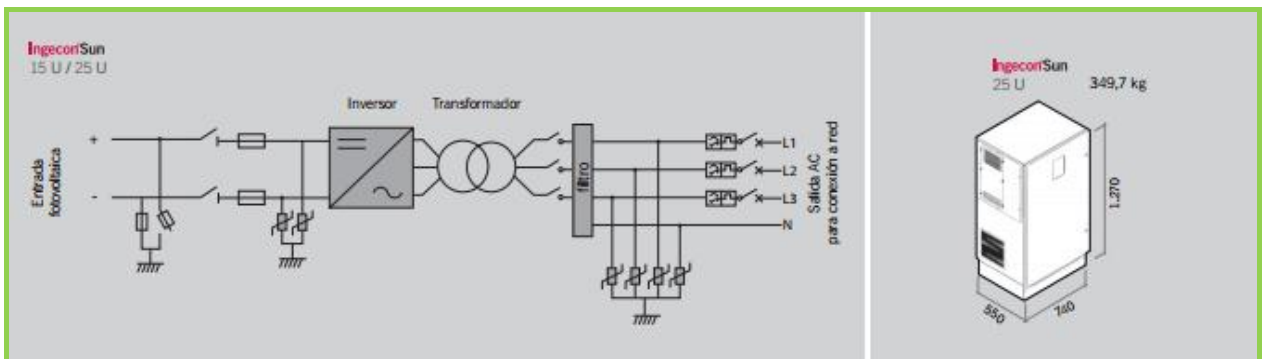


Tabla 20: Esquema unifilar conexión inversor

Modelo	IngecorSun 10	IngecorSun 12,5	IngecorSun 15	IngecorSun 20	IngecorSun 25	IngecorSun 30
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo FV recomendado ¹⁹⁾	11 - 13 kWp	13 - 16 kWp	16 - 20 kWp	21 - 26 kWp	26 - 33 kWp	31 - 39 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V
Tensión máxima DC ²⁰⁾	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V
Corriente máxima DC	30 A	32 A	41 A	57 A	71 A	86 A
Nº entradas DC	8	8	8	10	10	10
MPPT	1	1	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal AC modo HT ²¹⁾	10 kW	12,5 kW	15 kW	20 kW	25 kW	30 kW
Potencia máxima AC modo HP ¹⁹⁾	11,4 kW	13 kW	16 kW	22 kW	27,5 kW	33 kW
Corriente máxima AC	19 A	22 A	23 A	37 A	50 A	50 A
Tensión nominal AC	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi ²²⁾	1	1	1	1	1	1
THD ²³⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Ventilación (cudal de aire)						
Ventilador superior	113 m³/h	113 m³/h	113 m³/h	354 m³/h	354 m³/h	354 m³/h
Ventiladores inferiores	2x 160 m³/h	2x 160 m³/h	2x 160 m³/h	2x 160 m³/h	2x 160 m³/h	2x 160 m³/h
Datos Generales						
Consumo energía standby	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W
Consumo energía nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura funcionamiento	-20 °C a +65 °C	-20 °C a +65 °C	-20 °C a +65 °C	-20 °C a +65 °C	-20 °C a +65 °C	-0 °C a +65 °C
Humedad relativa	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP 54	IP 54	IP 54	IP 54	IP 54	IP 54
Referencias normativas	VDE0126-1-1, EN 50178, RD 661/2007, RTC alle rete BT di Enel Distribuzione, CEI 11-20, CEI 11-20 V1, CEI 0-16, Marcado CE					

Tabla 21: Elección del inversor

9.4.4 Estructura de soporte fija

La estructura será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos tales como viento, nieve, etc.

Para este proyecto se propone un soporte para los paneles fotovoltaicos basado en estructura fija que permita que la inclinación de los mismos se ajuste al espacio y tipología de cubierta disponible para poder maximizar la superficie de captación y minimizar las sombras mutuas.



Figura 72: Soporte módulo fotovoltaico

Se adoptará como modo de unión el atornillado, lo que permite un fácil montaje, además de proporcionar un buen contacto eléctrico entre los módulos, los raíles y la cubierta, para asegurar la protección frente a descargas atmosféricas.

Como método de protección de la estructura metálica frente a la corrosión se adoptará el galvanizado en caliente.

9.5 Configuración y potencia instalada

El proyecto está constituido por 1 planta fotovoltaica de una potencia total de 25 kWe, 28,16 kWp.

La planta fotovoltaica está constituida por 128 módulos de 220 Wp, con 1 inversor(es) central(es) Ingeteam Ingecon Sun 25 de 25 kWe de potencia nominal.

Para la estimación de la producción de energía se ha estudiado una disposición de los paneles sobre la cubierta con una inclinación fija de 40° respecto a la horizontal. Se ha optado por usar esta configuración, para alcanzar una mayor producción en invierno, que es cuando el sol está más bajo, y la estación tiene un mayor consumo.

La orientación es Sur-22° Este con el objetivo de lograr un mayor aprovechamiento del espacio existente y una longitud máxima de las filas para un mejor aprovechamiento de la trayectoria del sol, minimizando, en la medida de lo posible, las sombras arrojadas por

elementos presentes en la cubierta ajenos a la propia instalación fotovoltaica. No se descarta la necesidad de suprimir algunos de estos elementos siempre que sea posible.

La siguiente tabla resume la configuración de la planta fotovoltaica, con los datos eléctricos más relevantes:

Localidad	Sierra Nevada (Granada)
Latitud	37,2°

Módulo	Canadian Solar Inc. (CSI) CS6P-220	Inversor	Ingeteam Ingecon Sun 25
Orientación (α)	22°	Potencia nominal/inversor	25 kW
Inclinación (β)	40°	Potencia máxima/inversor	27,5 kW
Módulos serie / inversor	16	Tipo conexión	Trifásica
Ramas paralelo / inversor	8	Rendimiento europeo	95 %
Total módulos / inversor	128	Nº total inversores	1
Nº Total Módulos	128	Area Generador / inversor	204,71 m ²
Potencia generador / inversor	28,16 kWp	Area total Generador	204,71 m ²
Potencia total Generador FV	28,16 kWp	Potencia nominal total	25 kW

Tabla 22: Configuración de la planta fotovoltaica

9.6 Instalación Eléctrica. Protecciones y Medida

La instalación eléctrica necesaria para verter a la propia red la producción generada consta de los siguientes subsistemas:

- Circuito para corriente continua (CC).
- Circuito para corriente alterna (CA).
- Medida de energía y protecciones.
- Sistema de puesta a tierra.

La instalación fotovoltaica conectada a red propuesta contará con:

9.6.1 Protecciones

Interruptor general

Existirá un interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico o similar, de cuatro polos, con tensión de funcionamiento de 440 Vca.



Figura 73: Interruptor general

Este interruptor irá situado junto al equipo de medida, justo antes del punto de conexión. De este modo, la función principal de este interruptor es la de servir como interruptor frontera, y permitir la desconexión de todo el generador fotovoltaico en cuanto esto sea necesario.

Interruptor diferencial

En cumplimiento de lo expresado en el Real Decreto 1663/2000, se instalará un interruptor diferencial para la protección de las personas en el caso de derivación de algún elemento de la instalación.



Figura 74: Interruptor diferencial

El interruptor será de cuatro polos, regulable de 25 mA a 25 A en sensibilidad, y de 0 a 310 ms en tiempo.

Protecciones incorporadas en el inversor

Las protecciones están ligadas a la propia frecuencia y a su tensión.

Para propiciar la separación galvánica entre la red de distribución en baja tensión y la instalación fotovoltaica, no será necesario disponer de un transformador de aislamiento, puesto que el inversor elegido ya garantiza este aislamiento galvánico, según se refleja en el certificado expedido por el fabricante.

9.6.2 Cuadros de Conexiones

Cuadros de corriente continua

Estas cajas irán situadas en las estructuras soporte. En estas cajas corriente continua o cajas de paralelos, se irán conectando en paralelo las diferentes ramas que conforman el campo fotovoltaico. En las mismas irán dispuestos los fusibles para el positivo y negativo de cada rama, de forma que mediante su corte se permitirá manipular sin riesgo alguno sobre el generador, durante las labores de mantenimiento y/o reparación.

Todos los empalmes se harán en el interior de dichas cajas, mediante las correspondientes bornes de conexión.

Cuadro de corriente alterna:

En dicho cuadro se realizará la interconexión del diferencial. La carcasa del cuadro de conexión, en caso de que fuese metálica, se conectará a la toma de tierra. Preferiblemente se adoptará un cuadro cuya carcasa esté realizada en un material no conductor.

9.6.3 Equipos de Medida

Para determinar la energía suministrada por la instalación se dispondrá de un contador de salida, situado en el armario de medida, con el fin de medir la energía total suministrada por el generador fotovoltaico.

En el mismo armario de medida y como último elemento de la instalación irá instalado el interruptor general frontera de la instalación.

Los contadores irán situados a una altura de 1,80 metros y deberán ser accesibles por todos sus lados. Irán fijados sobre la pared, y nunca sobre un tabique.

9.6.4 Líneas de Conexión

Para la selección y disposición del cableado y de las canalizaciones se ha observado en todo momento el cumplimiento del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, adoptándose los siguientes conductores:

- Los conductores que discurren entre los módulos para el conexionado de los mismos, conformando las ramas, irán cableados por la parte inferior de los módulos, embridados a la estructura soporte. El conductor será de cobre unipolar, con una sección adecuada a la intensidad a soportar.
- La conexión desde cada rama fotovoltaica hasta la caja de corriente continua o cajas de paralelos se realizará mediante un conductor de cobre unipolar con aislamiento a base de polietileno reticulado, 0,6/1 kV, unipolar, de sección adecuada a la

intensidad a soportar. Dichos cables irán embridados por la estructura hasta las cajas de paralelos.

- La conexión entre las diferentes cajas de paralelos hasta el inversor, se realizará mediante un conductor de cobre unipolar de sección adecuada con aislamiento a base de polietileno reticulado, 0,6/1 kV, unipolar. Dichos cables discurrirán sobre bandejas dispuestas por las estructuras hasta los inversores.
- La conexión desde el inversor hasta el cuadro de alterna, y desde éste hasta el equipo de medida y el punto de conexión se hará mediante tres cables unipolares de sección adecuada, que discurrirán bajo canaleta en el interior de la sala de inversores, y enterrados bajo tubo de PVC hasta el armario de medida. Las zanjas tendrán una cobertura de aviso de 10 cm por encima de la red de distribución y una profundidad de 0,60 m.

Si por razones de espacio fuese necesario instalar un cuadro auxiliar en el lugar del punto de conexión, se instalará el cuadro correspondiente normalizado por la Compañía Distribuidora, con un nivel de aislamiento capaz de soportar la tensión transferida ante un defecto a tierra en alta tensión. Si ésta es inferior a 10 kV, se adoptará el valor recomendado por UNESA de 10 kV.

9.6.5 Puesta a Tierra

En lo referente a la protección de la red de continua, se tendrá en cuenta lo expresado en el Real Decreto de 30 de septiembre de 2000 en cuanto a la normativa a aplicar.

Para este cálculo, se tendrá en cuenta las características especiales de funcionamiento que presenta el generador fotovoltaico, y que son distintas a la red convencional de corriente alterna, principalmente en lo que se refiere al cortocircuito y al modo de dejar fuera de servicio el sistema ante la presencia de un riesgo eléctrico a las personas.

Las normas aplicables a los circuitos de corriente alterna no serán del todo extrapolables a la generación fotovoltaica. Las condiciones de puesta a tierra de la instalación cumplirán con las exigencias del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y del R.D. 1663/2000.

En cumplimiento de lo expresado en el Real Decreto 1663/2000, la puesta a tierra de la instalación se hará de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. La instalación dispondrá de separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y la instalación fotovoltaica, por medio del inversor empleado.

9.6.6 Monitorización

Se propone un sistema de monitorización que permita el seguimiento del funcionamiento de la instalación desde la misma desde el propio sistema o remotamente.



Figura 75: Sistema de monitorización



Figura 76: Sistema de monitorización

El objetivo es monitorizar el estado de los sistemas solares fotovoltaicas, mediante un sistema de acceso a Web, el cual permite realizar avisos y visualización de los parámetros de la planta, de un modo individual por cada inversor.

http://pdf.directindustry.com/pdf/ingeteam-power-technology-sa/ingecon-sun-catalogue/62841-336933-_112.html

9.7. Producción

Estos son los valores meteorológicos. (Temperatura ambiente e Irradiación sobre superficie horizontal). La producción se ha realizado mediante el programa PVSyst 5.

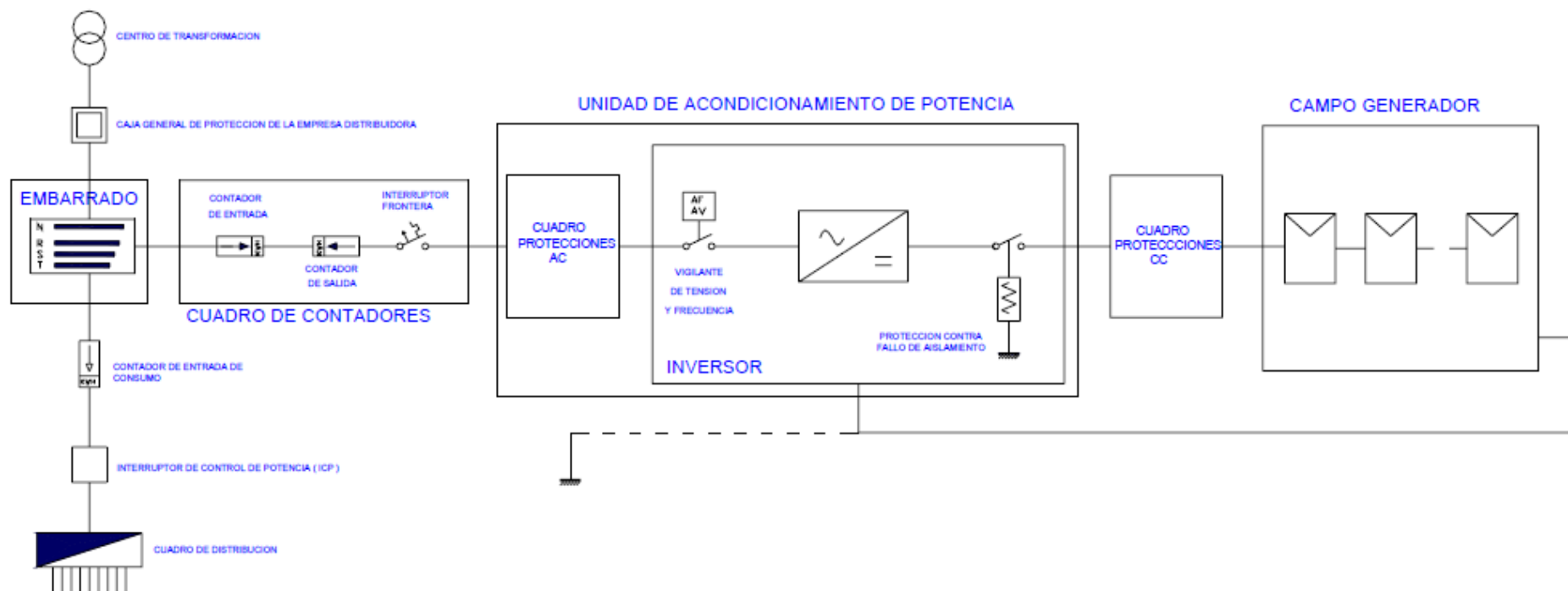
	horizontal (kWh/m ²)	T ^a ambiente (°C)	Producción (kWh)
Enero	67,17	9	1.731,33
Febrero	84,00	10	2.159,89
Marzo	130,89	13	3.345,72
Abril	154,17	16	3.923,99
Mayo	188,58	18	4.779,36
Junio	206,67	24	5.200,90
Julio	229,92	27	5.763,56
Agosto	203,22	27	5.106,40
Septiembre	156,67	24	3.957,80
Octubre	111,08	18	2.833,23
Noviembre	80,00	13	2.052,19
Diciembre	61,14	9	1.576,30
Anual	1.673,51	17,37	40.465,92

Tabla 23: Producción mensual y anual de la instalación fotovoltaica

Por tanto la producción anual de la instalación se estima en 40.465,92 kWh/año.

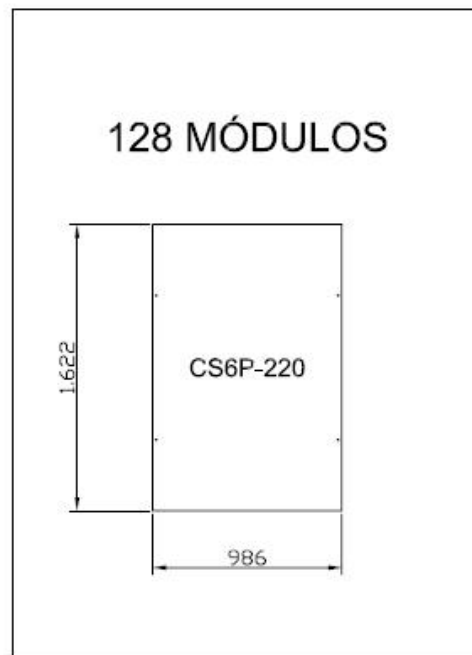
9.7.1 Anexo Técnico-Esquema Unifilar

Inversor	Configuración eléctrica del generador fotovoltaico	Total módulos / inversor
Ingeteam Ingecon Sun 25	16 módulos en serie x 8 en paralelo por inversor	128 módulos CS6P-220

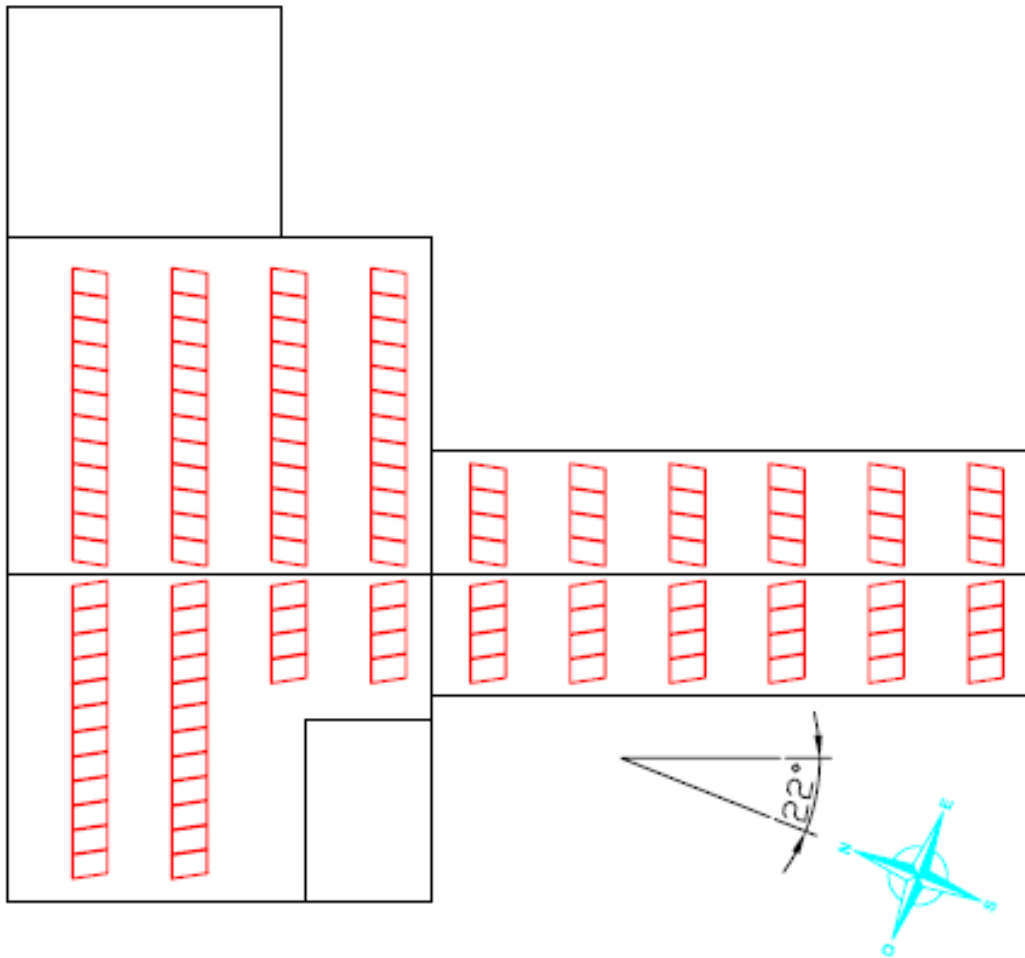


2. Esquema unifilar fotovoltaica

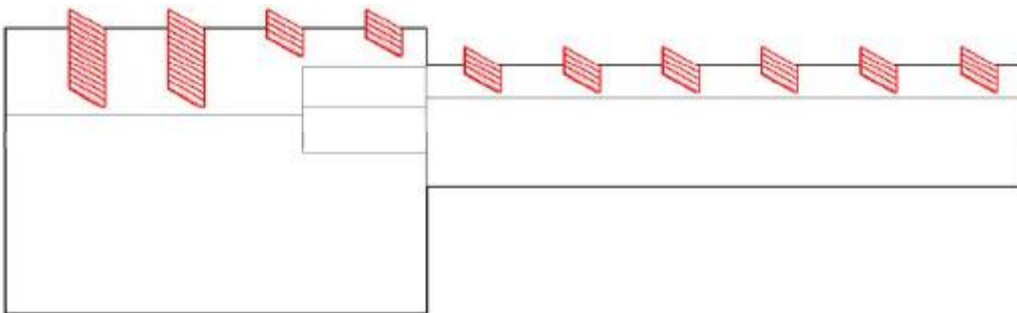
9.7.2 Planos



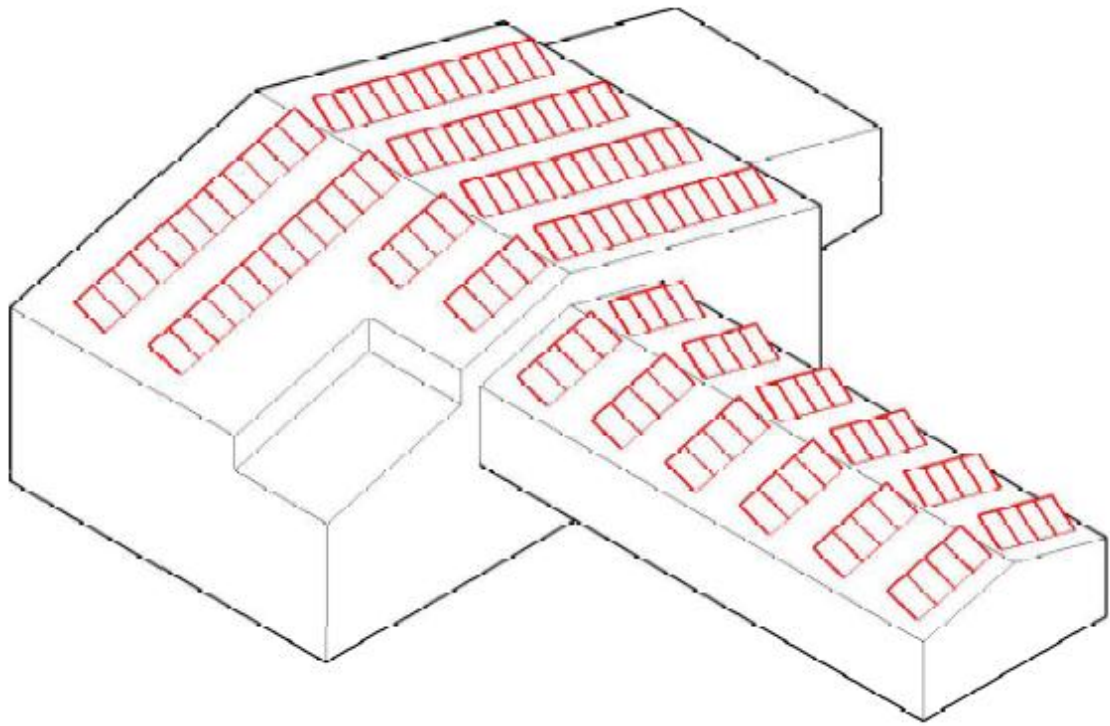
Plano 1: Módulos



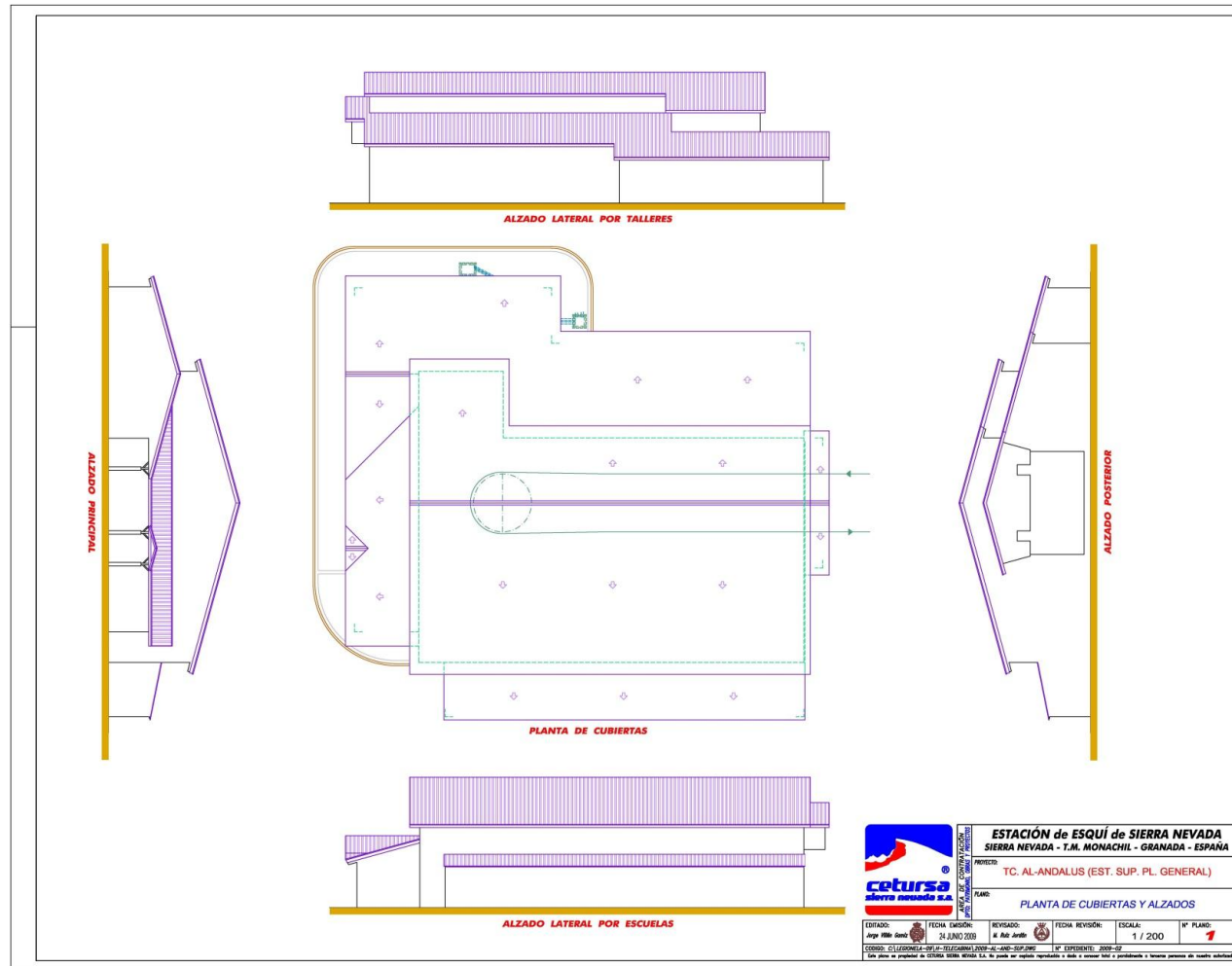
Plano 2: Planta edificio



Plano 3: Perfil del edificio



Plano 4: Perspectiva del edificio



Plano 6: Alzados, planta y perfil

9.8. Balance Energético y Medioambiental

Datos de la instalación

Localización	Sierra Nevada (Granada)
Orientación (este negativo, oeste positivo)	- 22°
Inclinación	40°
Latitud	37,2°
Potencia generador fotovoltaico	28,16 kWp

Datos de radiación

Radiación media anual sobre plano horizontal	1673,5 kWh/m ² (*)
Relación de eficiencia considerada (PR)	77%

Incluye pérdidas por:

1. Dispersión de parámetros del generador fotovoltaico.
2. Temperatura de trabajo de los módulos superior a 25° C.
3. Pérdidas en el cableado y rendimiento del inversor.
4. Sombras.
5. Desviación respecto a las condiciones óptimas de funcionamiento.
6. Pérdidas por reflectancia angular y espectral.

No incluye pérdidas por:

1. Degradación de módulos.
2. Pérdidas eléctricas de la instalación de interconexión con la red de distribución.
3. Desconexión de la red de distribución por avería o mantenimiento.

Balance energético / económico

Energía total generada primer año	40.465,92 kWh
-----------------------------------	---------------

Balance medioambiental

Cantidades que se dejan de emitir a la atmósfera

CO ₂	42,57 Tm/año
SO _x	119,29 kg/año

9.9. Presupuesto

Inversores	Inversor	
	25000	4.750,00 €
	0,19	
		4.750,00 €

Módulos	Precio	121 €
	Nº módulos	128
		15.488 €

Cables + Estructuras + Conexión + Instalación	Precio(W)	0,53 €
	Nº W	28000
		14.840,00 €

Engineering	1% de coste directo		696,56 €
Grid Interconnection	2% del coste directo		1.393,12 €

Total **37.167,68 €**

Tabla 24: Presupuesto de la instalación fotovoltaica

El precio es 1,49€ / KWh instalado.

10. Operación y Mantenimiento.



Figura 77: Personal realizando un mantenimiento al aerogenerador.

El fabricante de los equipos generalmente especifica cuales son los requerimientos para el mantenimiento de ellos. El sistema completo de generación eólica, incluyendo la torre, la góndola y todo el sistema de cableado deben ser inspeccionados por lo menos una vez al año. De igual forma se debe proceder para el sistema de paneles fotovoltaicos, si bien requiere un mantenimiento mínimo y sencillo, pero hay tareas que deben realizarse.

El mantenimiento de rutina para la instalación eólica, incluye el cambio de aceite de los transformadores, el engrase de las balineras y la inspección visual de las aspas, las torres y las conexiones eléctricas. En general, para las actividades de mantenimiento, en lugar de hacerlo por los medios propios del proyecto, lo cual incluye el ascenso a las torres, se contratará una compañía especializada. En los aerogeneradores de diseño reciente, las balineras y los engranajes vienen equipados de fábrica con engrases sellados garantizados de por vida.

Las visitas de mantenimiento preventivo, que ocurren usualmente una vez por año en cada turbina, pueden ser programadas si el viento tiene un patrón estacional, durante la estación de vientos bajos a lo largo del año. Dependiendo de los detalles del diseño, las visitas para el

mantenimiento preventivo involucra una cuadrilla de dos personas, durante un periodo de dos horas para cada turbina.

10.1 Mantenimiento Preventivo.

Los alcances de un mantenimiento preventivo son entre otros:

- Evitar o mitigar las consecuencias de los fallos o averías del sistema.
- Incrementar la disponibilidad y confiabilidad de los equipos.
- Sustituir o reparar los equipos en base al programa.
- Disminuir costos de reparaciones.
- Minimizar las acciones correctivas, ya que la vida de los equipos se prolonga y su rendimiento es mayor.

Este procedimiento se aplica a todas las instalaciones físicas, maquinaria y equipos. También abarca los edificios e instalaciones, torres con sus aerogeneradores, subestación eléctrica, estructura mecánica de los paneles y líneas de transmisión.

Para la instalación fotovoltaica por su propia configuración carente de partes móviles, los paneles requieren muy poco mantenimiento, al mismo tiempo el control de calidad que es hecho por el fabricante es general y en pocas ocasiones presenta problemas.

Dos aspectos a tener en cuenta son: asegurar que ningún obstáculo haga sombra sobre los módulos, y por el otro, mantener limpia la parte expuesta a los rayos solares de los módulos fotovoltaicos.

10.1.1 Documentación relacionada al mantenimiento preventivo.

- Generación y emisión de orden de compra local o extranjera en dependencia del stock de repuesto requeridos para cada uno de los equipos.
- Tarjeta de registros, donde se anoten además de los datos de placa los repuestos necesarios y los trabajos realizados con anterioridad.
- Hoja de inspección de equipos de manera regular, se lleva para indicar el estado técnico del equipo, aquí se corrigen las fallas menores y se reportan fallas de consideración.

- Contratación de servicios externos especializados cuando sea necesario un especialista, por lo general del fabricante del equipo, el cual además de garantizar los trabajos de reparación provee los repuestos requeridos.
- Plan anual de mantenimiento preventivo, tomado en consideración las horas de trabajo del equipo necesarias para realizar una parada.

10.1.2 Planificación del mantenimiento preventivo.

El mantenimiento preventivo son el conjunto de medidas que nos permiten minimizar las fallas de los equipos en operación y evitar en todo caso la indisponibilidad de los mismos y de esta manera garantizar el servicio continuo en el proceso productivo.

El jefe de mantenimientos es el responsable de la elaboración del plan anual de mantenimiento preventivo, así como de su seguimiento y control. En detalle este plan se desglosa indicando la calendarización de las paradas programadas de las unidades de generación, basado en las horas de servicio continuo diseñada por el fabricante.

Es responsable el jefe de mantenimiento el control y conservación de la documentación técnica de los equipos, del planeamiento, programación y ejecución del mantenimiento.

10.1.3 Puntos de inspección, generación eólica.

Los puntos de inspección establecidos por el fabricante:

- Conos
- Palas
- Rodamiento de las palas
- Sistema Pitch
- Eje principal
- Multiplicadora (Aceite)
- Multiplicadora (Elementos mecánicos)
- Sistema de Freno
- Generador
- Equipo Hidráulico
- Sistema de Orientación (Yaw)
- Nacelle

- Torre
- Sistemas de tierra
- Transformador y celdas
- Luces de emergencia
- Sistemas de seguridad
- Armarios eléctricos.
- Limpieza periódica del panel.

10.1.4 Puntos de inspección, generación fotovoltaica.

Los paneles fotovoltaicos, como se ha mencionado anteriormente estarán instalados en la cubierta de la Estación Inferior. En dicha cubierta el grado de inclinación será de 40° por lo cual la nieve tendrá una facilidad de deslizamiento y no estancarse sobre la cara superior del panel.

Sin embargo, las labores de limpieza se realizarán mensualmente o bien después de una lluvia, nevada y otros fenómenos meteorológicos similares.



Figura 78: Personal realizando una limpieza básica al sistema fotovoltaico.

La limpieza se realizará con agua (sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos). Preferiblemente se hará fuera de las horas centrales del día, para evitar cambios bruscos de temperatura entre el agua y el panel, para la temporada de verano.

- Inspección visual de posibles degradaciones. (Bimensualmente)

Se controlará que ninguna célula se encuentre en mal estado, de igual forma el marco del módulo se encuentre en correctas condiciones (ausencia de deformaciones o roturas).

- Control de temperatura del panel. (Trimestralmente)

Se controlará, a ser posible mediante termografía infrarroja, que ningún punto del panel este fuera del rango de temperatura permitido por el fabricante, sobre todo en los meses de verano.

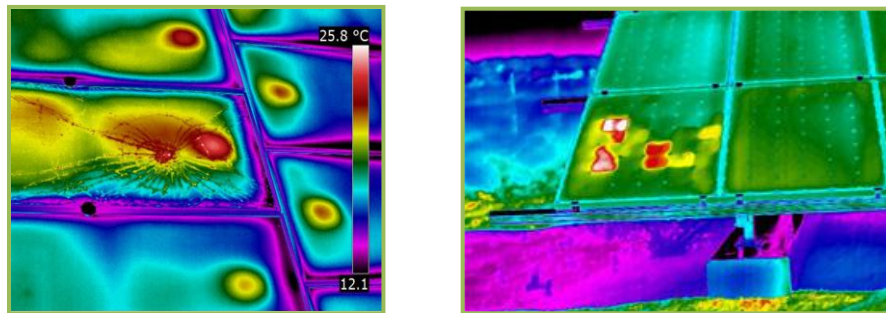


Figura 79: Ejemplos de termografías aplicadas a paneles fotovoltaicos.

- Control de características eléctricas del panel. (Anualmente)

Se revisará el estado de las conexiones, entre otros:

- Ausencia de sulfatación de contactos.
- Ausencia de oxidaciones en los circuitos.
- Comprobar el estado y adherencia de los cables a los terminales de los paneles.
- Comprobar la toma de tierra y la resistencia del paso al potencial de tierra.
- En caso de que alguna conexión aparentemente correcta alcance una temperatura por encima de los 60°C, se medirá la tensión e intensidad de la misma, controlando que está dentro de los valores normales. Si es necesario, se sustituirá dicha conexión.
- Estructura soporte de paneles en la cubierta. (Anualmente)

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos está fabricada íntegramente con perfiles de aluminio y tornillería de acero inoxidable, por lo que no requieren mantenimiento anticorrosivo.

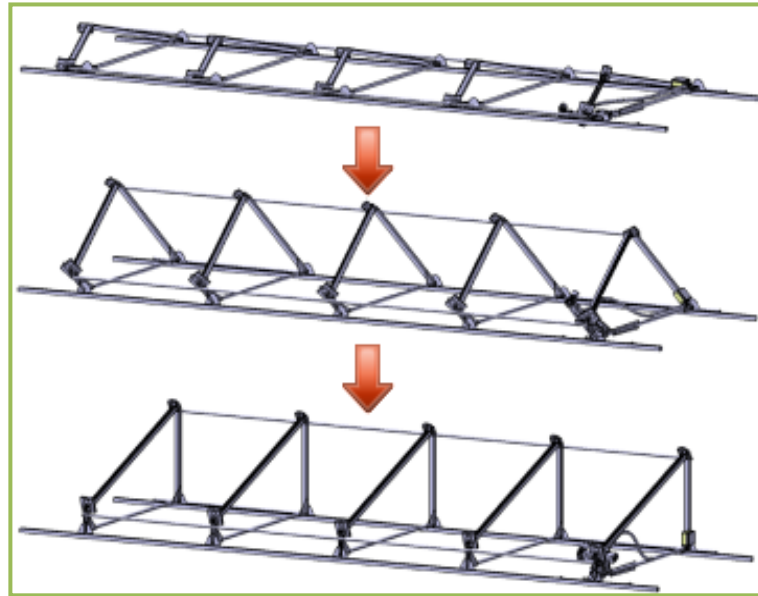


Figura 80: Estructura metálica a la que irán anclados los paneles solares.

El mantenimiento de las estructuras se realizará una vez al año, consistiendo en:

- Comprobación en posibles deformaciones.
- Comprobación del estado de fijación de la estructura a la cubierta.
- Comprobación de la hermetización de la cubierta.
- Tendido eléctrico.

Del mantenimiento que se le de al sistema eléctrico dependerá el correcto funcionamiento de la instalación y de sus debidas protecciones.

La parte mas importante de este sistema, es la sección que se encuentra en la cubierta, por estar sometida a las inclemencias atmosféricas y agentes externos.

El mantenimiento de las líneas eléctricas consiste en:

- Comprobación del estado de la cubierta y aislamiento de los cables.
- Comprobación del estado de los bornes.
- Inspeccionar las cajas de registro y comprobar el estado de empalmes y conexiones.
- Comprobar el aislamiento entre fases y entre fase y neutro.

10.1.5 Análisis de mantenimientos preventivos

Proceso DMAIC

Es un acrónimo (por sus siglas en inglés: *Define, Measure, Analyze, Improve, Control*) para cinco fases interconectadas:

D: Definir el proyecto para analizar la calidad de los trabajos de mantenimiento.

M: Medir los tiempos y subtiempos para cada una de las actividades.

A: Analizar los resultados obtenidos. Otorgando factores de corrección a cada una de las actividades.

I: Determinar un proceso o método para realizar el mantenimiento así como procesos paralelos que impactan en la calidad de los mantenimientos. Una vez aprobado el método, se implementa a las demás turbinas, mejorando los procesos.

C: Definir un proceso por el cual se lleva a cabo la implementación del proceso en el resto de las turbinas, así como un sistema de control de mantenimiento.

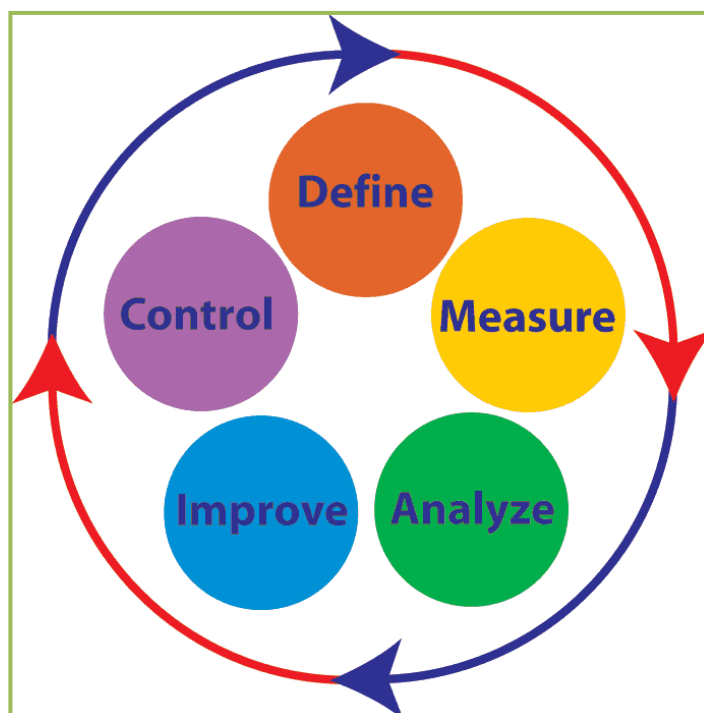


Imagen 81: Descripción gráfica del proceso DMAIC.

10.2 Mantenimiento correctivo

El objetivo de este mantenimiento es la reparación rápida y eficaz de una falla presentada durante el proceso productivo, de tal manera que no se interrumpa el servicio por tiempo prolongado.

Para tal fin el Jefe de mantenimiento requiere garantizar un stock de repuestos mínimos que se encuentren al alcance del almacén o bodega ya que de lo contrario el proceso se interrumpirá más de lo debido.

Este procedimiento se aplica a la bodega, maquinaria y equipos de las cuales depende la capacidad del parque eólico. También abarca los edificios e instalaciones, torres con sus aerogeneradores, subestación eléctrica y línea de transmisión. Las actividades para la ejecución de los trabajos se realizan de acuerdo a:

Jefe de mantenimiento:

- El Jefe de mantenimiento en su recorrido de rutina por toda la planta, detecta fallas en los equipos y dependiendo de la gravedad del caso, el o los equipos son desactivados a lo inmediato, si es conveniente se espera el cumplimiento del pedido de producción, siempre y cuando este cumplimiento no exceda el 10% del mismo.
- El Jefe de mantenimiento ordena la ejecución del trabajo.
- Ejecutado el trabajo, el Jefe de mantenimiento realiza la inspección final que incluyen pruebas de funcionamiento de los equipos.
- Se entrega el equipo en condiciones operativas seguras y eficientes. Se documenta el procedimiento.

Responsable del Área de Bodega:

Si el responsable de área de bodega encuentra que un equipo está fallando debe actuar de la siguiente manera:

- Elabora una Solicitud u Orden de trabajo y se la envía al Jefe de Mantenimiento.
- Los encargados de realizar el trabajo hacen los requerimientos de repuestos y materiales.
- Verificar, si en bodega se encuentran los materiales y repuestos requeridos.
- Si se encuentran existencias de los materiales y repuestos solicitados, se procede al retiro y entrega de los mismos. De no ser así, se procede a emitir una Orden de Compra.

10.2.1 Entrenamiento de personal.

Es de primordial importancia que el personal de instalación, mantenimiento y operación se encuentre debidamente capacitado en relación a los procedimientos establecidos en los manuales suministrados por el fabricante, por lo que como parte integral del proyecto se practicará un programa de entrenamiento continuo sobre mecanismos de seguridad que garantice información consistente, una regularidad en los hábitos de seguridad y una comunicación eficiente mientras se trabaja en el sitio de las turbinas.

10.3 Mantenimiento Predictivo

El mantenimiento predictivo es una técnica para pronosticar el punto futuro de falla de un componente de un equipo, de tal forma que dicho componente pueda reemplazarse, con base a un plan, justo antes de que falle. Así, el tiempo muerto del equipo se minimiza y el tiempo de vida del componente se maximiza.

Principales componentes a estudiar:

- Multiplicadoras
- Palas
- Generador
- Transformador

Principales actividades:

- Endoscopios en multiplicadoras.
- Análisis de aceite
- Análisis de vibraciones en tren completo.
- Análisis de termografías
- Análisis de SCADA del aerogenerador.
- Medición de temperaturas.
- Medición de termografías.
- Medición de intensidades y tensiones.

El mantenimiento predictivo permite que se tomen decisiones antes de que ocurra el fallo, de forma que se subsane este antes.

10.4 Mantenimiento General

10.4.1 Mantenimiento de instalaciones y edificios.

Con la finalidad de conservar en buen estado las obras civiles se establecerá un programa de mantenimiento preventivo que comprenderá lo siguiente:

- Limpieza de techos y canales
- Reparación pisos, paredes y muebles de oficina y estanterías de los almacenes.
- Mantenimiento de los equipos de aire acondicionado
- Mantenimiento de servicios sanitarios
- Garantizar el buen estado de la infraestructura en general, rampas, plataformas, y áreas verdes.
- Revisión de sistema eléctrico y licitar trabajos especializados que se requieran en cualquier área.

10.4.2 Mantenimiento de caminos.

En el mantenimiento rutinario o preventivo de los caminos se orientará, especialmente en actividades de limpieza de cunetas, limpieza de alcantarillas, eliminar ramas de árboles, que constituyan peligro para el tránsito, eliminar maleza y reposición menor de material de camino.

11. Prevención de Riesgos.



Imagen 82: Personal con equipo de protección personal, sobre un aerogenerador.

Los trabajadores del sector eólico están expuestos a una serie de riesgos relacionados con las actividades específicas que se realizan. Es fundamental que se tengan en cuenta la seguridad, no solo en la construcción y montaje de los distintos componentes de los aerogeneradores, sino también durante su traslado en vehículos especiales y así como durante el mantenimiento de los mismos.

Los riesgos con los que nos podemos encontrar durante estas fases están ligados a los cuatro grandes bloques preventivos: la seguridad, la higiene, la ergonomía y la psicología.

A lo largo de los siguientes apartados se expondrán los diferentes riesgos, indicando las causas que los producen, los daños que pueden generar a los trabajadores y las medidas preventivas que se llevaran a cabo para evitarlos o, al menos, minimizarlos.

11.1 Normativa

A continuación se hace un breve listado del marco normativo, el cual ha entrado en vigor y servirá para regir los alineamientos a seguir a manera de prevenir los riesgos en el trabajo.

11.1.1 Prevención de riesgos laborales:

- Ley 31/1995, de 8 de Noviembre, de prevención de riesgos laborales.
- Real Decreto 39/1997, de 17 de Enero, por el que se aprueba el Reglamento de los servicios de prevención.
- Real Decreto 487/1995, de 14 de Abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en el trabajo en materia de señalización.
- 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 487/1995, de 14 de Abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas.
- Real Decreto 286/2001, de 6 de Abril, de protección de salud y seguridad contra riesgos relacionados con agentes químicos en el trabajo.
- Ley 54/2003, de 12 de Diciembre, de reforma del marco normativo de prevención de riesgos laborales.

11.1.2 Transporte:

- Real Decreto 2822/1998, de 23 de Diciembre, por el que se aprueba el Reglamento General de Vehículos.
- Orden PRE/3298/2004, de 13 de Octubre, por la que se modifica el Anexo IX Masas y Dimensiones, del Reglamento General de Vehículos, aprobado por Real Decreto 2822/1998, de 23 de Diciembre.
- Reglamento (CE) n° 561/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo de 15 de Marzo de 2006 relativo a la armonización de determinadas disposiciones en materia social en el sector de los transportes por carretera y por el que se modifican los Reglamentos (CEE) n° 3821/85 y (CE) n° 2135/98 del Consejo y se deroga el Reglamento (CEE) n° 3820/85 del Consejo.
- Real Decreto 965/2006, de 1 de Septiembre, por el que se modifica el Reglamento General de Circulación, aprobado por el Real Decreto 1428/2003, de 21 de Noviembre.
- Real Decreto 818/2009, de 8 de Mayor, por el que se aprueba el Reglamento General de Conductores.

- Ley 18/2009, de 23 de Noviembre, por la que se modifica la Ley sobre Tráfico, Circulación de Vehículos a Motor y Seguridad Vial, en materia sancionadora.

11.1.3 Trabajos en Altura:

- Real Decreto 2177/2004, de 12 de Noviembre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en materia de trabajos temporales en altura. Uso de escaleras, andamios y acceso a sitios con cuerdas.
- Absorbedores de energía UNE-EN-355-2002.
- Arnese anti caídas UNE-EN-361-2002.
- Cabo de anclaje UNE-EN-354-2002.
- Conectores UNE-EN-362-1993.
- Cuerdas homologadas UNE-En-1891-1999.
- Cuerdas de conexión UNE-EN-354-2002.
- Cuerdas de mantenimiento UNE-En-358-2000.
- Dispositivos anti caídas deslizantes sobre línea de anclaje UNE-EN-353-2002 y UNE-EN-353-2-2002.
- Dispositivos anti caídas retráctiles UNE-BN-360-2002.
- Dispositivos de anclaje UNE-EN-795-1997 y UNE-EN-795-A-2001.
- Sistemas anticuados UNE-EN-363-2002.



Figura 83: Sistemas de protección personal para trabajos de altura.

11.1.4 Riesgo Eléctrico:

- 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.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico de baja tensión.

11.1.5 Exposición al ruido:

- Ley 37/2003, de 17 de Noviembre, del ruido.
- Real Decreto 1513/2005, de 16 de Diciembre, del ruido en lo referente a la evaluación y gestión del ruido ambiental.
- Real Decreto 286/2006, de 10 de Marzo, sobre la protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición al ruido.
- Real Decreto 1367/2007, de 19 de Octubre, en lo referente a la zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas.
- Medida del ruido de los aerogeneradores.
 - Emisión UNE-EN61400-11-2004. Aerogeneradores. Técnicas de medida de ruido acústico.
 - Inmisión: ISO-1996-2-2007. Acústica. Descripción, medición y evaluación del ruido ambiental. Determinación del nivel de ruido ambiental.

11.1.6 Agentes Químicos:

- Real Decreto 374/2001, de 6 de Abril, de protección de la salud y la seguridad contra riesgos relacionados con agentes químicos en el trabajo.

11.1.7 Equipos de protección:

- 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 1407/1992, de 20 de Noviembre, condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los Equipos de Protección Individual. Que fue modificada por el actual Real Decreto 159/1995, de 3 de Febrero.

11.1.8 Ergonomía:

- 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.
- Requisitos antropométricos para el diseño de puestos de trabajo asociados a máquinas. UNE-EN-ISO-14738-2002.

11.2 Mapa de riesgos de un aerogenerador.

El mapa de riesgo es una herramienta preventiva que permite organizar la información de manera gráfica, sobre los factores de riesgo de trabajar en y dentro de los aerogeneradores y visualizar su magnitud, con el fin de establecer las estrategias adecuadas para su manejo.

Con dicho mapa se podrán obtener diferentes beneficios, de manera que se puedan prever y evitar de antemano los accidentes que pudieran ocurrir al trabajar con los aerogeneradores:

- Permite un mejor entendimiento en relación con la situación de los riesgos del aerogenerador, al proporcionar información global.
- A la hora de entrenar y sensibilizar al personal, que no tiene conciencia o conocimiento previos. De igual forma la información puede servir de motivación para apoyar el desarrollo de programas de administración de riesgos.
- Se promueve el trabajo en equipo.
- Seguimiento de los riesgos con el cambio de las tecnologías.
- Ilumina a la gerencia que desconoce los riesgos que se corren a la hora de ejercer un trabajo, ayudando a la financiación de equipos de protecciones personales y grupales.

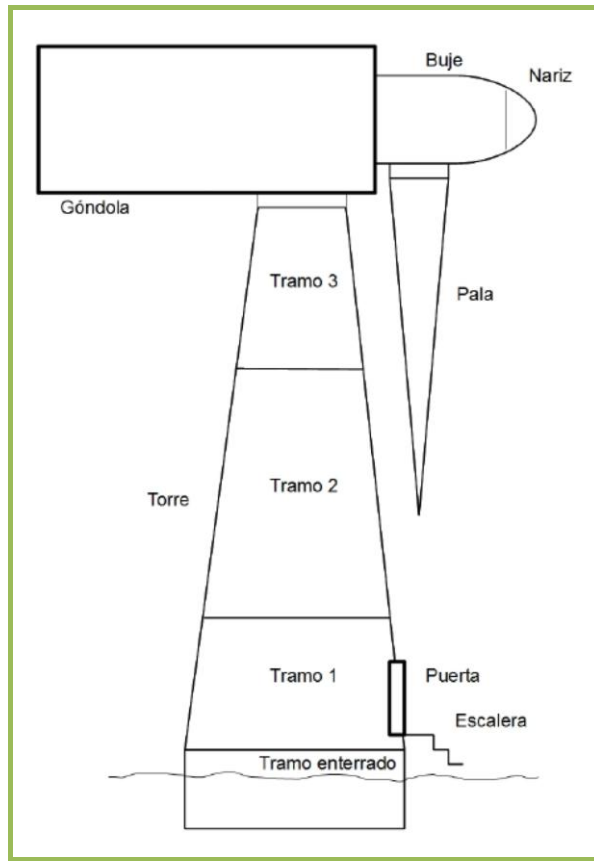


Figura 84: Esquema de un aerogenerador. Componentes externos.

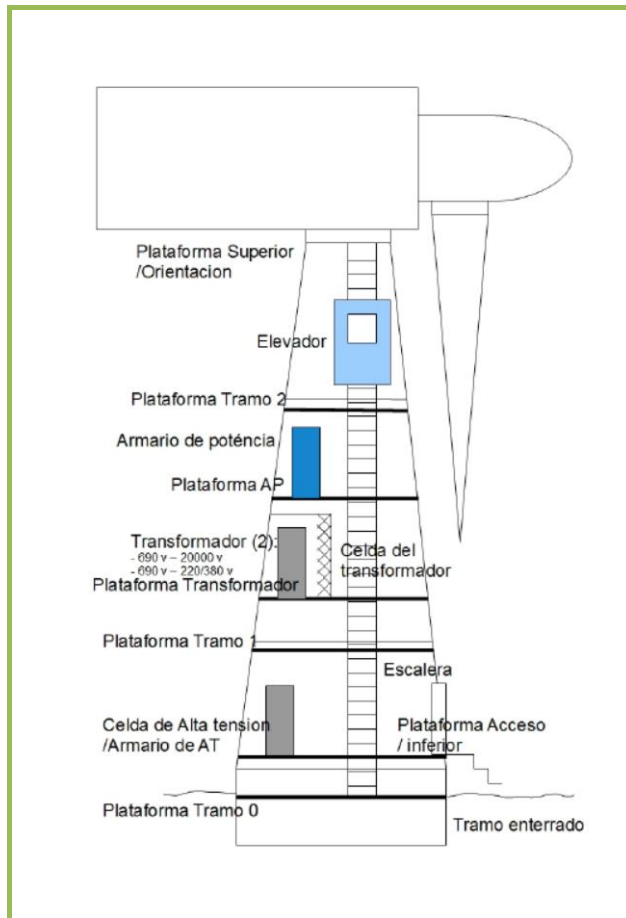


Figura 85: Esquema de un aerogenerador. Detalle de la torre.

A continuación se detallan los esquemas para el interior de la góndola de un aerogenerador.

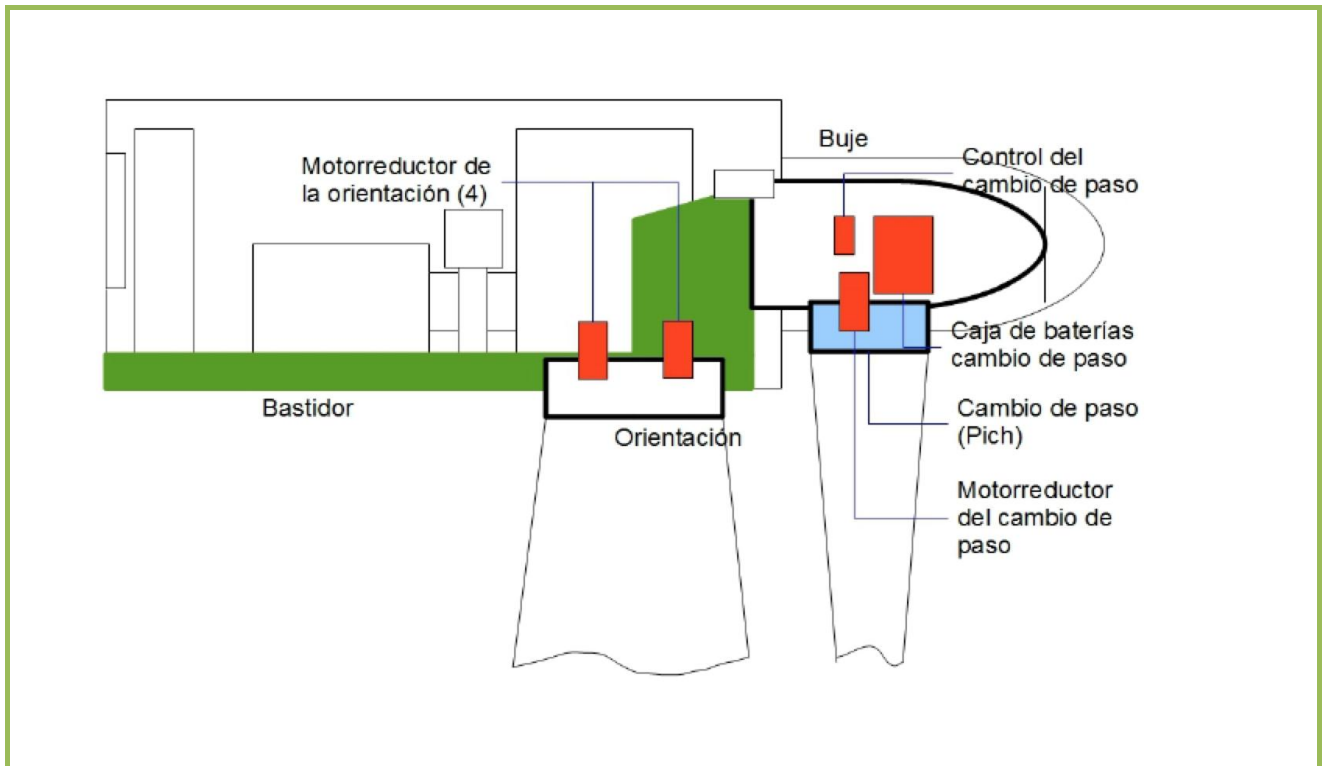


Figura 86: Esquema interno de la góndola. Identificación de elementos.

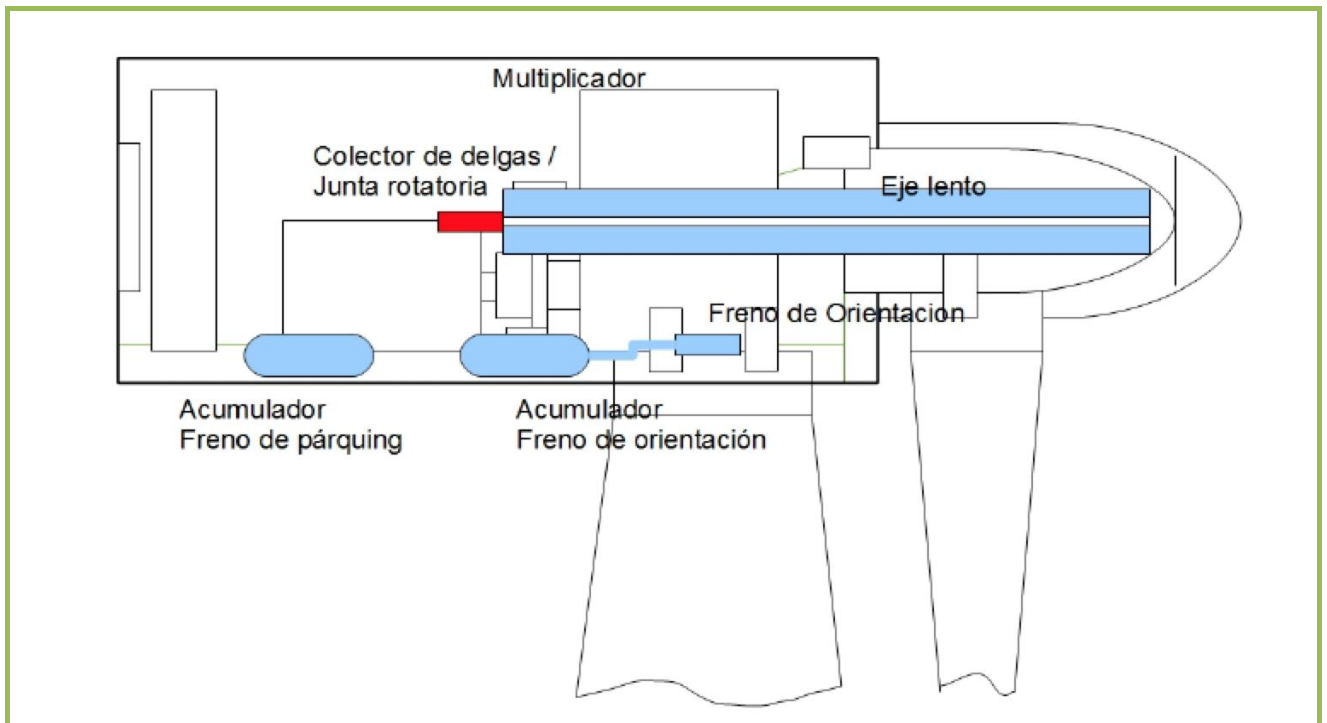


Figura 87: Esquema interno de la góndola. Identificación de elementos.

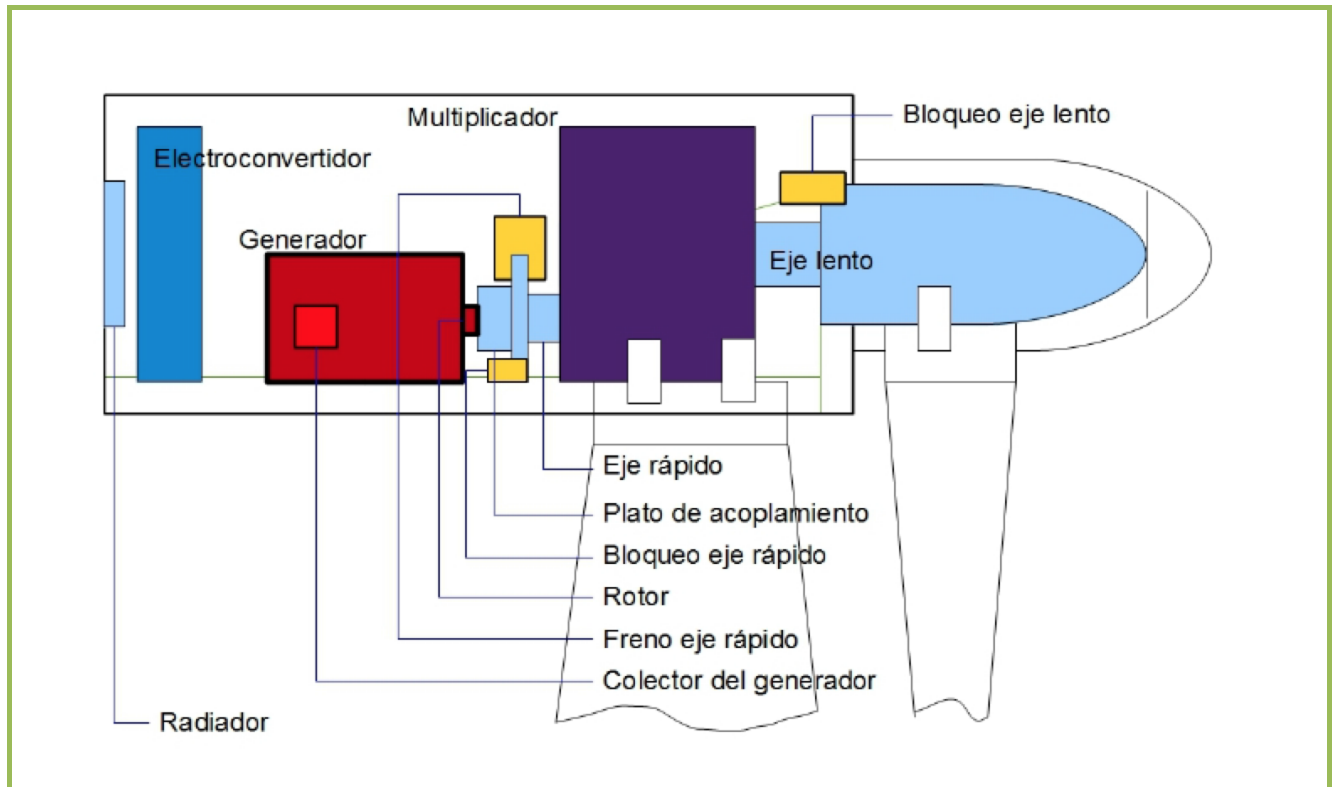


Figura 88: Esquema interno de la góndola. Identificación de elementos.

La herramienta nos ayuda de manera gráfica a distinguir los elementos o situaciones que crean un riesgo al personal que está trabajando dentro del aerogenerador, por eso se ha instalado un sistema de colores indicando la gravedad y el significado del riesgo. Como se presenta a continuación:

Clave de colores según la incidencia en el mercado eólico. Incluyendo producción, instalación y mantenimiento.

Morado, muy alta incidencia y/o riesgo, a negro, muy poca incidencia y/o riesgo.



Golpes o Atrapamientos

Golpes contra objetos inmóviles

Golpes producidos por caídas a distinta altura

Golpes producidos por una caída al mismo nivel

Golpes con objetos en movimiento

Golpes por objetos proyectados

Golpes por objetos que caen

Golpes por objetos que saltan o son despedidos por estar comprimidos o en tensión

Golpes por objetos en balanceo

Golpes o atropellos causados por vehículos

Golpe de mar.

Choques entre personas y objetos, ambos en movimiento

Contactos con agentes cortantes, punzantes, duros o rugosos

Quedar atrapado o ser aplastado por un objeto

Quedar atrapado en las partes en movimiento de un equipo u objeto

Quedar atrapado o ser aplastado bajo un objeto

Quedar atrapado o ser aplastado entre dos objetos, en un movimiento vertical.

Exposición a temperaturas extremas

Contactos con productos o entornos a alta temperaturas

Contactos con productos o entornos a baja temperaturas

Contactos eléctricos

Contactos con objetos o productos puestos en tensión

Contacto con un arco eléctrico

Incendio o Explosión

Incendio

Explosión

Figura 89: Código de colores. Mapa de riesgo de un aerogenerador. Parte I.

- Ahogamientos o asfixia
 - Ahogamiento en un líquido
 - Ahogamiento por quedar sepultado en un sólido
 - Ahogamiento por quedar envuelto por gases o vapores

- Agresiones o daños causados por personas o animales
 - Agresiones o daños causados por animales
 - Agresiones y actos de violencia ejecutados por otras personas

- Exposición a agentes químicos
 - Exposición a agentes químicos irritantes
 - Exposición a agentes químicos nocivos
 - Exposición a agentes químicos tóxicos
 - Exposición a agentes químicos sensibilizantes
 - Exposición a agentes químicos corrosivos
 - Exposición a agentes químicos muy tóxicos
 - Exposición a agentes químicos con efectos cancerígenos
 - Exposición a agentes químicos con efectos para la reproducción
 - Exposición a agentes químicos peligrosos a los que no se les ha asociado riesgos específicos ni valores límite.

- Exposición a agentes físicos
 - Exposición a ruido
 - Exposición a vibraciones
 - Exposición a radiaciones no ionizantes
 - Exposición a radiaciones ionizantes

- Exposición a agentes biológicos
 - Exposición a agentes biológicos del grupo 1 (poco probable que causen una enfermedad)
 - Exposición a agentes biológicos del grupo 2 (bajo riesgo individual y para la colectividad)
 - Exposición a agentes biológicos del grupo 3 (riesgo individual medio y para la colectividad bajo)
 - Exposición a agentes biológicos del grupo 4 (alto riesgo individual y para la colectividad)

- Sobresfuerzo físico sobre el sistema músculo-esquelético
 - Sobresfuerzo físico producido por la manipulación manual de cargas
 - Sobresfuerzo físico debido a la adopción de posturas forzadas por el cuerpo
 - Sobresfuerzo físico debido a las especificaciones de diseño de las máquinas
 - Sobresfuerzo físico originado por movimientos repetitivos

- Exposiciones a condiciones ergonómicas ambientales y de diseño del puesto

Figura 90: Código de colores. Mapa de riesgo de un aerogenerador. Parte II.

Exposiciones a condiciones ergonómicas ambientales y de diseño del puesto
Exposiciones a condiciones ergonómicas térmicas
Exposiciones a condiciones ergonómicas acústicas
Exposiciones a condiciones ergonómicas de iluminación
Exposiciones a condiciones ergonómicas en trabajos con pantallas de visualización

Exposición a condiciones psico-sociales del puesto de trabajo
Insatisfacción
Estrés laboral
Síndrome de agotamiento emocional
Acoso psicológico en el trabajo.

Figura 91: Código de colores. Mapa de riesgo de un aerogenerador. Parte III.

11.2.1 Mapa de riesgo. Golpes y atrapamientos.

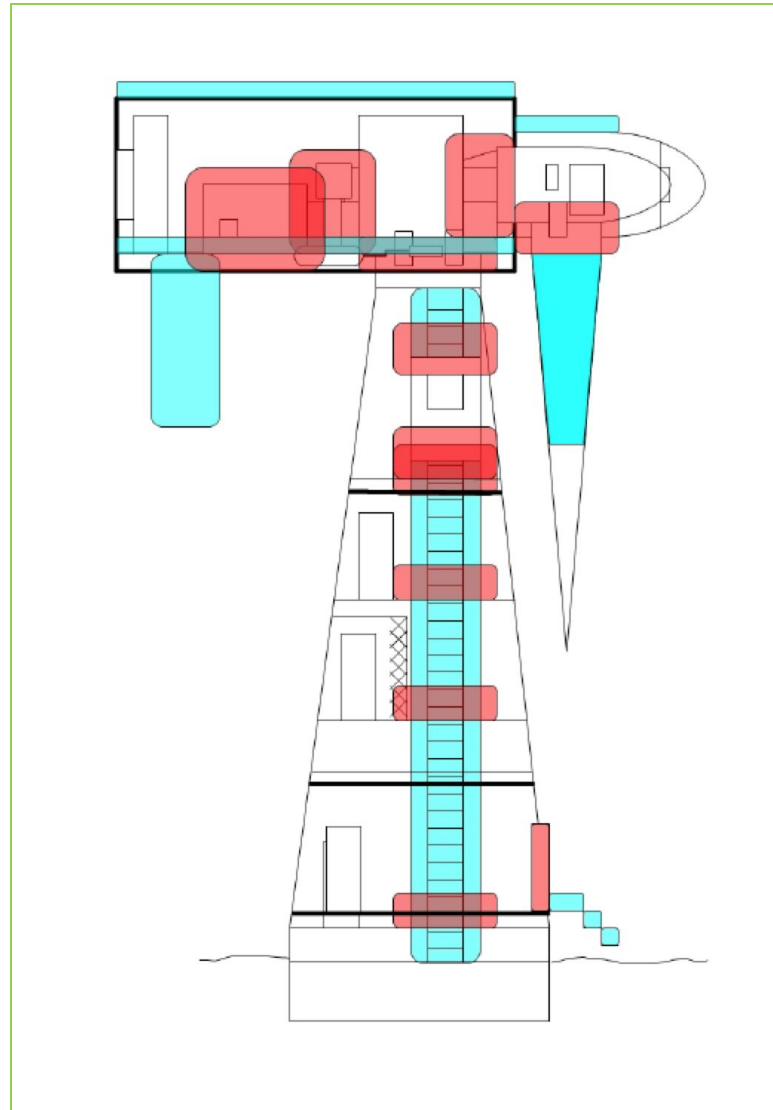


Figura 92: Esquema interno de un aerogenerador. Golpes y atrapamientos.

11.2.2 Mapa de riesgos. Exposición a altas temperaturas.

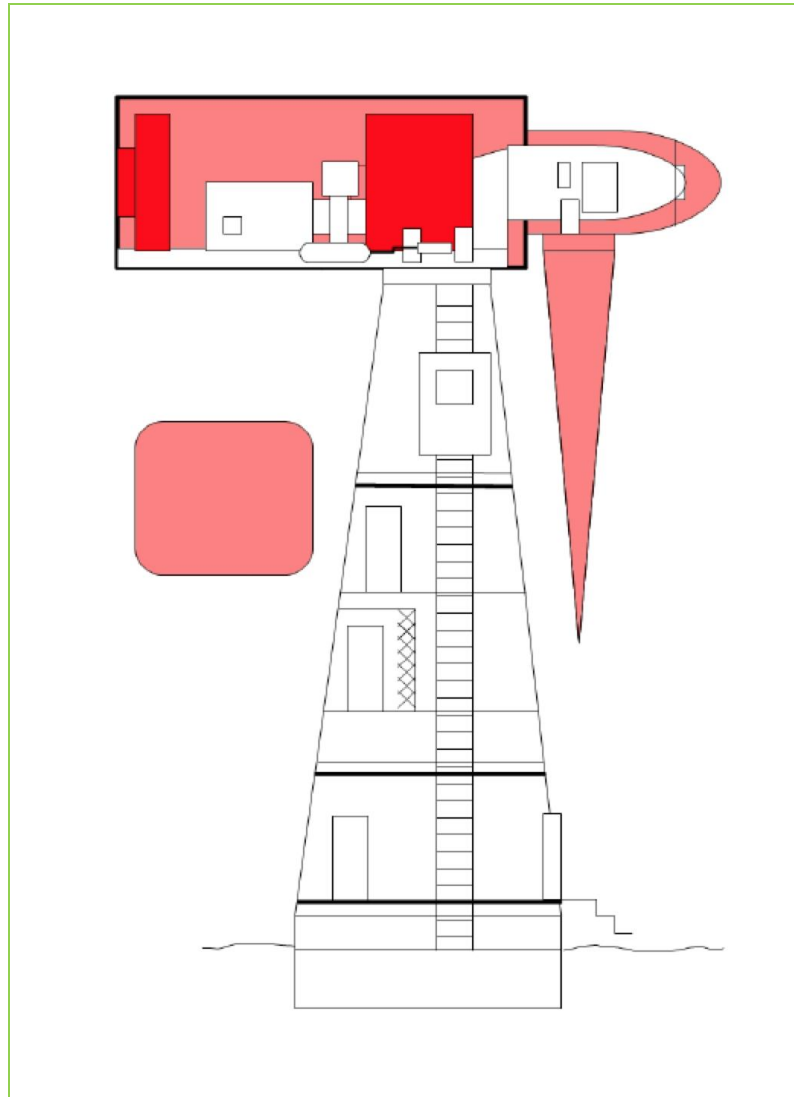


Figura 93: Esquema interno de un aerogenerador. Exposición a altas temperaturas.

11.2.3 Mapa de riesgos. Sistema eléctrico.

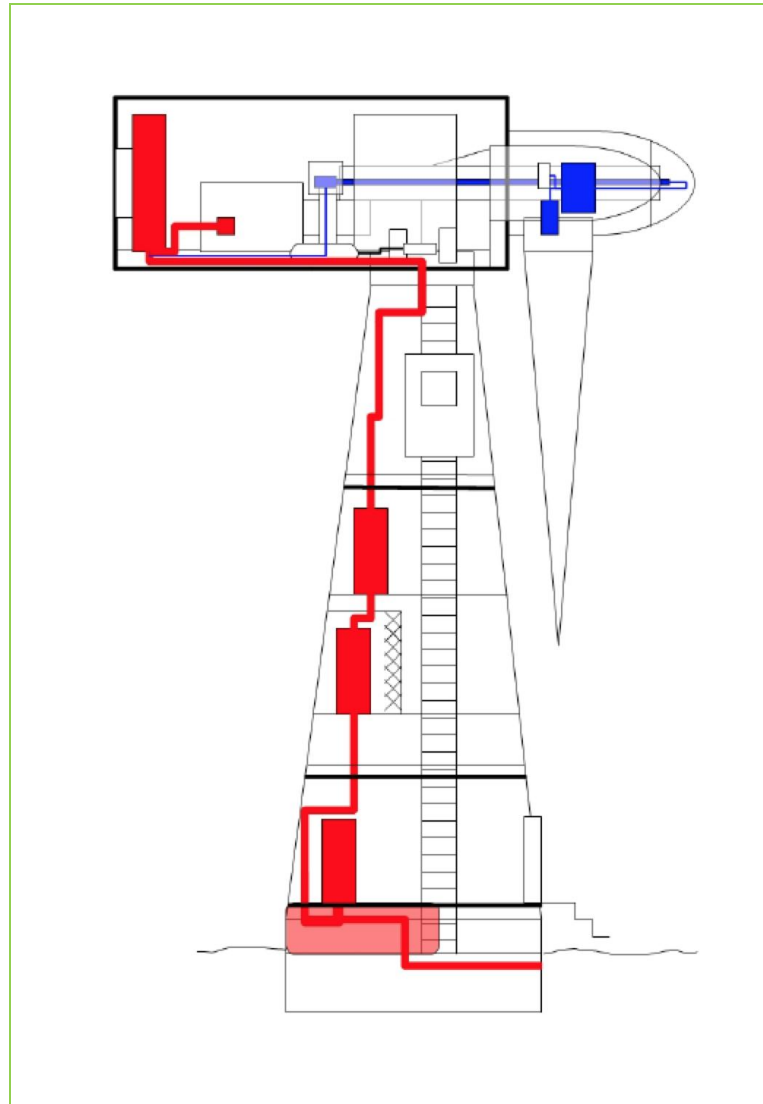


Figura 94: Esquema interno de un aerogenerador. Sistema eléctrico.

11.2.4 Mapa de riesgos. Proyecciones y explosiones.

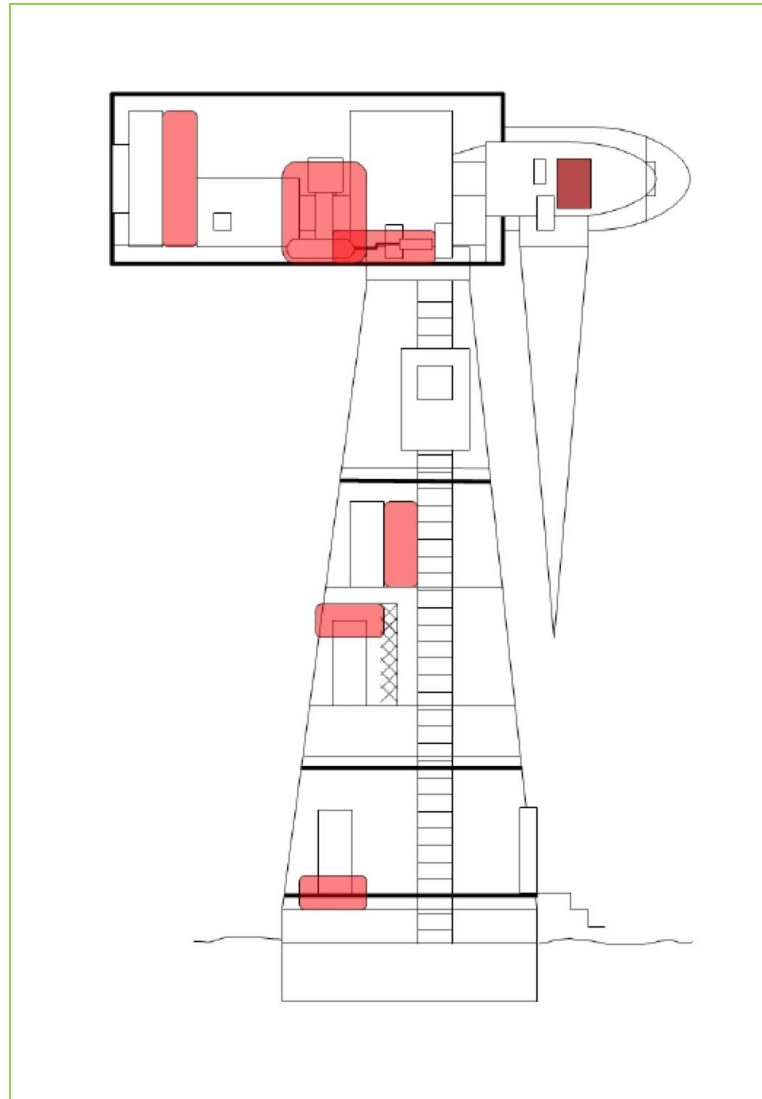


Figura 95: Esquema interno de un aerogenerador. Proyecciones y explosiones.

11.2.5 Mapa de riesgos. Asfixia.

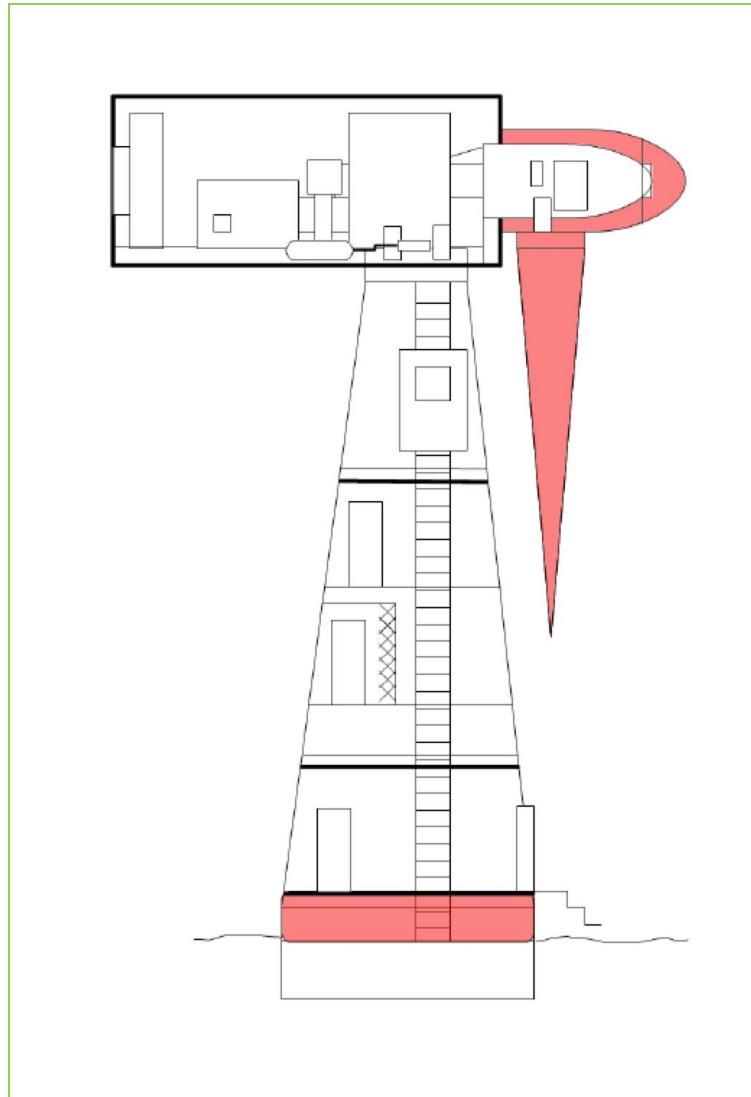


Figura 96: Esquema interno de un aerogenerador. Asfixia.

11.2.6 Mapa de riesgos. Sustancias Químicas.

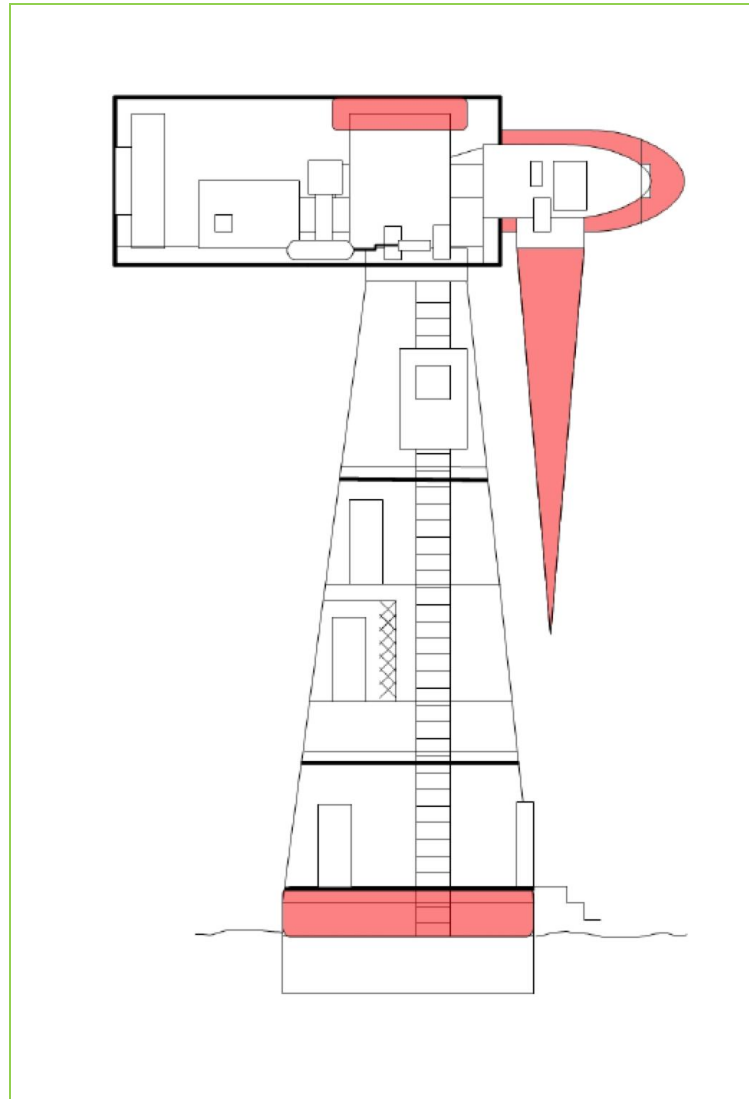


Figura 97: Esquema interno de un aerogenerador. Sustancias Químicas.

11.2.7 Mapa de riesgos. Ruido y vibraciones.

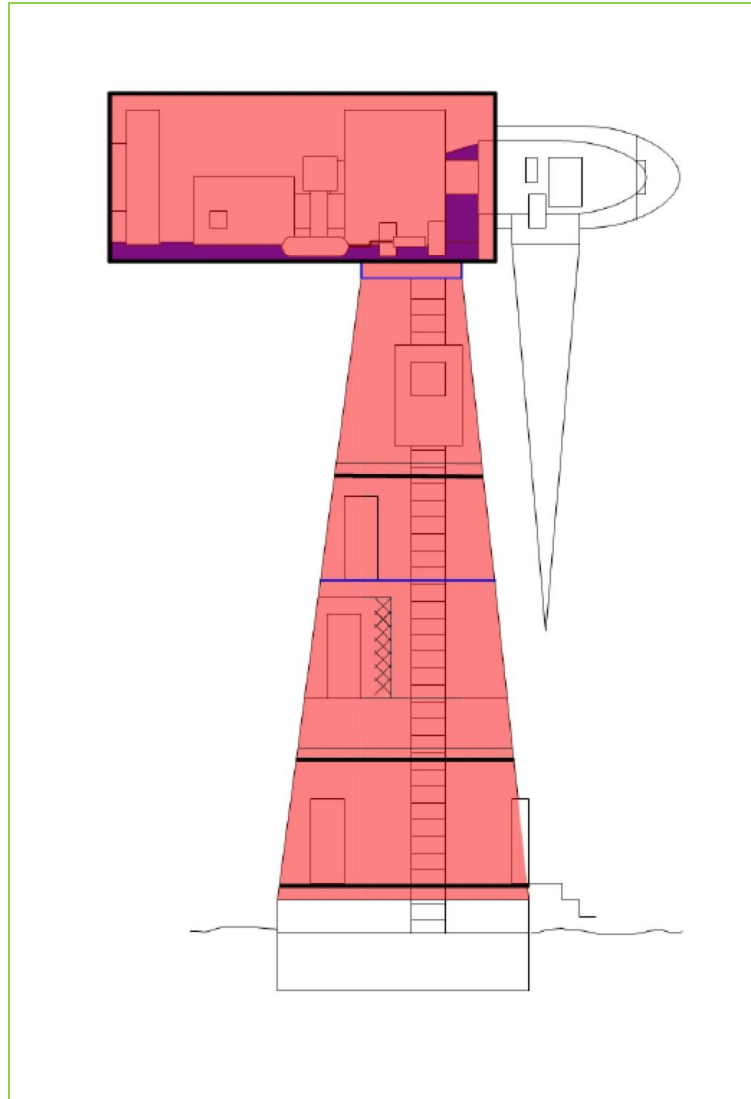


Figura 98: Esquema interno de un aerogenerador. Ruidos y vibraciones.

11.3 Riesgos en la seguridad. Fase de construcción de un parque eólico.

La ejecución de los trabajos de obra civil se llevaran a cabo por una empresa especialista que se subcontratará para el proyecto. El plan de Seguridad y Salud será una herramienta útil para la gestión de la prevención de riesgos laborales. Dentro de las actividades importantes en el proceso de construcción tenemos:

- Preparación del terreno para los caminos de servicio y accesos.



Figura 99: Instalación de aerogeneradores. Detalle de caminos de acceso.

Los parques eólicos se encuentran situados en entornos agrícolas, lugares aislados y montes, que en la mayor parte no disponen de accesos, sin embargo, el parque se encontrará instalado de manera paralela a la calle principal.

Por lo que las actividades a ejecutar son las relacionadas con el acondicionamiento de viales secundarios, que serian utilizados para el transporte de los componentes de los aerogeneradores. Dicho camino será diseñado para soportar vehículos de gran tonelaje y grandes dimensiones de equipos a instalar.

Tendrán suficiente anchura y resistencia adecuada (no menos de 5 m de anchura y los correspondientes sobre anchos en las curvas y una terminación compactada que asegura la estabilidad).

Como se ha mencionado, anteriormente, las condiciones orográficas del terreno, las dimensiones de los equipos a instalar, la dimensión y tonelaje de los equipos auxiliares (grúas), pone de manifiesto la importancia de planificar los trabajos con relación a las condiciones del terreno y los accesos, para la ejecución segura del montaje.

Es necesario el empleo de maquinaria pesada para la construcción de los viales. Es decir para las tareas de excavación, explanación y compactación, son necesarios bulldozer, retroexcavadoras, camiones, palas, cargadoras, motoniveladoras y compactadoras. El uso de estas maquinas pueden dar origen a riesgos como:

- Caída al subir o bajar del camión
- Atropellos
- Vuelcos de maquinas
- Colisiones

Medidas preventivas:

- Subir y bajar de frente al camión. Mantener los peldaños limpios y llevar calzado antideslizante.
- Dirigir las maniobras de carga y descarga y colocar está según el tipo y peso para evitar posteriores vuelcos.
- Anunciar las maniobras con la maquinaria pesada, cerciorarse que no halla personal al rededor. Preferiblemente con señal acústica.
- Nadie debe de estar en el radio de acción o bajo la carga mientras se realizan las operaciones. Debe estar bien señalizado el radio de acción de cada maquinaria.
- Comprobar previamente mediante un ensayo, el buen funcionamiento de los mandos de accionamiento de carga.
- No sobrepasar la capacidad de carga de la maquinaria.
- Llevar guantes de protección.
- El personal debe respetar las vías de circulación, la velocidad y el resto de señalización vial y seguridad de la obra.
- Llevar chalecos de visibilidad para facilitar la visibilidad de los trabajadores, bajo efectos de la neblina ni existiese.
- El acopio de materiales se hará de forma que no impida la circulación de los vehículos, ni riesgos de desplome. Esto se aplicará para todo el material que se saque de las excavaciones.

- Cimentaciones de los aerogeneradores.



Figura 100: Cimentación de un aerogenerador.

La cimentación sobre la que se eleva cada aerogenerador es una zapata de hormigón armado, a la que se añade un soporte metálico sobre el que se ancla la torre. Son excavadas por retroexcavadoras, que vierten las tierras sobre camiones, que a su vez transportarán dicho material hasta el lugar donde se reutilizan algunas veces como relleno o restauración paisajista.

Los riesgos asociados con esta actividad están relacionados con el manejo de la maquinaria, el vertido del hormigón de la zapata y las caídas a distinto nivel por la ausencia de sistemas de protección de bordes o de señalización. Las dimensiones de la excavación (de 12 a 15 mts de lado y 2 mts de profundidad aproximadamente) hacen tener que considerar este riesgo de caídas.

Medidas preventivas:

- Utilizar ropa y calzado adecuado utilizando siempre guantes y gafas protectoras para evitar posible contacto de partículas o partes con el cuerpo.
 - Utilizar cordales y puntuales adecuados asegurándose que estén bien sujetos antes de verter el hormigón.
 - Mantener un buen estado de orden, limpieza y señalización en el entorno del trabajo.
 - Utilizar accesos, rampas y escaleras adecuadas al interior del encofrado.
- Zanjado para el tendido eléctrico.



Figura 101: Zanjado para el cableado eléctrico.

La conducción de la electricidad generada por los aerogeneradores, son evacuadas mediante un tendido eléctrico que se encuentra bajo tierra, por lo que es necesario abrir zanjas, que en general no serán excesivamente profundas (1 mt).

Los riesgos relacionados con esta actividad son los tropiezos, caídas al mismo nivel o distinto nivel, debidas a la falta de señalización de las zanjas, o la imprudencia del personal en saltar de un extremo a otro.

Medidas preventivas:

- Instalar una plataforma de trabajo para conseguir una operación segura de la retroexcavadora.
- Señalar donde hay líneas eléctricas.

- El material de excavación debe ser llevado al vertedero o depositado en una zona alejada de la zanja.
- Disponer de escalones para el acceso del personal a la zanja.
- Mantener a los operarios fuera del radio de acción de las maquinas.
- Mantener la distancia de seguridad entre la excavadora y los vehículos de la obra, de manera que puedan evitarse choques entre vehículos y causar daños materiales o físicos al personal.
- Procurar la buena visibilidad entre los operarios de máquina y el zanjado.
- Utilizar protección auditiva.
- Mantener el hueco de la zanja señalizado con banderillas para evitar las caídas de altura.
- Las retroexcavadoras no deben acercarse al borde de la zanja.
- Colocar bordes o topes de seguridad en el borde de la zanja.
- Izada de torre y del aerogenerador.



Figura 102: Momento de elevación del cono y palas de un aerogenerador.

Esta parte de la fase de construcción desde el punto de vista preventivo y de la planificación de trabajos, es una de las operaciones claves. Este hace uso de grúas de alto tonelaje, para montar la torre y elevar el aerogenerador, con ayuda de otras grúas móviles en el sitio de trabajo.

Las medidas preventivas de estos montajes se basan fundamentalmente en una planificación de trabajos que se extiende desde la fase de diseño del aerogenerador hasta la puesta en obra mediante grúas.

Fases de la planificación:

Manejo de los componentes: Se debe realizar un pequeño estudio previo sobre cómo se manipularán los componentes del aerogenerador, ya que entre avanza la investigación y el desarrollo cada vez se hacen más eficientes, más grandes y a mayor altura, por lo que hace más completo la fase de montaje. Dicho estudio debe entender las características de cada componente que se pretende manipular; estableciendo límites que identifiquen los peligros potenciales durante su manipulación, dando puerta a reducirlos o evitarlos.

Los aerogeneradores llegan en piezas separadas para su montaje en campo. Las piezas que pudieran generar una complicación en su transporte son:

- Tramos de torre, que en el caso del parque serán 2.
- Góndola
- Palas
- Buje del rotor
- Unidades de control

El montaje del aerogenerador incluye la instalación de la góndola, el generador, equipos eléctricos, el rotor y las palas. Al igual que el montaje de la torre es necesario la utilización de grúas de alto tonelaje y el trabajo de altura en plataformas elevadas para fijar todos los elementos.



Figura 103: Izado de elementos de un aerogenerador.

Puntos de anclaje: En esta parte del proceso se deben establecer los criterios para la selección, dimensionamiento y la disposición de los anclajes para la instalación de los componentes, en las distintas fases de transporte, montaje y mantenimiento.

Los factores que se tendrán en cuenta serán:

- Peso propio del componente.
- Fuerza de aceleración en el levantamiento de la grúa.
- Disposición geométrica de los anclajes en el componente.
- Suspensión estática indefinida.
- Fuerza del viento.
- Fuerza oblicua con aparatos de suspensión de varias sogas.

Estos puntos se señalarán en el componente. Respetando un código de colores que representa cada nivel de carga y garantizar mayor seguridad y facilitar el manejo en las operaciones de montaje.

Manejo de grúas: El personal es uno de los factores mas importantes a considerar en el proceso de elevación de partes y equipos del parque eólico. Dicha capacitación del personal que interviene, su motivación y su coordinación son detalles fundamentales que deben considerarse para garantizar un proceso seguro de instalación.

Entre ellos se pueden mencionar: el gruista, el señalista y el jefe de maniobra.

Riesgos vinculados al uso de grúas:

- Caída de personas a diferente nivel.
- Caída de objetivos por desplome.
- Caída de objetos por manipulación.
- Caída de objetos por desprendimiento.
- Golpes contra objetos inmóviles.
- Explosiones
- Riesgo de daños a la salud, derivados de la explosión de agentes físicos, ruidos y vibraciones.

Para estos casos se pueden tener algunas medidas preventivas, como las siguientes a mencionar:

- Las grúas deben cumplir todas las condiciones de seguridad exigibles para el montaje y la utilización de las mismas.
- El gruista debe tener el carnet de operador de grúas y su debida formación.
- Inspeccionar y asegurarse del debido mantenimiento para las grúas y sus componentes.
- Comprobar frenos, cables, ruedas, limitadores de carga, finales de carrera, luces, avisadores acústicos, funcionen adecuadamente previo a iniciar el trabajo.
- No sobrecargar la grúa.
- No se deben realizar movimientos bruscos a la hora de izar las cargas.
- Las cargas deben ser visibles en todo momento y la coordinación con el señalista debe ser clara.
- No permanecer en el radio de giro de la grúa.
- No abandonar el puesto de trabajo con cargas suspendidas.
- No arrastrar cargas.



Figura 104: Uso de grúas para la instalación de torres de aerogeneradores.

11.3.1 Plan de emergencia

En el proceso de construcción del parque hay que tener en cuenta que pueden ocurrir situaciones de emergencia. Es importante contemplarlas para actuar de manera inmediata.

De manera general se deben tener en cuenta las siguientes situaciones:

- Personas heridas.
- Incendios.
- Accidentes eléctricos.
- Derrames de aceite y otras sustancias.
- Animales muertos o heridos.

Para cada caso en particular se debe tener claro ¿Qué hacer? En el plan de emergencias.

Un trabajador puede resultar herido por una multitud de razones. Es importante que todo el personal tenga cierta formación en primeros auxilios, para poder solventar de manera temporal ciertas situaciones.

Los emplazamientos eólicos no son de fácil acceso, en su mayoría, o algunos están lejos de cualquier respuesta inmediata por parte del personal médico. Es importante tener una buena formación en primeros auxilios y tener claras las pautas de actuación.

11.4 Riesgos en la seguridad. Fase de explotación de un parque eólico.



Figura 105: Parque eólico en funcionamiento.

La fase de explotación de un parque eólico, cuenta con poca presencia de personal en el campo. Habitualmente el personal de mantenimiento, no se encuentra en las instalaciones, ya que

se encuentran en oficinas situadas en la ciudad o puestos de control en las que tienen monitorizado el funcionamiento del parque y se trasladan solo para las labores de mantenimiento.

Actualmente las empresas propietarias de parques, están comenzando a subcontratar las actividades de mantenimiento a otras empresas que se han especializado en el gestionamiento de ellas.

Para el proyecto de Sierra Nevada, se hará un análisis de los riesgos existentes en los aspectos de seguridad dentro de la fase de explotación del parque eólico, y las medidas que se deberán tener para prever cualquier tipo de accidente en su funcionamiento.

11.4.1 Plan de prevención.

Se deberá realizar una evaluación de los riesgos para la seguridad y salud de los trabajadores, teniendo en cuenta, con carácter general, la naturaleza de la actividad, las características de los puestos de trabajos existentes y de los trabajadores que deban desempeñarlos.

De la misma forma se deberá hacer con la elección de los equipos de trabajo, sustancias o preparados químicos y del acondicionamiento de los lugares de trabajo.

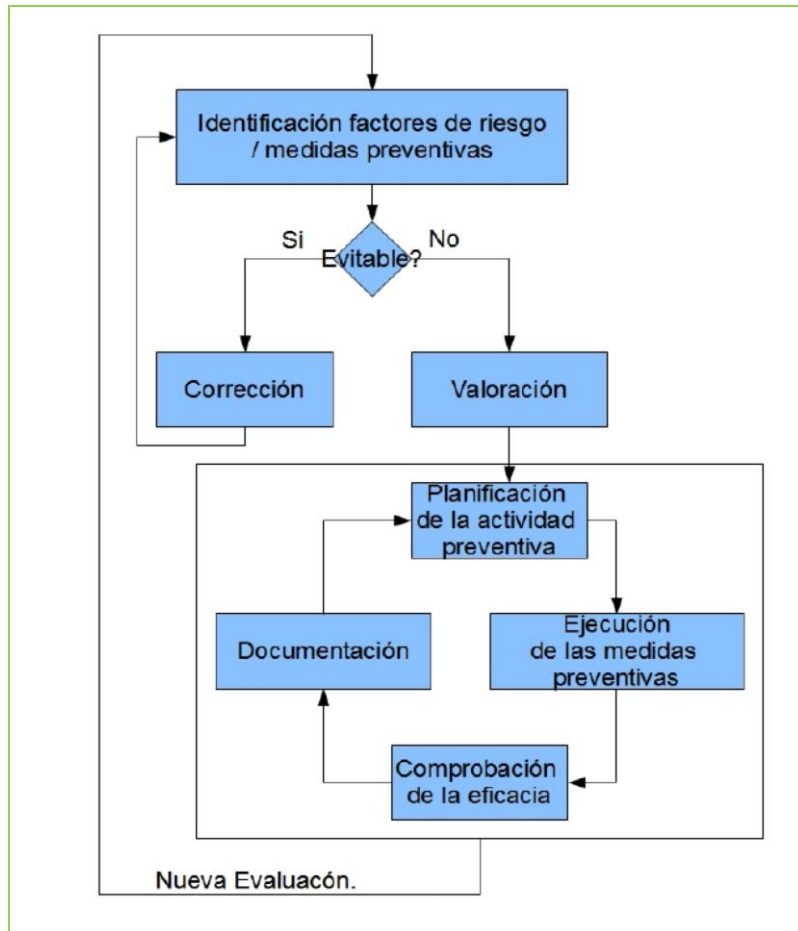


Figura 106: Esquema para estudiar la prevención de riesgos laborales.

11.4.2 Riesgos en el mantenimiento

Se analizarán los riesgos generados en las actividades de explotación y mantenimiento en el aerogenerador, que deben ser recogidos en el Plan de Prevención, a manera de evaluarlos y planificar una acción preventiva.

Una vez analizado el mapa de riesgos, que se realizó con anterioridad, sobre las diferentes partes del aerogenerador, mencionaremos a continuación los principales riesgos en los parques y diferentes alineamientos para prever algún accidente.

Riesgos de caída en altura.



Figura 107: Mantenimiento de un aerogenerador. Equipo de protección personal.

El acceso a la góndola se realiza por el interior de la torre, en el que existe una escala interna, que dispone de un sistema de fijación para los elementos de amarre del equipo de seguridad personal (arnes de seguridad).

En esta actividad el trabajador está expuesto a:

- Pérdida de la conciencia o desmayo.
- Tropiezo con algún obstáculo.
- Choques con otras personas, materiales o maquinaria.

Además, en ocasiones se deben realizar operaciones de mantenimiento en la parte superior de la góndola, a la que se accede a través de una trampilla que existe en el techo de la misma. Al

acceder a esta superficie se debe estar anclado a los puntos fijos que se disponen en el perímetro de la nacelle a modo de agarraderos metálicos.

Medidas preventivas:



Figura 108: Personal utilizando el arnés, para inspeccionar el aerogenerador.

Medidas de protección colectivas:

- Barandillas, rejas u otros resguardos.
- Las barandillas serán de materiales rígidos y resistentes.
- La altura de las barandillas será de 90 centímetros.
- Pisos y pasillos antideslizantes, libres de obstáculos y un sistema de drenaje.

Medidas específicas de trabajo en el aerogenerador: Utilización de equipo de protección individual contra caídas de altura, es obligación el uso de arnes de seguridad.

El aerogenerador, al tratarse de una estructura con un cierto grado de flexibilidad, está sometido a movimientos de balanceo, lo que aumenta la posibilidad de mareo o vertigo en el personal.

El trabajo en altura debe ser suspendido ante situaciones climáticas adversas como lluvia y fuertes vientos. A veces es necesario realizar trabajos en altura fuera de la góndola, para lo que es

necesario realizar los mismos desde plataformas de trabajo elevados. El espacio de trabajo reducido en la góndola hace que el personal trabaje en posturas forzadas y aumente el riesgo de golpes.

Riesgos de atrapamientos.



Figura 109: Imagen interna de un aerogenerador.

Atrapamiento se define como el efecto que se produce cuando un trabajador o parte de su cuerpo es aprisionada o enganchada por o entre objetos. Dentro del aerogenerador se tienen equipos y maquinas con mecanismos móviles, en los que ante una inspección o reparación puede quedar atrapado el técnico de mantenimiento.

Estas causas pueden deberse a: la pérdida de atención, no disponer del espacio necesario para desempeñar el trabajo, falla en la señalización en maquinaria, falta de formación de los trabajadores y tener un nivel bajo de iluminación. Estas causas pueden ocasionar al personal desgarros, amputaciones, asfixias y es posible llegar a un fallecimiento, de no tener el control de este tipo de riesgo.

Medidas preventivas:

- Las operaciones en maquinarias, deben realizarse durante la detención de motores.

- Instalar resguardos o dispositivos de seguridad que eviten el acceso a puntos de peligro.
- La base de los apoyos de los objetos debe ser estable.
- La forma y dimensiones de los objetos deben facilitar su manipulación.
- El personal debe estar adiestrado en la manipulación correcta de los objetos.

Riesgos de tipo eléctrico.

Este riesgo es el generado por la energía eléctrica, quedando específicamente incluidos los riesgos de:

- Choque eléctrico por contacto directo o indirecto.
- Quemaduras por choque o arco eléctrico.
- Caídas o golpes consecuencia de choque o arco eléctrico.
- Incendios o explosiones originados por la electricidad.

Medidas preventivas:

- Toda instalación, conductor o cable eléctrico debe considerarse conectado y en tensión.
- Nunca deben de ser manipulados elementos eléctricos con las manos mojadas, en ambientes húmedos o mojados accidentalmente y cuando se carezca de los equipos de protección personal necesarios.
- Nunca improvisar empalmes ni conexiones.
- Con carácter previo a la desconexión de un equipo o máquina será necesario apagarlo haciendo uso del interruptor.
- Todo equipo eléctrico con tensión superior a la de seguridad o que carezca de doble aislamiento estará unido o conectado a tierra y en todo caso tendrá protección con interruptor diferencial, debiendo comprobarse periódicamente el correcto funcionamiento de dichas protecciones.
- Se deberá prestar especial atención a los calentamientos anormales de los equipos e instalaciones eléctricas, así como a los chispazos provocados por los mismos.
- No realizar trabajos eléctricos sin estar capacitado y autorizado para ello.

Procedimiento en caso de incendio:



Figura 110: Incendio de un aerogenerador.

El equipo de primera intervención actuará para el control inicial de la emergencia:

- Desalojando la zona.
- Aislando el fuego
- Intentando apagarlo con el uso de extintores.
- Se avisará al jefe de emergencias y ayudas externas si fuera necesario.

En caso de incendio incontrolado:

- Se confinara el fuego para que no se propague.
- En caso de utilizar agua en la extinción se desconectará la corriente eléctrica.
- Se avisará al jefe de emergencias.
- Aplicación del debido plan de evacuación. Que incluye el traslado del personal a una zona segura, fuera de la zona del parque.

11.5 Medidas preventivas para el control del frío.



Figura 111: Parques eólicos instalados en emplazamientos con nieve.

El control del frío, también, se efectúa a través de medidas técnicas, organizativas y de protección personal.

Medidas técnicas:

- Utilización de difusores de aire interiores.
- Aclimataciones a través de las correspondientes instalaciones térmicas.

Medidas organizativas:

- Ingestión de líquidos calientes.
- Control del trabajo en los empleados sometidos a medicación cuando la actividad implique pérdida de la energía calorífica.
- Control del trabajo de los trabajadores especialmente sensibles al clima.
- Reconocimiento médicos previos y periódicos.
- Medición periódica de la temperatura y velocidad del aire.
- Rotación de trabajos en climas variados.

Medidas de protección individual:

- Proporcionar vestimenta adecuada para proteger frente al frío.
- Protección de manos y pies y otros órganos más sensibles al frío.
- Utilización de ropa frente al viento para reducir la velocidad del aire.
- Sustitución de ropa húmeda por seca.

12. Balance Energético y Económico

12.1 Potencias Contratadas

Para hacer el estudio de las potencias, se realiza el desglosamiento de los diversos periodos de consumo.

Primero diferenciamos entre horas punta, llano y valle en el periodo de verano y el de invierno:

	Invierno			Verano		
	Punta	llano	valle	Punta	llano	valle
Península	18-22 h.	8-18h.	0-18h	11-15h.	8-11h.	0-8h
					15-24h.	

Tabla 25: Horas punta en Invierno y verano

Por otra parte dividimos en los diversos periodos de consumo de potencias contratadas, diferenciando entre horas valle, llano y punta, y si el día es festivo o laboral:

	Laborable			Festivo		
Valle			P3			P6
Llano		P2			P5	
Punta	P1			P4		

Tabla 26: Horas valle, llano y punta en laborable y festivo

Conforme a estos periodos se muestra la potencia pico máxima que ha habido en cada periodo:

DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO	KW	KW	KW	KW	KW	KW
	actual Potencia contratada					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Total	8.842	8.913	9.075	7.755	7.755	10.554

Tabla 27: Potencia pico en cada periodo

A continuación, analizaremos por cada punto de suministro de potencia.

12.1.1 Potencia en motores de remotes

A continuación se muestra la potencia de los motores de los remotes de la estación. Los dos primeros remotes corresponden a telecabinas. Los demás corresponden a telesillas.

INSTALACIÓN	POTENCIA MOTORES ELECTRICOS (KW)
TC AL-ANDALUS (2 motores de 600Kw)	1.200
TC BORREGUILES (2 motores de 550Kw)	1.100
TS JARA (2 motores de 266Kw)	532
TS MONACHIL (2 motores de 404Kw)	808
TS LAGUNA (2 motores de 433Kw)	866
TS VELETA	412
TS STADIUM (8 motores de 105Kw)	840
TS VIRGEN NIEVES	545
TS PARADOR I	77,7
TS EMILE ALLAIS	266
TS SABIKA	266
TS DILAR	292
TS MONTEBAJO	217
TS BORREGUILES I	266
TS LOMA DILAR	66
TS VELETA II	361
TS EMILIO REYES	82,2
TQ ZAYAS	190
ALFOMBRA DOBLE BORREGUILES (*)	26
ALFOMBRA DAURO	15

(*) Suma de los dos motores 11Kw + 15Kw

8.428

Tabla 28: Potencia de los motores de remonte

Los dos últimos son alfombras transpartadoras de poca distancia, por eso las potencias contratadas son mucho menores.

En la siguiente tabla se muestran las potencias contratadas en los diferentes periodos:

DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO	KW	KW	KW	KW	KW	KW
	actual Potencia contratada					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Remontes						
TS MONACHIL SUPERIOR	400	400	400	400	400	460
TELESILLA MONACHIL INF.	104	108	172			
TS ANTONIO JARA	390	390	390	390	390	468
TS GENIL SUPERIOR	55	55	55	55	55	468
TQ ANTONIO ZAYAS	85	115	156			
TS LAGUNA SUPERIOR	435	435	435	435	435	615
LAGUNA INFERIOR	140	177	184			
TC AL ANDALUS	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030	1.030
TC BORREGUILES	865	865	865	865	865	865
TS VELETA SUPERIOR	400	400	450			
TS STADIUM	485	485	485	485	485	570
TS VIRGEN DE LAS NIEVES	290	290	290	290	290	460
TS BORREGUILES 2	50	50	50			

Tabla 29: Potencia contratadas de los periodos P1-P6

12.1.2 Potencia en cañones

Sierra nevada cuenta con la mayor producción de nieve artificial del mundo en una estación de montaña. Varios cañones con son capaces de cubrir varias pistas mediante nieve artificial

A continuación se detallan la potencia disponible y contratada de los diversos compresores de la estación en KW.

CT Nieve Producida	Adscrita	Contratada
BOMBEO SOBREPRESION	1.280	220
COMPRESORES	6.800	2.500
BOMBEO INFERIOR	640	350
BOMBEO INTERMEDIO	1.008	550
META	800	350

Tabla 30:Potencia disponible contratada en los compresores

En la siguiente tabla se muestra la potencia contratada en los diferentes periodos:

DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO	KW	KW	KW	KW	KW	KW
	actual Potencia contratada					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Nieve Producida						
BOMBEO SOBREPRESIÓN	130	130	130			
COMPRESORES	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	3.650
BOMBEO INTERMEDIO	550	550	550	550	550	550
BOMBEO INFERIOR	350	350	350	350	350	470
META	260	260	260	260	260	468

Tabla 31: Potencia contratada de P1-P6

12.1.3 Potencia en hoteles y parking

Cetursa, que es la empresa encargada de la administración completa de Sierra Nevada, posee también la administración de 2 hoteles, y la segunda planta del parking de pradollano.

CT propios Edificios y Hoteles	Adscrita	Contratada
HOTEL TREVENQUE (PARKING -4)	504	70
HOTEL ZIRYAB	504	150
PARKING -2 (ENDESA simplemente Parking)	640	350

Tabla 32: Potencia en kW para los dos hoteles y la planta del parking

Tabla 33: Potencia contratada de P1-P6

DIRECCIÓN DEL SUMINISTRO	KW	KW	KW	KW	KW	KW
	actual Potencia contratada					
	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Edificios y Hoteles						
HOTEL ZIRYAB	120	120	120			
HOTEL TREVENQUE	58	58	58			
PARKING	445	445	445	445	445	480

12.2 Potencias máximas

Una vez analizadas las potencias contratadas, analizaremos las potencias reales consumidas y los excesos de potencia:

Puntos	Potencia máxima años 2009 a 2012											
	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
TS MONACHIL SUPERIOR	528	520	504	476	112	56	80	64	104	208	116	516
TELESILLA MONACHIL INF.	628	492	356	224	52	40	28	28	28	64	268	564
TS ANTONIO JARA	976	500	456	392	236	124	184	124	128	236	312	564
TS GENIL SUPERIOR	104	108	100	76	36	32	20	32	32	16	52	112
TQ ANTONIO ZAYAS	140	140	144	124	112	64	12	28	40	20	136	184
TS LAGUNA SUPERIOR	664	684	648	624	492	120	228	156	252	128	404	620
LAGUNA INFERIOR	196	220	232	160	64	28	36	40	52	68	136	144
TC AL ANDALUS	1.252	1.208	1.236	1.132	880	376	364	364	388	412	884	1.308
TC BORREGUILES	1.104	1.196	1.160	980	756	280	572	364	456	424	800	1.160
TS VELETA SUPERIOR	400	404	1.108	444	312	128	168	172	152	196	408	444
TS STADIUM	1.212	712	684	536	620	76	124	200	252	124	484	608
TS VIRGEN DE LAS NIEVES	620	484	376	352	124	2.484	136	60	104	140	192	272
BOMBEO SOBREPRESIÓN	48	16	168	192	140	32	16	12	16	172	356	80
COMPRESORES	3.480	1.848	424	456	368	308	228	212	1.220	1.996	3.952	3.908
BOMBEO INTERMEMEDIO	724	712	264	120	148	16	24	276	276	424	672	728
BOMBEO INFERIOR	300	256	200	212	156	92	70	116	192	276	356	470
META	520	348	332	36	32	28	20	16	16	116	348	544
PARKING	544	544	500	488	344	160	168	172	176	188	348	504

recargos exceso potencia	sin recargos exceso potencia
--------------------------	------------------------------

X.XXX	datos erróneos
-------	----------------

Como se puede analizar en la tabla, vemos que existen varios meses con recargos por exceso de potencia. Nuestro principal objetivo es reducir esos excesos, aportando la generación eléctrica mediante eólica y fotovoltaica.

Estos excesos suponen un incremento elevadísimo de la factura, y por tanto, realizaremos un balance energético, para disminuir el pago de electricidad a la compañía distribuidora.

12.3 Balance Energético

Nuestro objetivo es realizar una reducción lo mayor posible respecto al consumo de la propia estación.

Los meses de menor producción eólica coinciden con los meses de menor consumo energético de la estación, por lo que los momentos de mayor consumo pueden coincidir con los puntos de mayor producción.

La siguiente tabla muestra el balance energético, meses en el eje de abcisas frente a KWh en el eje de ordenadas:

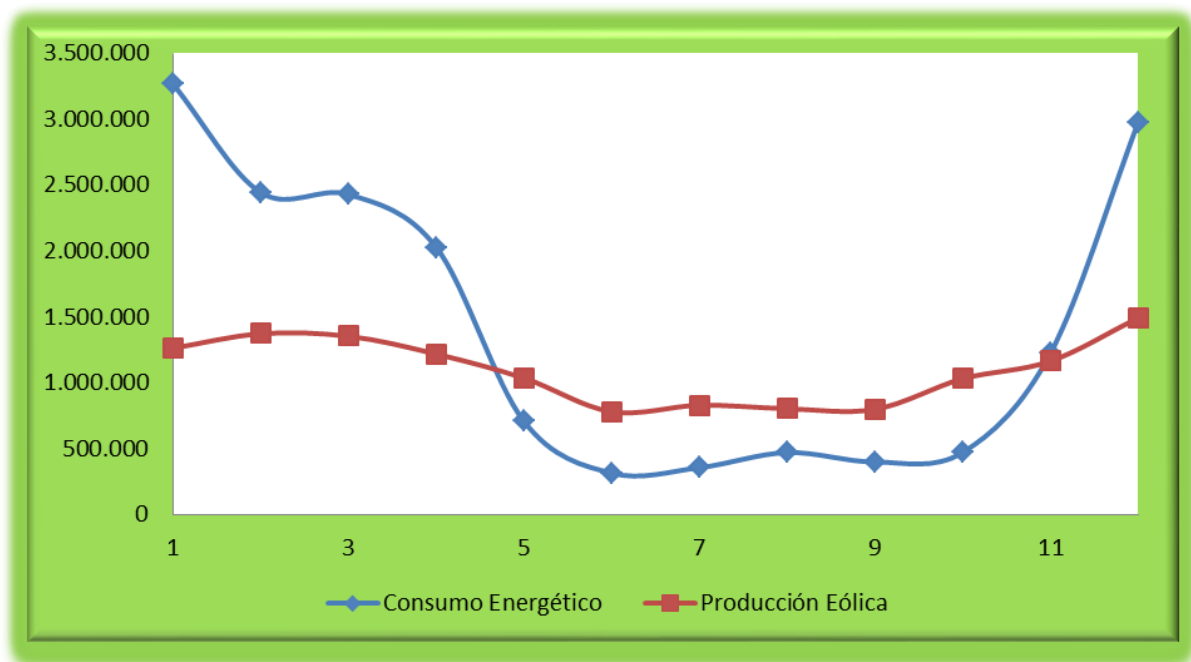


Tabla 35: Balance energético

Para realizar esta tabla, primero hemos analizado la producción mensual. Para ello hemos analizado la producción de general de eólica en los últimos 3 años, y hemos extrapolado nuestros 13,13 GWh de producción con esa curva de producción media anual.

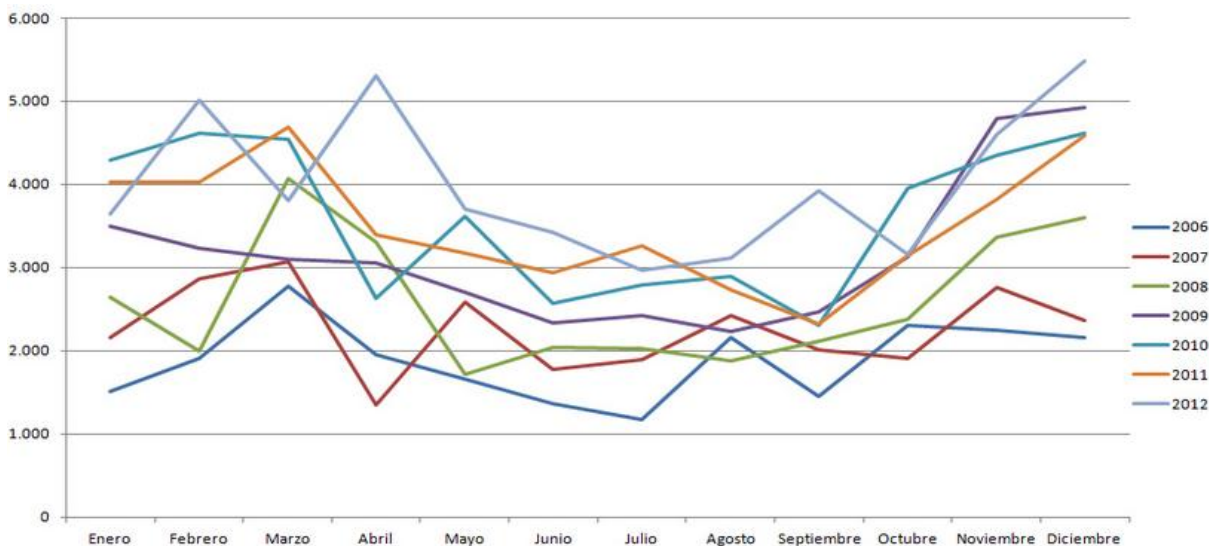


Tabla 36: Curva de producción media anual

La siguiente tabla muestra la extrapolación de los valores de nuestra producción a la media:

	2.010	2.011	2.012	2.010	2.011	2.012	Media	
Enero	4.250	4.100	4.300	10%	10%	9%	10%	1.261.451
Febrero	4.700	4.100	5.000	11%	10%	11%	10%	1.371.655
Marzo	4.600	4.800	4.100	11%	12%	9%	10%	1.352.462
Abril	3.300	3.800	5.200	8%	9%	11%	9%	1.217.023
Mayo	3.600	3.100	3.700	8%	8%	8%	8%	1.034.336
Junio	2.500	2.700	2.600	6%	7%	5%	6%	779.107
Julio	2.600	2.900	2.800	6%	7%	6%	6%	828.903
Agosto	2.800	2.200	3.100	6%	5%	7%	6%	802.674
Septiembre	2.200	2.200	3.700	5%	5%	8%	6%	797.615
Octubre	4.000	3.200	3.100	9%	8%	7%	8%	1.029.800
Noviembre	4.100	3.400	4.200	9%	8%	9%	9%	1.162.873
Diciembre	4.700	4.800	5.500	11%	12%	12%	11%	1.492.101
	43.350	41.300	47.300	100%	100%	100%	100%	13.130.000

Tabla 37: Extrapolación de los valores sobre la producción media

En la siguiente tabla se muestra el consumo energético completo de la instalación, con el balance energético final:

Año 2012							KWh			
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL	Gen Eólica	Gen Fotov	Balance
Enero	580.148	941.127	20.074	0	0	1.726.220	3.267.568	1.261.451	1.731	2.004.386
Febrero	483.932	809.848	24.734	0	0	1.124.497	2.443.010	1.371.655	2.160	1.069.195
Marzo	15.550	27.720	352.653	916.458	0	1.115.934	2.428.316	1.352.462	3.346	1.072.508
Abril	9.865	20.037	23.931	0	1.052.377	920.948	2.027.157	1.217.023	3.924	806.210
Mayo	4.406	7.857	5	0	312.816	380.726	705.810	1.034.336	4.779	705.810
Junio	39.738	39.028	39.092	47.458	0	147.835	313.151	779.107	5.201	313.151
Julio	111.684	85.835	1.521	0	0	156.237	355.277	828.903	5.764	355.277
Agosto	457	736	901	0	0	467.366	469.460	802.674	5.106	469.460
Septiembre	500	984	91.227	122.615	0	183.126	398.452	797.615	3.958	398.452
Octubre	1.222	2.004	2.265	0	239.989	225.027	470.506	1.029.800	2.833	470.506
Noviembre	4.652	9.752	201.073	382.128	0	624.048	1.221.652	1.162.873	2.052	56.726
Diciembre	484.084	789.826	12.850	0	0	1.686.194	2.972.954	1.492.101	1.576	1.479.277
Total	1.736.238	2.734.753	770.325	1.468.659	1.605.181	8.758.157	17.073.314	13.130.000	42.431	9.200.959

Tabla 38: Consume energético de la instalación y el balance energético final

Por tanto, analizando el balance total neto, el ahorro energético total disponible sería de 9.200.959 KWh anuales. Este valor sería cierto siempre que se produjese un autoconsumo instantáneo. Hay diversos consumos como el parking (luces) y hoteles que son fijos durante las 24 horas, pero los remotes están operativos durante 9 horas del total de las horas del día, por tanto en torno a un 40% del tiempo.

Como conclusión, y para hacer coincidir la curva de consumo con la de producción, la mejor opción tomada sería hacer funcionar, por ejemplo, los cañones de producción de nieve artificial, en los momentos que más producción eólica exista.

De este modo, estimaríamos que la curva de consumo y la curva de producción coincidirían en un 45% del tiempo, y por tanto habría un ahorro energético de 4.140.000 KWh.

12.4 Balance Económico

12.4.1 Balance Económico Parque Eólico

En la siguiente tabla se muestra el presupuesto económico de la instalación eólica completa:

PRESUPUESTO	Precio	Número	Total	
Aerogenerador (850 KW)	470.000 €	8	3.760.000 €	
Obra Civil	40.000 €	8	320.000 €	
Transporte	68.400 €	1	68.400 €	
Motaje + Grúa	84.000 €	1	84.000 €	
Sistema eléctrico	57.023 €	1	57.023 €	
Subestación	200.000 €	1	200.000 €	
Torres de Medición	35.000 €	1	35.000 €	
Seguridad e Higiene	11.340 €	1	11.340 €	
Medidas Medioambientales	30.000 €	1	30.000 €	
Ingeniería, trámites y legalizaciones	220.000 €	1	220.000 €	
Acondicionamiento Viales	176.000 €	1	176.000 €	
			4.961.763 €	729.671 €
				MW instalado

Tabla 39: Presupuesto instalación del parque eólico

Como se puede observar, el precio por MW instalado es de 1,12 M€. Un precio más reducido al actual por MW instalado, que está influido por el uso de Aerogeneradores más pequeños, que reduce costes en todos los aspectos de la construcción del parque.

12.4.2 Balance Económico sistema fotovoltaico

A continuación se detalla el presupuesto para la instalación fotovoltaica:

Inversores	Inversor	
	25000	4.750,00 €
	0,19	
		4.750,00 €

Módulos	Precio	121 €
	Nº módulos	128
		15.488 €

Cables + Estructuras + Conexión + Instalación	Precio(W)	0,53 €
	Nº W	28000
		14.840,00 €

Engineering	1% de coste directo		696,56 €
Grid Interconnection	2% del coste directo		1.393,12 €

Total

37.167,68 €

Tabla 40: Presupuesto de la instalación fotovoltaica

El precio por el KW instalado está en torno a 1,3€. Un precio decente y que seguramente pueda verse reducido por el decremento del valor de los módulos fotovoltaicos y del inversor.

12.4.3 Balance Económico total del sistema

A continuación se detalla la inversión con el PayBack Period, considerando un coste de mantenimiento del 1,2% de la inversión del parque.ç

Instalación	Precio
Eólica	6.021.763 €
Fotovoltaica	37.168,00 €
Mantenimiento (Anual)	13.512,00 €
20 años	270.240,00 €
	6.329.171,00 €

Tabla 41: Payback de las instalaciones fotovoltaica y eólica

Precio kWh	Ahorro kWh=	4.140.000
0,13 €	0,13	538.200,00 €
0,15 €	0,15	621.000,00 €
0,17 €	0,17	703.800,00 €

Tabla 42: Dinero anual ahorrado para distintos precios del kWh

A continuación se muestra el precio por kWh en los diferentes periodos de consumo:

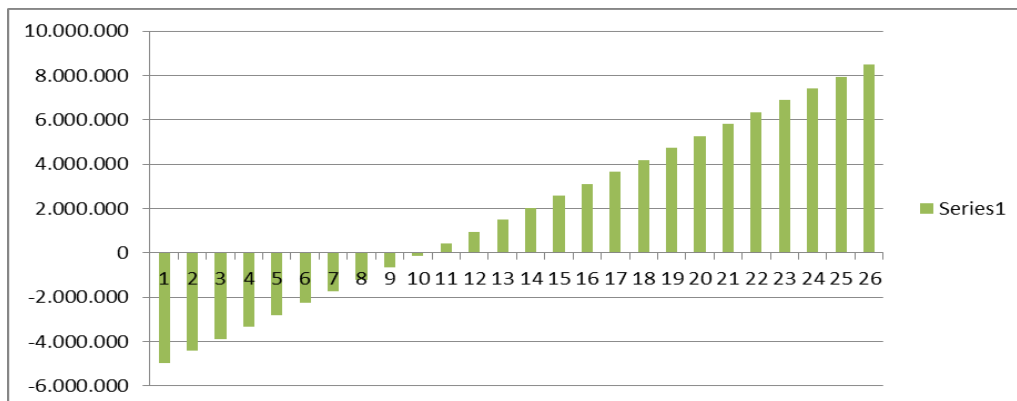
	Laborable	Laborable	Laborable	Festivo	Festivo	Festivo
Valle			P3			P6
Llano		P2			P5	
Punta	P1			P4		
Precio €/kWh	0,159275	0,13731	0,129605	0,1173	0,10902	0,084525

Tabla 43: Precio por kWh de P1-P6

A continuación hacemos diferentes medias del precio del KWh:

	Ahorro Económico	Balance Económico	
0	- 4.961.763 €	-4.961.763	Coste + Mantenimiento
1	538.200,00 €	-4.423.563	
2	538.200,00 €	-3.885.363	
3	538.200,00 €	-3.347.163	
4	538.200,00 €	-2.808.963	
5	538.200,00 €	-2.270.763	
6	538.200,00 €	-1.732.563	
7	538.200,00 €	-1.194.363	
8	538.200,00 €	-656.163	
9	538.200,00 €	-117.963	
10	538.200,00 €	420.237	
11	538.200,00 €	958.437	
12	538.200,00 €	1.496.637	
13	538.200,00 €	2.034.837	
14	538.200,00 €	2.573.037	
15	538.200,00 €	3.111.237	
16	538.200,00 €	3.649.437	
17	538.200,00 €	4.187.637	
18	538.200,00 €	4.725.837	
19	538.200,00 €	5.264.037	
20	538.200,00 €	5.802.237	
21	538.200,00 €	6.340.437	
22	538.200,00 €	6.878.637	
23	538.200,00 €	7.416.837	
24	538.200,00 €	7.955.037	
25	538.200,00 €	8.493.237	

Tabla 44: Cash flow de los 25 primeros años 0,13€/kWh

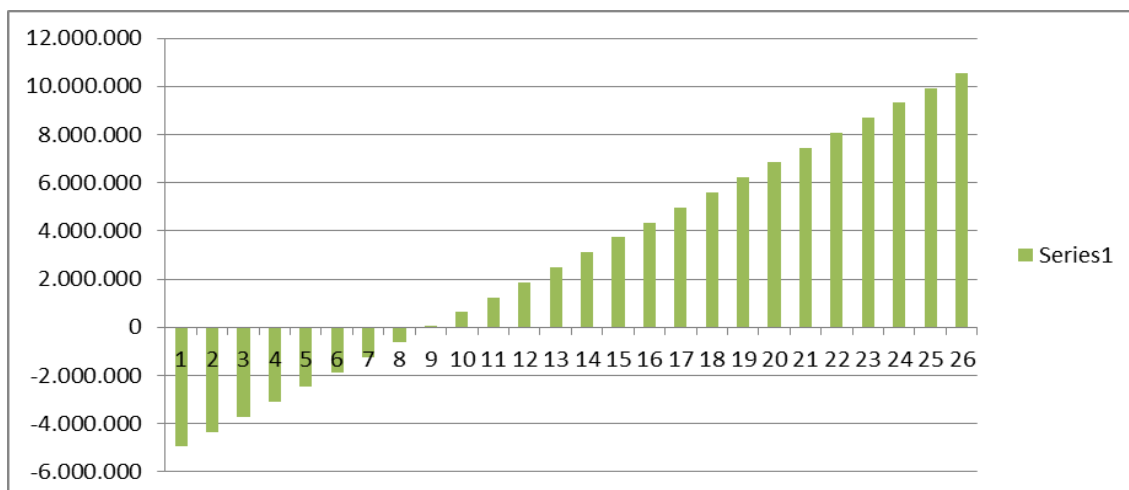


Gráfica 4: Payback desde puesta en marcha (0,13€/kWh)

Con una TIR = 6% y un Payback de 10,5 años

	Ahorro Económico	Balance Económico	
0	- 4.961.763 €	-4.961.763	Coste + Mantenimiento
1	621.000,00 €	-4.340.763	
2	621.000,00 €	-3.719.763	
3	621.000,00 €	-3.098.763	
4	621.000,00 €	-2.477.763	
5	621.000,00 €	-1.856.763	
6	621.000,00 €	-1.235.763	
7	621.000,00 €	-614.763	
8	621.000,00 €	6.237	
9	621.000,00 €	627.237	
10	621.000,00 €	1.248.237	
11	621.000,00 €	1.869.237	
12	621.000,00 €	2.490.237	
13	621.000,00 €	3.111.237	
14	621.000,00 €	3.732.237	
15	621.000,00 €	4.353.237	
16	621.000,00 €	4.974.237	
17	621.000,00 €	5.595.237	
18	621.000,00 €	6.216.237	
19	621.000,00 €	6.837.237	
20	621.000,00 €	7.458.237	
21	621.000,00 €	8.079.237	
22	621.000,00 €	8.700.237	
23	621.000,00 €	9.321.237	
24	621.000,00 €	9.942.237	
25	621.000,00 €	10.563.237	

Tabla 45: Cash flow para un coste de 0,15€/kWh

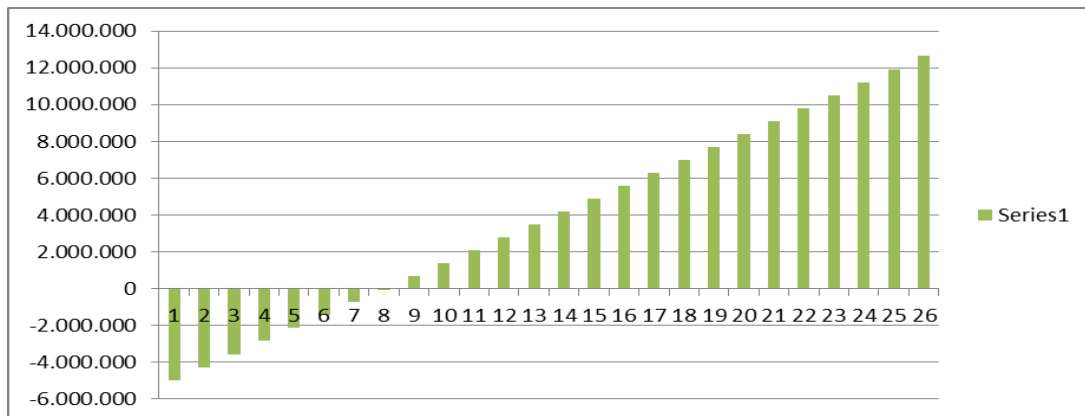


Gráfica 4: Payback desde puesta en marcha (0,15€/kWh)

Con una TIR = 9% y un Payback de casi 9 años

	Ahorro Económico	Balance Económico	
0	- 4.961.763 €	-4.961.763	Coste + Mantenimiento
1	703.800,00 €	-4.257.963	
2	703.800,00 €	-3.554.163	
3	703.800,00 €	-2.850.363	
4	703.800,00 €	-2.146.563	
5	703.800,00 €	-1.442.763	
6	703.800,00 €	-738.963	
7	703.800,00 €	-35.163	
8	703.800,00 €	668.637	
9	703.800,00 €	1.372.437	
10	703.800,00 €	2.076.237	
11	703.800,00 €	2.780.037	
12	703.800,00 €	3.483.837	
13	703.800,00 €	4.187.637	
14	703.800,00 €	4.891.437	
15	703.800,00 €	5.595.237	
16	703.800,00 €	6.299.037	
17	703.800,00 €	7.002.837	
18	703.800,00 €	7.706.637	
19	703.800,00 €	8.410.437	
20	703.800,00 €	9.114.237	
21	703.800,00 €	9.818.037	
22	703.800,00 €	10.521.837	
23	703.800,00 €	11.225.637	
24	703.800,00 €	11.929.437	
25	703.800,00 €	12.633.237	

Tabla 46: Cash flow para un coste de 0,17€/kWh



Gráfica 6: Payback desde puesta en marcha (0,17€/kWh)

Con una TIR = 12% y un payback de 8,1 años.

13. Conclusiones

13.1 Fotovoltaica

Con una bajada del 80% del precio de los módulos solares en estos últimos 5 años, cada día es más rentable realizar una instalación en viviendas, edificios o comercios.

Si a esto añadimos, la coincidencia de uno de los mejores emplazamientos de España, por su radiación y temperatura, para producir energía fotovoltaica, la rentabilidad de la instalación se hace aún más eficaz.

Además de que nuestro proyecto se encuentra en Sierra Nevada, la ubicación del establecimiento es aún más óptima, debido a que el reflejo en la nieve crea una mayor radiación.

Todo ello hace que el PayBack period sea en pocos años, pudiéndose ver reducido por debajo de la media docena si el coste de la electricidad sigue aumentando, como todo parece indicar, debido a la constante subida en estos últimos años, y al déficit tarifario existente.

La rentabilidad total del proyecto llegará una vez aprobada la ley esperada desde hace más de un año de Balance Neto. Ella favorecerá a la generación distribuida, debido a la instalación de un mayor número de generadores fotovoltaicos por todo el país.

13.2 Eólica

Como conclusión, y para hacer coincidir la curva de consumo con la de producción, la mejor opción tomada sería hacer funcionar, por ejemplo, los cañones de producción de nieve artificial, en los momentos que más producción eólica exista.

El Recurso Eólico es menor en la estación de verano, por lo que coincide con el menor consumo de la estación, que únicamente abre algunos remontes para hacer senderismo o descenso en bicicleta.

Con ello, obtuvimos un valor de 13.130 MWh, lo que supone casi 2000 horas equivalentes, es decir, el 22 % de las horas de un año.

El presupuesto total para llevar a cabo la ejecución del parque es de casi 5.000.0000€.

13.3 Global de Proyecto

Por tanto, con el correspondiente análisis de viabilidad y rentabilidad se justifica la idoneidad del trabajo. Para ello, se ha obtenido una TIR (Tasa interna de retorno) entre el 8% y el 12% variando el precio entre el 0,13€/kWh y 0,17€/kWh. Estos factores muestran que el proyecto es rentable en términos económicos, puesto que se puede recuperar la inversión inicial en menos de 10 años.

Con el aumento de la factura eléctrica, la inversión se hará aún mas rentable.

También hay que evaluar el valor real de los impactos ambientales comentados anteriormente en el apartado 6, frente al hecho de que la energía producida evita más de 6.000 tn de CO2 al año.

Esto proyecto, contribuye por tanto a la generación distribuida, directamente ayudará a la estabilidad de la red eléctrica de España, ya que las pérdidas por transporte de la electricidad, se estiman en torno al 10%.

Hablando en datos estadísticos, pagamos un 10% más de la energía que realmente consumimos. Por tanto de los 36.000 millones de € anuales de facturación por parte de las eléctricas, únicamente consumimos lo correspondiente a 32.400 millones de €. Hay 3.600 millones de €, que se pierden por transporte. Un cifra desmesurada y que con la generación distribuida se vería reducida en su gran mayoría. Países como Alemania optaron por incentivar este modo de generación.

14. Bibliografía

Libros consultados:

Miguel Alonso Abella. *SISTEMAS FOTOVOLTAICOS*. Segunda Edición. Era Solar.

Oscar Perpiñán, Manuel Castro, Antonio Colmenar. *DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS*. PROGENSA.

M. Escudero López. *MANUAL DE ENERGÍA EÓLICA*. Mundiprensa.

J.L. Rodríguez, J.C. Burgos, S. Arnalte. *SISTEMAS EÓLICOS*. Editorial Rueda S.L.

Salvador Cucó Pardillas. *GESTION DE PROYECTOS DE INSTALACIONES ENERGETICAS*. Modulo I. ITE.

Sitios Web consultados:

Operación y mantenimiento de plantas de energía.
www.opex-energy.com/index.html

Todo sobre energías renovables.
www.energiadoblezero.com

Seguridad en los aerogeneradores.
www.tindai.com

Aerogeneradores: Generadores de electricidad y productores de agua, por Karina del Pilar.
www.monografias.com/trabajos82/aerogeneradores-generadores-electricidad-y-productores-agua/aerogeneradores-generadores-electricidad-y-productores-agua.shtml

Parque Eólico. ¿Cuánto cuesta el viento?
www.epse.com.ar/index.php?option=com_content&view=article&id=56:parque-eolico-cuesta-del-viento&catid=42:proyectos-en-estudio&Itemid=61
www.aeeeolico.org

¿Qué mantenimiento requiere un sistema fotovoltaico?
<http://www.energiasverdes.com/preguntas-frecuentes/que-mantenimiento-requiere-un-sistema-fotovoltaico.html>

Mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas.
www.energiasverdes.com/preguntas-frecuentes/que-mantenimiento-requiere-un-sistema-fotovoltaico.html

Sistema Fotovoltaico:
www.ingeteam.com
www.isofofón.com
www.canadiansolar.com
www.albasolar.com

Transporte y Construcción:
www.ALE-heavylift.com

13.5 Agradecimientos



Andreas Bielser y Alberto Ollero



Oscar Perpiñán Lamigueiro



Carlos Gerez Hernández



Alberto Medrano Pascual



Profesores y Dirección