

Resumen

El presente proyecto tiene por objeto llevar a cabo el diseño y construcción de un parque fotovoltaico de 2 MW de potencia nominal en Albesa (Lleida), formado por 20 instalaciones fotovoltaicas independientes de 100 kW de potencia nominal, proporcionando una potencia fotovoltaica pico total de 2,261 MWp.

La finalidad del parque fotovoltaico es generar el máximo de energía eléctrica con el objetivo de inyectarla a la red eléctrica y maximizar el beneficio económico por su venta, regulado en el *Real Decreto 436/2004* en la que se establece las condiciones de explotación para los productores de energía eléctrica en régimen especial. Además se mejorará el sistema eléctrico de distribución, descentralizándose su generación y disminuyendo las pérdidas de transporte, y permitirá la reducción de los gases de efecto invernadero.

Los paneles fotovoltaicos se ubicarán en seguidores solares a doble eje, optimizando la radiación incidente recibida, siguiendo la posición del sol durante el día manteniendo los paneles perpendiculares a éste. La energía que generan los paneles es en corriente continua y se deberá transformar a corriente alterna a través de un inversor y se pueda inyectar a la red de distribución. La conexión a la red eléctrica se deberá efectuar en media tensión, mientras que la generación se realizará en baja, por este motivo será necesario la construcción de un centro de transformación que permita esta conversión.

En el proyecto se diseñarán todos los elementos necesarios para la puesta en funcionamiento del parque fotovoltaico que abarca la configuración fotovoltaica, la instalación eléctrica, la cimentación de seguidores y la construcción de las edificaciones necesarias para su correcto funcionamiento

Por último, se realizará un estudio ambiental y económico-social, que garanticen la viabilidad económica y la sostenibilidad del proyecto.





Sumario

RESUMEN	1
SUMARIO	3
1. GLOSARIO	7
2. INTRODUCCIÓN	11
2.1. Objetivo del proyecto	11
2.2. Alcance	11
2.3. Antecedentes	11
3. DESCRIPCIÓN DEL PARQUE FOTOVOLTAICO	15
3.1. Descripción general	15
3.1.1. Emplazamiento	15
3.1.2. Características generales	16
3.2. Descripción del generador fotovoltaico	17
3.2.1. Efecto fotovoltaico	17
3.2.2. Descripción general de un generador de 100 kW	17
3.2.3. Módulos fotovoltaicos	19
3.2.4. Seguidor solar	20
3.2.5. Inversor	23
3.2.6. Instalación eléctrica	24
3.2.7. Sistema de medición y facturación	26
3.2.8. Sistema de monitorización	26
3.2.9. Instalaciones de seguridad y vigilancia	27
3.2.10. Ficha técnica de la instalación	28
3.3. Caseta de instalaciones	28
3.3.1. Tipología	28
3.3.2. Estructura	29
3.3.3. Cimentación	29
3.3.4. Cerramientos y revestimientos	29
3.3.5. Pavimentos	30
3.3.6. Cerramientos y divisorias practicables	30
3.3.7. Instalaciones	30
3.4. Obra civil	31
3.4.1. Lindes de la parcela	31
3.4.2. Adecuación del terreno	31
3.4.3. Canalizaciones	32



3.4.4.	Cimentación del seguidor	33
3.5.	Instalación eléctrica de baja tensión.....	34
3.5.1.	Descripción del sistema.....	34
3.5.2.	Instalaciones de enlace	34
3.5.3.	Cuadro principal (CGBT)	36
3.5.4.	Corrección del factor de potencia	37
3.5.5.	Líneas a cuadros secundarios.....	38
3.5.6.	Cuadros secundarios.....	38
3.5.7.	Instalación interior.....	40
3.5.8.	Instalación de puesta a tierra.....	41
3.6.	Instalación eléctrica de generación	44
3.6.1.	Descripción del sistema.....	44
3.6.2.	Diseño de secciones de cableado sección continua	45
3.6.3.	Diseño de secciones de cableado sección alterna	47
3.6.4.	Tubos protectores.....	49
3.6.5.	Protecciones eléctricas en continua	49
3.6.6.	Protecciones eléctricas en alterna.....	51
3.6.7.	Contador de energía.....	54
3.6.8.	Pararrayos	56
3.6.9.	Instalación de puesta a tierra.....	56
3.7.	Conexión a la red eléctrica	58
3.7.1.	Punto de conexión	58
3.7.2.	Centro de transformación	58
3.7.3.	Línea de evacuación.....	62
4.	DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN	65
4.1.	Diseño del generador fotovoltaico	65
4.1.1.	Dimensionado del sistema generador	65
4.1.2.	Configuración y dimensionado del inversor/convertidor	65
4.2.	Estudio energético	69
4.2.1.	Radiación estimada en el emplazamiento $G_a(0)$	69
4.2.2.	Radiación sobre el plano del generador $G_a(\beta_{opt})$	70
4.2.3.	Pérdidas por desorientación del generador.....	70
4.2.4.	Pérdidas por sombreados.....	71
4.2.5.	Cálculo de la energía generada.....	75
4.2.6.	Rendimiento global de la instalación	77
4.2.7.	Balance energético	79
5.	JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN ADOPTADA	81
5.1.	Emplazamiento	81



5.2. Conexión con la compañía eléctrica	82
5.3. Seguidores	83
5.4. Ubicación de inversores.....	83
6. ANÁLISIS ECONÓMICO _____	85
6.1. Presupuesto	85
6.2. Rentabilidad del proyecto.....	86
7. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA DE APLICACIÓN _____	89
CONCLUSIONES _____	95
AGRADECIMIENTOS _____	97
BIBLIOGRAFÍA _____	99
Referencias bibliográficas	99
Bibliografía complementaria	101

ANEXOS

VOLUMEN I

ANEXO A: CÁLCULOS

ANEXO B: ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

ANEXO C: SEGURIDAD CONTRA INCENDIOS

VOLUMEN II

ANEXO D: PLIEGO DE CONDICIONES

ANEXO E: ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

ANEXO F: PLANOS



1. Glosario

Acción: Toda causa o agente actuante capaz de generar estados tensionales o deformaciones tanto en las estructuras como en el terreno.

Acción accidental: acción con una pequeña probabilidad de ocurrencia, generalmente de corta duración y con efectos importantes.

Acción permanente: Acción cuya variación en magnitud con el tiempo es despreciable, o cuya variación es monótona hasta que se alcance un determinado valor límite.

Acción variable: Acción cuya variación en el tiempo no es monótona ni despreciable respecto al valor medio.

Armadura de tendel: Armadura de acero prefabricada para su colocación en los tendeles.

Carga: Fuerza, debida a la gravedad, que actúa sobre un edificio y que interesa a su estructura.

Carga de nieve: Carga producida por la nieve.

Célula solar o fotovoltaica: dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Coefficiente de seguridad: Relación entre el valor característico de una determinada propiedad o magnitud y el valor de cálculo requerido en estudio de un determinado problema.

Combinación de acciones: Conjunto de acciones utilizadas para la comprobación de los requisitos estructurales.

Elementos de sombreado: módulos fotovoltaicos que protegen a la construcción arquitectónica de la sobrecarga térmica causada por los rayos solares, proporcionando sombras en el tejado o en la fachada del mismo.

Estados límite: Aquellos estados o situaciones de la estructura, o de partes de la misma, que de alcanzarse y excederse ponen a la estructura fuera de uso por incumplimiento de las condiciones tensionales o funcionales límite preestablecidas.

Estados límite de servicio: Situaciones que suponen que una obra, estructura o elemento, deja de cumplir los requisitos de calidad (por razones funcionales, estéticas, de durabilidad, etc.) establecidos en el proyecto, aunque ello no implique la ruina o puesta



fuera de servicio de modo inmediato.

Estados límite último: Situaciones que suponen la puesta fuera de servicio, de una determinada obra, estructura o elemento, como consecuencia de rotura, hundimiento, pérdida de estabilidad o cualquier otra forma de fallo.

Fábrica: Conjunto trabado de piezas asentadas con mortero.

Fábrica armada: Fábrica en la que se colocan barras o mallas, generalmente de acero, embebidas en mortero u hormigón, de modo que todos los materiales trabajen en conjunto.

Flecha relativa: Descenso máximo de vano respecto al extremo de la pieza que lo tenga menor, dividida por la luz del tramo. En el caso de voladizos se considerara como luz el doble del vuelo.

Fuente de corriente: sistema de funcionamiento del inversor, mediante el cual se produce una inyección de corriente alterna a la red de distribución de la compañía eléctrica.

Funcionamiento en isla o modo aislado: cuando el inversor sigue funcionando e inyectando energía a la red aún cuando en ésta no hay tensión.

Generador fotovoltaico: asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

Hormigón de relleno: Hormigón con la consistencia y el tamaño del árido adecuados para rellenar cámaras o huecos de la fábrica.

Instalación solar fotovoltaica: aquella que dispone de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún paso intermedio.

Interruptor: dispositivo de seguridad y maniobra.

Irradiación solar: energía incidente por unidad de superficie sobre un plano dado, obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, normalmente una hora o un día. Se mide en kWh/m².

Irradiancia solar: potencia radiante incidente por unidad de superficie sobre un plano dado. Se expresa en kW/m².

Módulo o panel fotovoltaico: conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

Mortero: Mezcla de conglomerantes inorgánicos, áridos y agua, y, en su caso, adiciones y aditivos.

Perdidas por inclinación: cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema



generador a consecuencia de no tener la inclinación óptima.

Perdidas por orientación: cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema generador a consecuencia de no tener la orientación óptima.

Perdidas por sombras: cantidad de irradiación solar no aprovechada por el sistema generador a consecuencia de la existencia de sombras sobre el mismo en algún momento del día.

Peso propio: Carga producida por la gravedad en la masa de los elementos constructivos.

Pieza de fábrica: Componente conformado, para utilizarse en la construcción de fábricas.

Piezas macizas, perforadas, aligeradas o huecas: Designación de las piezas de fábrica, según el porcentaje, tamaño y orientación de sus huecos.

Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

Potencia nominal del generador: suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

Radiación Solar Global media diaria anual: energía procedente del sol que llega a una determinada superficie (global), tomando el valor anual como suma de valores medios diarios.

Radiación solar: energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas.

Rama fotovoltaica: subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

Resistencia a compresión de la fábrica: Resistencia a compresión sin tener en cuenta los efectos de las coacciones de sustentación, esbeltez o excentricidad de cargas.

Resistencia a compresión de piezas de fábrica: Resistencia media a compresión

Resistencia a compresión del mortero: Resistencia media a compresión de probetas de mortero ensayadas tras 28 días de curado

Resistencia a corte de la fábrica: Resistencia de la fábrica sometida a esfuerzo cortante.

Resistencia a flexión de la fábrica: Resistencia de la fábrica a flexión pura.

Resistencia característica a compresión de piezas de fábrica: Resistencia a compresión correspondiente al fractil 5 % de la resistencia.



Resistencia característica de la fábrica: el valor correspondiente al fractil 5 % de todas las mediciones efectuadas de la fábrica.

Resistencia del anclaje por adherencia: La resistencia de la adherencia por unidad de superficie entre la armadura y el hormigón o el mortero, cuando la armadura está sometida a esfuerzo de tracción o compresión.

Resistencia normalizada a compresión de piezas de fábrica: Resistencia a compresión de las piezas de fábrica por asimilación a la resistencia a compresión de una pieza equivalente secada al aire, de 100 mm de ancho X 100 mm de alto.

Resistencia normalizada a compresión, fb: Resistencia a compresión de las piezas para fábricas, que se especifica como tal en el proyecto, y que sirve de referencia para deducir el resto de características mecánicas y resistentes que intervienen en el cálculo de la sección total bruta.

Sobrecarga de uso: Peso de todo lo que puede gravitar sobre el edificio por razón de su uso.

Tabla: Cara superior o inferior de una pieza de fábrica colocada en posición.

Tendel: Junta de mortero entre las tablas de las piezas de fábrica.

Valor característico: Es el principal valor representativo de una variable.

Valor de cálculo: Valor obtenido de multiplicar el valor representativo por el coeficiente parcial de seguridad.



2. Introducción

2.1. Objetivo del proyecto

El objetivo del presente proyecto es la construcción de las instalaciones necesarias para el desarrollo y funcionamiento de un parque fotovoltaico según las necesidades requeridas y conforme a la normativa vigente, formado por 20 instalaciones independientes de 100 kW.

Las parcelas se encuentran ubicadas en el municipio de Albesa (Lleida), concretamente en el polígono número 503, parcelas nº 1, 2, 3 y 39.

La actividad o uso al que se destinan las instalaciones que nos ocupan, es la producción y posterior venta a la compañía distribuidora de energía eléctrica a partir del aprovechamiento de la energía solar.

2.2. Alcance

El alcance del presente proyecto es el diseño y construcción de una instalación fotovoltaica de 2 MW ubicada en la localidad de Albesa (Lleida).

En primer lugar, se realizará una introducción a la energía solar fotovoltaica, creando las bases necesarias para el cálculo y configuración de cada uno de los 20 generadores fotovoltaicos que se encuentran en la central.

En segundo lugar, se realizará la descripción del parque fotovoltaico, incluyéndose el cálculo y diseño de la obra civil necesaria para su correcto funcionamiento.

Por último, se realizarán una serie de estudios, tanto económicos como ambientales, que garanticen la viabilidad económica y la sostenibilidad del proyecto.

2.3. Antecedentes

Un sistema fotovoltaico de conexión a red (SFCR) aprovecha la energía del sol para transformarla en energía eléctrica que cede a la red convencional para que pueda ser

consumida por cualquier usuario conectado a ella.

La *Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico* estableció los principios para el desarrollo de un nuevo modelo de producción de la energía eléctrica basados en la libre competencia, la mejora de la eficiencia energética, la reducción del consumo y la protección del medioambiente (reducción de gases de efecto invernadero). Para ello establece el régimen especial de producción de energía eléctrica, como régimen diferenciado del ordinario, en el que se englobarían las instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

Es a partir de la publicación del *Real Decreto 2818/1998, de 23 de Diciembre*, que en España se permite que cualquier interesado pueda convertirse en productor de electricidad a partir de recursos o fuentes de energía renovables (el Sol), residuos y cogeneración, ya que desarrolla reglamentariamente el régimen especial establecido en la Ley 54/1997, “*en lo relativo a los requisitos y procedimientos para acogerse al régimen especial, a los procedimientos de inscripción en el Registro correspondiente, a las condiciones de entrega de energía y al régimen económico.*”

Posteriormente el *Real Decreto 1663/2000, de 29 de Septiembre*, establece “*las condiciones administrativas y técnicas básicas de conexión a red de baja tensión de las instalaciones solares fotovoltaicas, teniendo en cuenta sus especiales características y con la finalidad de establecer una regulación específica que permita el desarrollo de esa actividad.*”

Por último, para dar garantías y estabilidad al desarrollo de la producción de energía eléctrica en régimen especial, y en especial a la energía solar fotovoltaica, el *Real Decreto 436/2004, de 12 de Marzo*, establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía en régimen especial.

Es en este Real Decreto en su Artículo 1, apartado b), se señala claramente que su finalidad es la de establecer: “*un régimen económico duradero para las instalaciones acogidas al régimen especial*”.

La durabilidad del régimen retributivo se asegura en el:

“Artículo 33. Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría b), grupo b.1: energía solar.

Instalaciones de energía solar fotovoltaica del subgrupo b.1.1 de de no más de 100 kW de potencia instalada:



*Tarifa: 575 por ciento durante los primeros **25 años desde su puesta en marcha** y 460 por ciento a partir de entonces”.*

El porcentaje se refiere a la tarifa eléctrica media o de referencia, regulada en el *R.D. 1432/2002, de 27 de diciembre*, y que anualmente se incrementa de acuerdo al IPC energético.

Actualmente, según se establece en el *RD 1556/2005*, el último incremento ha sido 4,48% de la tarifa eléctrica media, por lo tanto, la prima por kWh generado por energía solar fotovoltaica asciende a 0,44038 euros.

De esta forma el desarrollo sostenible puede verse impulsado desde las iniciativas particulares que aprovechando la fuerza del sol pueden contribuir a una producción de energía de manera más limpia. Ahora, el ciudadano, la comunidad de vecinos, las empresas u otras entidades que lo deseen podrán disponer de su instalación solar conectada a la red. No hay que olvidar la buena imagen corporativa que conlleva este tipo de iniciativas en una sociedad cada vez más sensibilizada con el medioambiente.



3. Descripción del parque fotovoltaico

3.1. Descripción general

3.1.1. Emplazamiento

La instalación objeto de este estudio, estará ubicada en cuatro solares contiguos situado en la provincia de Lleida, comarca de Noguera, y concretamente en el municipio de Albesa, en los parajes de Camí de Menarguens y Sifon.

La superficie total de las cuatro parcelas alcanza los 134.374 m², con un perímetro total de aproximadamente unos 1.968 m. La relación de superficies de cada una de las parcelas se detalla a continuación en la *Tabla 3.1*:

Parcela	Superficie
00001	63.412 m ²
00002	14.491 m ²
00003	29.371 m ²
00039	27.100 m ²
TOTAL	134.374 m²

Tabla. 3.1– Relación de superficies

Las coordenadas UTM de dichos puntos son (*Tabla 3.2*):

Parcela	Coordenada X	Coordenada Y
00001	307.235	4.624.536
00002	307.361	4.624.408
00003	307.640	4.624.431
00039	307.429	4.624.401

Tabla. 3.2– Coordenadas UTM de las parcelas

Se trata de solares con uso del suelo rústico, en una zona en la que se practica la agricultura. En concreto, las actividades que ocupan las parcelas, son principalmente, la agricultura de labor o labradío de regadío. Dichas parcelas poseen una serie de características que las hacen apropiadas para la ubicación de una instalación solar fotovoltaica conectada a red:

- Radiación solar bastante elevada y muy presente a lo largo del año.
- Terrenos rústicos y poco aprovechados en la actualidad.
- Terrenos relativamente llanos, libres de sombras y orientados al Sur.
- Accesibilidad del área.
- Existencia cercana de una línea eléctrica de evacuación.
- Zona de sensibilidad ambiental BAJA.

3.1.2. Características generales

El Parque Fotovoltaico estará integrado por un conjunto de veinte (20) generadores PV independientes, cada uno de 100kW de potencia nominal, lo que le confiere al Parque una potencia total de 2MW nominal, y 2,261 MWp de potencia fotovoltaica pico.

Las distintas instalaciones individuales constitutivas de la huerta solar quedarán identificadas por las siguientes denominaciones de la *Tabla 3.3*:

Huerta	Potencia	Huerta	Potencia
PV-001	100 kW	PV-011	100 kW
PV-002	100 kW	PV-012	100 kW
PV-003	100 kW	PV-013	100 kW
PV-004	100 kW	PV-014	100 kW
PV-005	100 kW	PV-015	100 kW
PV-006	100 kW	PV-016	100 kW
PV-007	100 kW	PV-017	100 kW
PV-008	100 kW	PV-018	100 kW
PV-009	100 kW	PV-019	100 kW
PV-010	100 kW	PV-020	100 kW

Tabla. 3.3– Instalaciones individuales de la huerta solar

El conjunto de generación fotovoltaica viene representado por las siguientes cifras:

- 20 Generadores PV-XXX de 100kW.
- 13.300 Módulos fotovoltaicos, repartidos en veinte grupos de 665.
- 100 Inversores de conexión a red SOLARMAX 20C
- 100 Seguidores solares de 20 kW



- Instalación eléctrica en baja y media tensión
- Infraestructuras y servicios comunes.

3.2. Descripción del generador fotovoltaico

3.2.1. Efecto fotovoltaico

El fundamento de la energía solar fotovoltaica es el denominado “efecto fotovoltaico”, fenómeno descrito por Becquerel en el año 1839.

El efecto se produce en materiales semiconductores, como por ejemplo el Silicio, que tienen la particularidad de presentar un comportamiento diferente respecto a la electricidad (flujo de cargas) dependiendo de si son o no excitados por una fuente energética externa.

En el caso particular, el Sol actúa como fuente energética externa, y cuando un fotón (partícula de luz radiante) impacta contra un electrón del material semiconductor, le proporciona a éste la energía necesaria para liberarse y desplazarse dentro del material, pasando a ser un material conductor. Si estas cargas libres son aprovechadas, se pueden utilizar para generar un trabajo útil.

Para ello desde 1954 se han desarrollado células solares con un diseño que optimiza el área de captación solar y el aprovechamiento de la energía eléctrica fotovoltaica disponible. El desarrollo de las células se complementa con el desarrollo de módulos fotovoltaicos que se obtienen de la interconexión serie-paralelo de células solares, de manera que se obtienen áreas de captación con mayor potencia de generación y mayor facilidad de instalación. A partir de los módulos fotovoltaicos, y su interconexión serie-paralelo, se conforman los actuales generadores fotovoltaicos, con un rango de potencias totalmente flexible y adaptado a cada circunstancia.

3.2.2. Descripción general de un generador de 100 kW

El Parque Fotovoltaico Albesa de 2 MW de potencia nominal conectado a red está formado por 20 instalaciones independientes de 100kW de potencia nominal, que responden al esquema de la *Figura 3.1*. Cada generador fotovoltaico, formado por una serie de módulos conectados entre sí, se encarga de transformar la energía del sol en energía eléctrica. Sin embargo, esta energía, en forma de corriente continua, debe ser transformada por el inversor en corriente alterna para acoplarse a la red convencional.



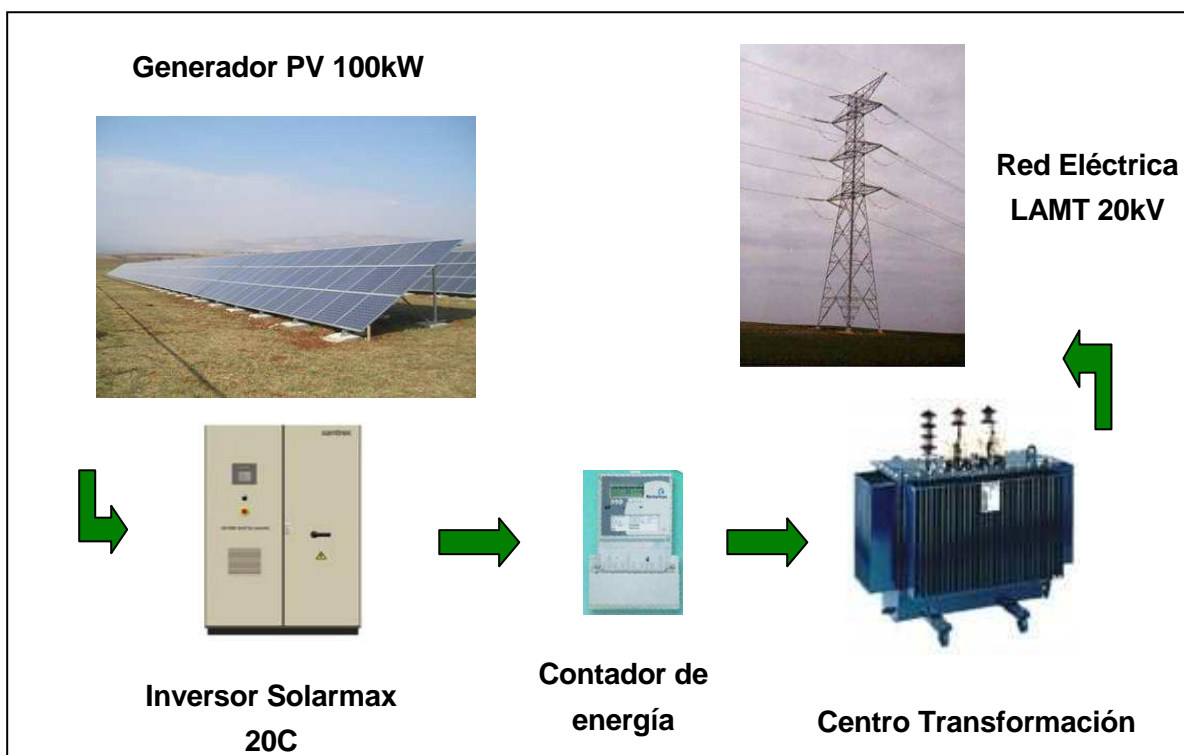


Fig. 3.1 - Diagrama básico del generador

Los módulos fotovoltaicos generan una corriente continua proporcional a la radiación solar que incide sobre ellos. Esta corriente se conduce al inversor, que utilizando la tecnología electrónica de potencia, la convierte en corriente alterna en baja tensión, con unos parámetros eléctricos técnicos y de calidad (tensión, frecuencia, armónicos) similares e incluso superiores a los de la red eléctrica.

La conexión del conjunto de instalaciones se realiza en baja tensión a una estación transformadora de FECSA-ENDESA, que elevará la tensión hasta 25 kV. El centro de transformación se ubicará en un terreno cedido por la propiedad de la parcela nº 0001. El coste de la construcción del centro de transformación será asumido por el promotor del proyecto.

La energía generada por cada una de las instalaciones individuales que conforman el parque, será medida por su correspondiente contador, y se venderá a la empresa distribuidora tal y como marca el *Real Decreto 436/2004 del 12 de Marzo*.

Dado que en la instalación se emplean varios inversores, cada uno con su generador fotovoltaico de forma independiente, esto le confiere al parque fotovoltaico una gran modularidad, por lo que facilita las futuras ampliaciones, así como las operaciones de mantenimiento.



3.2.3. Módulos fotovoltaicos

Para la realización de este proyecto se propone la utilización del módulo SCHOTT ASE-165-GT-FT/MC, fabricado con células de silicio policristalino de elevado rendimiento.

♦ **Características físicas del módulo ASE-165-GT-FT/MC**

Dimensiones (mm)	1620 x 810
Altura del marco (mm)	50
Peso (kg)	14,0
Número de células en serie	72
Número de células en paralelo	1

Tabla. 3.4– Características físicas del módulo fotovoltaico.

♦ **Características eléctricas del módulo ASE-165-GT-FT/MC**

Potencia pico @STC (Wp)	170
Corriente de cortocircuito I _{sc} (A)	5,25
Corriente de máxima potencia I _{mp} (A)	4,71
Tensión de circuito abierto V _{oc} (V)	44,0
Tensión de máxima potencia V _{mp} (V)	36,0

STC: Standard Test Conditions: I=1000W/m², AM=1.5, Module temp=25°C

Tabla. 3.5– Características eléctricas del módulo fotovoltaico.

De acuerdo con la solución propuesta, el generador solar estará conformado por veinte instalaciones individuales de 107,1 kWp, lo que representa un total de 2.142 kWp. Cada una de estas instalaciones estará formada por cinco seguidores solares. La energía producida por los paneles fotovoltaicos de cada seguidor se conducirá a un inversor, ubicado en la columna de éstos. Cada uno de estos seguidores se alimentará por 7 ramas (strings) de 18 paneles conectados en serie. Por lo tanto, cada instalación de 100 kW nominales está compuesta de cinco inversores de 20kW (21,42 kWp), con lo que se alcanza una potencia de conexión a red de 100 kW por instalación.



♦ **Características de la instalación**

Número de paneles en cada seguidor	126
Potencia pico de cada seguidor (kWp)	21,42
Número de seguidores en cada instalación PV-XXX	5
Número de paneles en cada instalación PV-XXX	630
Potencia pico de cada instalación PV-XXX (kWp)	107,1

Tabla. 3.6– Características de la instalación.

♦ **Características eléctricas de cada string**

Corriente de cortocircuito I_{sc} (ADC)	5,25
Corriente de máxima potencia I_{mp} (ADC)	4,71
Tensión de circuito abierto V_{oc} (VDC)	792
Tensión de máxima potencia V_{mp} (VDC)	648
Número de módulos en serie	18

Tabla. 3.7– Características eléctricas de cada string.

♦ **Características eléctricas del conjunto de paneles que conforman cada seguidor (21,42 kWp)**

Corriente de cortocircuito I_{sc} (ADC)	36,75
Corriente de máxima potencia I_{mp} (ADC)	32,97
Tensión de circuito abierto V_{oc} (VDC)	792
Tensión de máxima potencia V_{mp} (VDC)	648
Número de módulos en serie	18
Número de ramas en paralelo	7

Tabla. 3.8– Características eléctricas de cada seguidor.

3.2.4. Seguidor solar

La orientación del generador fotovoltaico será variable, ya que mediante los seguidores solares se sigue la trayectoria del sol. De este modo, se maximiza la energía solar incidente sobre el generador a lo largo del año para la localidad en la que se ubica el parque.

El seguidor solar orienta los paneles fotovoltaicos de forma que la radiación solar directa es en todo momento perpendicular a la superficie de los mismos, obteniéndose así la máxima



producción eléctrica posible, pudiendo aumentar la producción de una instalación fotovoltaica hasta un 40%.

Los seguidores solares se utilizan para mejorar la producción de los paneles fotovoltaicos captando la máxima radiación de energía solar durante el mayor tiempo posible, a través de sistemas que siguen la trayectoria del sol.

Características

En este caso se utilizarán 5 seguidores solares ADES 7F16M para cada una de las instalaciones de 107,1 kWp. Como características principales destacan:

- Seguidor solar a dos ejes.
- Paneles fotovoltaicos a diferente nivel a dos vertientes que permiten una mejor ventilación y un menor coeficiente de resistencia al viento.
- Columna autoventilada si el inversor se alojase en su interior.
- Posición de protección nocturna y ante fuertes vientos.

♦ **Características físicas del seguidor**

Configuración		7 FILAS-16
Área		176 m ²
Ancho/Alto parrilla de módulos		16,4 m / 12,4 m
Diámetro/Altura de la columna		1,4-1,2 m / 2,87 m
Ángulo de inclinación regulable		Entre 5° y 50°
Barrido azimutal máximo		280°
Seguimiento solar	Seguimiento azimutal	Automatizado, precisión $\pm 2^\circ$
	Inclinación segundo eje	Cilindros hidráulicos comandados por la centralita

Tabla. 3.9– Características físicas del seguidor.

♦ **Características mecánicas del seguidor**

Ráfagas de viento	HASTA 30 m/s en posición de trabajo
Peso de la estructura	5.200 kg
Nº de dientes de la corona / piñón	125/14
Dimensión de cimentación / hormigón	6,6 x 6,6 x 0,7 m / 30 m ²

Tabla. 3.10– Características mecánicas del seguidor.

Estructura del seguidor

El diseño y cálculo de los perfiles metálicos que conforman el seguidor se realiza en base a las consideraciones de la normativa *EA-95 “Estructuras de Acero en edificación”*, según métodos elásticos y anelásticos.

Todos los elementos estructurales del seguidor se realizan de acero galvanizado en caliente con un recubrimiento mínimo de 80 micras, para garantizar larga vida a la intemperie.

La estructura metálica del seguidor está formada por los siguientes elementos:

- *Soportes de paneles.* Se instalan una serie de soportes equidistantes a lo largo de las filas porta-paneles, donde se colocarán los paneles fotovoltaicos.
- *Filas porta-paneles.* Consisten en tubos calibrados donde se ubicarán los soportes de paneles. Se unirán con los dos bastidores articulados a través de bridas intermedias.
- *Bastidores articulados.* Los bastidores articulados son dos vigas armadas de sección variable a dos vertientes, articuladas en su punto medio mediante un bulón que se fija a las placas extremas de los brazos de soporte. En el alma inferior existe una segunda articulación, descentrada, que conecta con el extremo libre de los cilindros hidráulicos.
- *Brazo de soporte.* El brazo de soporte es un elemento estructural en diedro, en cuya parte central inferior existe una brida circular horizontal empernada al aro dentado interior del rodamiento de orientación azimutal.
- *Columna.* La columna es un componente estático de forma tronco-cónica, cuya base inferior se atornilla a la virola de la cimentación.



Cimentación

La estructura del seguidor se ancla al terreno mediante cimentación, que transmite los esfuerzos estructurales al terreno y proporciona la estabilidad necesaria a la máquina frente a acciones horizontales. La cimentación se realizará a través de una zapata cuadrada, flexible, de tipo superficial y de hormigón armado con parrilla de barras de acero corrugado.

El anclaje del seguidor a las zapatas se realizará mediante una virola de acero cilíndrica y una serie de barras corrugadas radiales que minimizan el riesgo de fisuración de la zapata.

3.2.5. Inversor

El inversor tiene un rango de tensiones de entrada (DC) amplio, sin embargo, para alcanzar el punto óptimo de funcionamiento del mismo se empleará la configuración descrita con anterioridad. Los módulos SCHOTT ASE-165-GT-FT/MC generan 36 VDC de tensión nominal, lo que proporciona una tensión nominal del generador fotovoltaico de 648,0 VDC. Cada inversor será alimentado por un total de 126 paneles fotovoltaicos.

El inversor Solar Max 20C automáticamente controla el arranque y la parada. Incorpora un sistema avanzado de seguimiento de la potencia máxima (MPPT) para maximizar la energía obtenida de los paneles fotovoltaicos. Para minimizar las pérdidas durante el proceso de inversión, utiliza tecnología de conmutación mediante transistores bipolares de puerta aislada (IGBTs). Se pueden paralelizar múltiples inversores para instalaciones de más potencia. Diseñado para las instalaciones fotovoltaicas europeas, el inversor Solar Max cumple con todos los requisitos CE y ha sido certificado por TÜV Rheinland.

Las principales características son las siguientes:

- Controles mediante procesador digital de señal (DSP) con autodiagnósticos y panel LCD para visualizar el estado operativo.
- El inversor posee desconectores y seccionadores.
- Detección de fallos de sobretensión, infratensión y protección de frecuencia provocando la parada del inversor.
- Protección anti-isla que previene la generación de energía en caso de corte de energía.
- El usuario puede definir los puntos de potencia en función de los paneles, así como los periodos de tiempo para personalizar las secuencias de arranque y parada.



- Software gráfico para comunicación y control en tiempo real.

♦ **Características físicas del inversor SOLARMAX 20C**

Anchura (cm)	57
Altura (cm)	117
Espesor (cm)	57
Peso (kg)	250

Tabla. 3.11– Características físicas del inversor.

♦ **Características eléctricas del inversor SOLARMAX 20C**

Potencia alterna de salida	20 kW AC
Potencia nominal DC	24 kW DC
Tensión nominal AC	400V AC trifásico
Frecuencia nominal	50Hz
Factor de potencia	>0,95
Máxima corriente de línea	38 A AC
Distorsión corriente AC	<3% THD a potencia nominal
Máxima tensión circuito abierto	900V DC
Rango de seguimiento de potencia (PPT)	430 a 800V DC
Máxima corriente de entrada DC	48 A DC
Eficiencia pico	96% (incluye transformador)
Euro eficiencia	94,8% (incluye transformador)
Pérdidas en reposo	7 W

Tabla. 3.12– Características eléctricas del inversor.

3.2.6. Instalación eléctrica

La instalación eléctrica se llevará a cabo según la normativa vigente, y en todo momento su diseño tiene en cuenta el disminuir las pérdidas de generación al mínimo recomendable. Se instalarán todos los elementos de seccionamiento y protección indicados en el RD1663/2000.

Comprende la instalación en baja tensión de la interconexión de las ramas de módulos fotovoltaicos, la interconexión de los grupos con los cuadros de strings, y de ahí a



inversores. Se realizará la acometida trifásica en baja tensión desde el inversor hasta la caseta de contadores, y desde contadores hasta el Centro de Transformación. Todo conducido a través de canalizaciones adecuadas a cada disposición.

El sistema eléctrico contará con los siguientes elementos de protección que dividirán el generador PV-XXX en diversas áreas, con lo se maximiza la vida útil del generador, y la continuidad de la producción.

1. *Interruptor general manual*, interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
2. *Interruptor automático diferencial*, como protección contra derivaciones en la parte de alterna de la instalación.
3. *Interruptor automático de interconexión controlado por software, controlador permanente de aislamiento, aislamiento galvánico y protección frente a funcionamiento en isla*, incluidas en el inversor. Este interruptor estará controlado por un vigilante de la tensión y la frecuencia de la red eléctrica. Los umbrales permitidos son:
 - En frecuencia: 49 - 51 Hz
 - En tensión: $0,85 \cdot U_m - 1,1 \cdot U_m$

También el inversor contiene un interruptor del lado de continua, que protege de los posibles contactos indirectos y es un sustituto de fusibles o varistores.

4. *Aislamiento clase II* en todos los componentes: módulos, cableado, cajas de conexión, etc.
5. *Varistores* entre positivo y tierra y negativo y tierra para el generador fotovoltaico, contra sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas (incluido en inversor).
6. *Fusible* en cada polo del generador fotovoltaico, con función seccionadora.

Con objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal, se tendrán en cuenta los siguientes puntos adicionales:

1. Todos los equipos situados a la intemperie tendrán un grado de protección mínimo IP65 y los de interior IP32.
2. Todos los conductores serán de cobre, y su sección será la suficiente para asegurar que las pérdidas de tensión en cables y cajas de conexión sean inferiores a las indicadas tanto por el *Reglamento Electrotécnico para Baja*



Tensión como por la compañía eléctrica que opere en la zona.

3. Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123. Se adoptará cable unipolar bajo tubo enterrado en zanja, cumpliendo con la norma UNE 21123, con doble aislamiento XLPE unipolares.
4. Los marcos de los módulos y las estructuras soporte se conectarán a la tierra siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones; es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.

3.2.7. Sistema de medición y facturación

Según lo expuesto en el *RD1663/2000*, se instalará un contador de salida homologado por la empresa eléctrica distribuidora. Este contador digital bidireccional tendrá la capacidad de medir en ambos sentidos, con lo que realizará las funciones de dos contadores.

Contador de entrada. Este contador es una exigencia del Real Decreto y su objetivo es contabilizar el posible consumo de energía del generador fotovoltaico (autoconsumo), que, en principio, debe ser prácticamente nulo.

Contador de salida. La energía eléctrica que el titular del generador PV-XXX facturará a la empresa distribuidora, será la diferencia entre la energía eléctrica de salida, menos la energía eléctrica de entrada a la instalación fotovoltaica.

3.2.8. Sistema de monitorización

Cada generador fotovoltaico PV-XXX llevará incorporado dos sistemas de monitorización y telegestión.

El sistema base, será aquel incorporado en el inversor SOLARMAX, y que permitirá gestionar y monitorizar la operación del generador "in situ". Estará conformado por un sistema de adquisición de datos y registro, que junto con la posibilidad de enlace con los dispositivos i-checker que opcionalmente se instalarán en los cuadros de agrupación de strings, facilitará las labores de mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo de cada generador. Este sistema base podrá ser consultado siempre mediante la interfaz estándar del inversor.

El segundo sistema, denominado, sistema global, será el que permita al propietario una



monitorización global de la instalación vía internet. Este sistema estará compuesto por un módulo de adquisición de datos (MAD), sensores de temperatura y radiación, un sistema de emisión de datos y el software de gestión central. El módulo MAD se comunicará con el contador digital bidireccional homologado, y registrará la información real de energía producida por la instalación. Esta información junto con la obtenida del resto de entradas de información, permitirá:

- Gestionar la facturación de electricidad.
- Seguimiento de la instalación en tiempo real.
- Controlar y visualizar los parámetros básicos del generador (energía, potencia, radiación, temperaturas) diarios, mensuales y anuales.
- Gestionar el mantenimiento de la instalación, para garantizar los niveles de productividad.
- Notificación de fallos a distancia.

3.2.9. Instalaciones de seguridad y vigilancia

El Parque Fotovoltaico contará con un conjunto de elementos que integran el sistema de seguridad y vigilancia.

Seguridad pasiva: se prevé el cierre perimetral del Parque, mediante reja metálica galvanizada de 2 metros de altura, y puerta abatible de dos hojas en el acceso a la parcela. Las disposiciones finales del cierre estarán supeditadas al informe administrativo de la autoridad competente en la materia, pero siempre se tendrá en cuenta la integración con el entorno sin menoscabar la protección frente a actos vandálicos.

Seguridad activa: se instalará un sistema de protección perimetral con barreras microondas, integrado a un sistema de circuito cerrado de televigilancia (CCTV) e iluminación zonal. Todo el sistema monitorizado a través de un control central local (cuarto técnico) y remoto vía satélite.

Adicionalmente el Plan de Actuaciones de Seguridad previsto, contempla la vigilancia por personal de seguridad de manera aleatoria. Así como también se prevé actividad diaria en un turno de trabajo para labores de vigilancia, mantenimiento y limpieza, lo que garantiza la observación constante del parque.

3.2.10. Ficha técnica de la instalación

Potencia nominal de la instalación	2 MW
Número de inversores	100 (20kW c/u)
Conexión a la red	Trifásica <input checked="" type="checkbox"/> Monofásica <input type="checkbox"/>
Potencia del generador fotovoltaico	2.142 kW_p
Número total de módulos	12.600 x SCHOTT ASE-165-GT-FT/MC

3.3. Caseta de instalaciones

Se construirá una caseta de instalaciones donde se ubicará el centro de control del parque fotovoltaico: sistema de facturación, sistema de monitorización, vigilancia y control de seguidores.

En la caseta se ubicará el centro de transformación, así como los cuadros eléctricos y protecciones de la instalación eléctrica, tanto la de generación como la de consumo.

Su ubicación en relación a la parcela se realizará en el sur de ésta, cercana al acceso principal del parque y a la línea aérea de alta tensión que lo cruza.

3.3.1. Tipología

La tipología de la caseta de instalaciones será rectangular con dimensiones de 18 m x 8 m y orientada al sur. La cubierta será inclinada a dos aguas y construida de teja cerámica.

La caseta constará de una sala general, sala de instalaciones, vestuarios, comedor, aseos, sala de contadores y sala del centro de transformación. La sala principal se destinará para el uso del personal de seguridad y de mantenimiento. La relación de superficies se puede observar en el plano correspondiente.



3.3.2. Estructura

Según las características de carga y de uso de la construcción, la estructura escogida será a través de muros de carga formados por bloques de hormigón prefabricados y armados con acero B-500-S.

En los muros de carga se apoyará la cubierta formada por un forjado unidireccional inclinado donde se colocarán las tejas cerámicas.

3.3.3. Cimentación

La cimentación se realizará a través de zapatas corridas dispuestas bajo los muros de carga. El hormigón será HA-250 con TMA 20 mm y la resistencia del acero corrugado será 5100 Kg/cm².

3.3.4. Cerramientos y revestimientos

El cerramiento exterior se realizará por bloques de hormigón de 40x20x20 cm tipo Split, fabricados por Calibloc. Se dispondrán hileras de bloques de hormigón de dos colores proporcionando un acabado original y permitiendo una mejor integración con el territorio.

El cerramiento del centro de transformación estará formado por dos capas: una exterior, anteriormente descrita, y otra interior compuesta por la propia del edificio prefabricado PF-303 de Ormazabal. El cerramiento de la sala de transformación cumplirá con las características generales especificadas en la *Norma NI 50.40.04 "Edificios prefabricados de hormigón para Centros de Transformación de Superficie"* y el *Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación*. La capa interior del edificio constará de una envolvente prefabricada de hormigón monobloque. Los paneles que forman la envolvente están compuestos por hormigón armado vibrado, estando las armaduras del hormigón unidas entre si y al colector de tierras, según la *RU1303*.

Las divisiones interiores se realizarán también con bloques de hormigón calizo acabados con pintura plástica. Los paramentos verticales del interior de los aseos se rebozarán con mortero para posteriormente alicatar con gres de 1ª calidad en piezas 20x20 cm.

En los aseos se instalará un falso techo vinílico registrable de 60x60 cm.

3.3.5. Pavimentos

Se realizará sub-base de gravas compactadas de 15 cm de espesor y solera de hormigón H-175 de 15 cm. de espesor con malla electro soldada de acero AEH-500 de 15x15 cm.

3.3.6. Cerramientos y divisorias practicables

La puerta de acceso a la sala general es metálica de 2 hojas abatibles formada por premarcos, bastidores, cercos y tapajuntas metálicos de chapa galvanizada y espuma de poliuretano interior para pintar, con tratamiento antioxidante

La entrada al centro de transformación se realiza a través de una puerta en su parte frontal, que da acceso a la zona de apartamento, en las que se encuentran las celdas de media tensión y elementos de control del centro. El transformador cuenta con una puerta propia para permitir su extracción del centro o acceso para su mantenimiento. Las puertas y rejillas presentan una resistencia de 10 k respecto a la tierra de la envolvente.

La puerta de los aseos es metálica de hoja abatible formada por premarcos, bastidores, cercos y tapajuntas metálicos de chapa galvanizada y espuma de poliuretano interior para pintar con tratamiento antioxidante previo.

La caseta tiene iluminación por ventanas abatibles y por otras ventanas metálicas de rejillas de que proporcionan la ventilación necesaria.

3.3.7. Instalaciones

La caseta irá dotada de un sistema de fontanería y desagüe, iluminación y sistema de protección contra incendios.

Para la dotación de agua fría se propone un sistema de producción de agua por condensación para una producción mínima de 100 l/día.

Para el sistema de drenaje o saneamiento se propone la instalación de una fosa séptica aislada, donde se acumularán los productos de desecho.



3.4. Obra civil

La obra civil comprende varios aspectos, entre los que destacan, el acondicionamiento del terreno para la instalación de los seguidores, la elaboración de las cimentaciones de las estructuras, así como la realización de zanjas para las acometidas eléctricas de cada uno de los generadores PV-XXX.

Por otra parte se contemplará todos los movimientos de tierras necesarias, para la ubicación y construcción de la caseta de instalaciones.

3.4.1. Lindes de la parcela

La parcela 1 linda con el vial por el norte, oeste y sur, mientras que lo hace con otras dos parcelas (una de ellas pertenecientes al parque) por el este.

Las parcelas 2 y 39 limitan por el sur con el vial existente, por el este y oeste por parcelas pertenecientes al parque, mientras que por el norte lo hace con terrenos externos a la instalación.

La parcela 3 limita con parcelas externas al parque tanto por el norte, este y sur.

El acceso al parque se realizará a través de la parcela 1, mediante el Camí de Menarguens.

3.4.2. Adecuación del terreno

A partir del plano topográfico de la parcela existente, y evitando el mayor número de desplazamientos de tierras, se ha propuesto la disposición del perfil principal para evitar la existencia de sombras entre seguidores.

Una vez colocado el perfil principal se retocará el resto de la topografía para que la misma sea homogénea en cuanto a perfiles. En los planos adjuntos puede observarse el perfil topográfico y explanación propuesta.

En la explanación propuesta se ha respetado la esorrentía natural de la parcela, con sus vertientes y cauces naturales antes de la actuación propuesta.

3.4.3. Canalizaciones

Tipología

Se dispondrán de zanjas según planos para el discurso de los cables tanto de continua como de alterna con especial cuidado de no mezclar tierras.

Las canalizaciones estarán constituidas por tubos plásticos, dispuestos sobre lecho de arena y debidamente enterrados en zanja. Las características de estos tubos serán las establecidas en la NI 52.95.03.

En cada uno de los tubos se instalará un solo circuito, evitándose en todo lo posible los cambios de dirección de éstos. En los puntos donde éstos se produzcan, se dispondrán preferentemente de calas de tiro y excepcionalmente arquetas ciegas, para facilitar su manipulación.

Las zanjas tendrán una anchura mínima de 0,35 m, para la colocación de los tubos, aumentando la anchura en función del número de tubos a instalar.

En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de 0,05 m de espesor de arena, sobre la que se depositarán los tubos dispuestos por planos. A continuación se colocará otra capa de arena con un espesor de 0,10 m por encima de los tubos y envolviéndolos completamente. Por último, se realizará el relleno de la zanja, dejando libre el firme y el espesor del pavimento. Para este relleno se utilizará tierra procedente de la excavación o zahorras y arena. A continuación se colocará una capa de tierra vegetal, permitiendo la plantación de árboles y arbustos.

Cruzamientos

En los casos en los que existan cruce, los tubos podrán ir colocados en uno, dos o tres planos. La profundidad de la zanja dependerá del número de tubos, pero será la suficiente para que los situados en el plano superior queden a una profundidad mínima de 0,70 m, tomada desde la rasante del terreno a la parte inferior del tubo

La distancia mínima entre un cable de baja tensión y otros cables de energía eléctrica será 0,25 m con cables de alta tensión y de 0,10 m con cables de baja tensión, siendo la distancia del punto de cruce a los empalmes superior a 1 m.

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicaciones será de 0,20 m, siendo la distancia del punto de cruce a los empalmes superior a 1 m.



Proximidades

Los cables de baja tensión de baja tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión manteniendo entre ellos una distancia mínima de 0,10 m con los de baja tensión y de 0,25 m con los de alta.

3.4.4. Cimentación del seguidor

Informe geotécnico

Geotécnicamente, el terreno es de grano fino, plasticidad baja y desde el punto de vista de resistencia, se puede catalogar entre medio-denso y denso. El terreno se trata de limos arcillosos de color marrón-anaranjado de clase ML CL según clasificación de U.S.C.S.

El ensayo normal de penetración según la Norma UNE 7308:74 es de $N_{15} = 15$ golpes.

El ensayo de resistencia a compresión simple según la Norma UNE 7402:77 es de $q_u = 1,5$ kg/m².

Cimentación

La cimentación se realizará a través de una zapata cuadrada, rígida, de tipo superficial y de hormigón armado con parrilla de barras de acero corrugado. Las dimensiones en planta de la zapata se obtienen del cálculo geotécnico (comprobación de presiones y asientos del terreno), mientras que el canto se obtiene del cálculo estructural (dimensionado de la zapata como elemento de hormigón armado).

Se empleará un hormigón HA-25/P/20/IIa, fabricado con árido rodado de 20 mm de tamaño máximo, y un armado del tipo B-500-S y se dispondrá una capa de 10 cm de hormigón de limpieza HM-10, creando una superficie plana y horizontal de apoyo de la zapata.

Las zapatas son cuadradas con unas dimensiones 415 x 415 x 70 cm con un recubrimiento de 7 cm. Se dispondrá de armado superior e inferior ambas direcciones con barras corrugadas de acero B-500-S de diámetro Ø12.

La unión del seguidor a las zapatas se realizará mediante una placa de anclaje de acero y de pernos a 90° repartidos a lo largo de la placa de anclaje.

Las dimensiones de la placa de anclaje son 1650 x 1650 x 25 mm, realizado con acero A-42. La placa de anclaje dispondrá de rigidizadores aumentando la resistencia de ésta.



Se dispondrán 10 pernos de diámetro Ø30 y de 50 cm de longitud, con una disposición de la patilla a 90°, que permite un correcto anclaje con la zapata.

3.5. Instalación eléctrica de baja tensión

Existirán dos instalaciones eléctricas independientes: la de generación y la de consumo.

La instalación eléctrica de generación comprende desde el cableado de los paneles fotovoltaicos hasta el centro de transformación, para su posterior venta a la compañía eléctrica.

La instalación eléctrica de consumo comprende desde el centro de transformación hasta los puntos de consumo (inversores, electrodomésticos, ordenadores, etc.).

3.5.1. Descripción del sistema

El parque fotovoltaico dispondrá de un suministro de red trifásico a 400 V, tres fases, cuatro conductores, neutro conectado a tierra, 50 Hz. La potencia instalada será de 168 kW. La contratación se realizará en la modalidad de baja tensión.

La instalación constará de un cuadro general que alimentará los consumos de la instalación y de dos cuadros secundarios: el cuadro de seguidores y el cuadro de iluminación exterior.

Cada instalación fotovoltaica PV-XXX dispondrá de un cuadro secundario que alimentará los cinco seguidores del grupo.

3.5.2. Instalaciones de enlace

Cajas generales de protección

Las cajas serán del tipo establecido por la Empresa Suministradora con sus normas particulares. Serán precintables y responderán a las características eléctricas constructivas señaladas en la norma *UNESA 1403B*. En su interior se instalarán cortocircuitos fusibles en todos los conductores de fase o polares, con poder de corte al menos igual a la corriente de cortocircuito posible en el punto de su instalación. Dispondrán, además de un borne de conexión para el conductor neutro y otro para la puesta a tierra de la caja.



Las cajas generales de protección se instalarán en montaje de superficie en un punto de tráfico general con fácil y permanente acceso.

♦ **Características eléctricas**

Intensidad nominal	315 A
Tensión nominal	400
Tensión de aislamiento	< 1000 V
Poder de corte	20 kA
Grado de protección	IP 307

Tabla. 3.13– Características eléctricas de la C.G.P.

Líneas repartidoras

Al tratarse de un suministro a un solo abonado las líneas repartidoras y derivación individual pasan a ser una misma línea que adopta las funciones de derivación individual. Las protecciones situadas en el interior de las cajas generales de protección, enlazarán directamente con los correspondientes conjuntos de protección y medida donde estarán situados los contadores del abonado y los dispositivos privados de control y protección.

Las lindas de enlace estarán constituidas por conductores de cobre con aislante de polietileno reticulado (PRC) para 1.000 V de servicio, según designación UNE RV 0,6/1 kV, canalizados sobre bandejas metálicas provistas de tapa registrables IP.4X9 (Clasificación M1 según UNE 23-727-90).

Conjunto de protección y medida

Los contadores de corriente se colocan junto a la caja general de protección, empotrando todo el conjunto en la obra de fábrica de la cerca que delimita la propiedad y se montarán en cajas de doble aislamiento y precintables por la compañía suministradora. La colocación de los contadores, según la Instrucción *MI BT 015*, se realizará a una altura mínima de 0,5 metros del suelo y a una máxima de 1,8 metros.

Las dimensiones de este recinto serán las fijadas en la norma *UNE 410-6*.

Los diferentes elementos que constituyen cada una de las diversas unidades quedaran ubicados en el interior recubiertos de doble aislante precintables, según *RU 1410 B*.

♦ **Características eléctricas**

Intensidad nominal	160 A
Tensión nominal	400
Tensión de aislamiento	< 1000 V
Poder de corte	20 kA
Grado de protección	IP 307

Tabla. 3.14– Características eléctricas I.C.P.

3.5.3. Cuadro principal (CGBT)

Las características constructivas serán las señaladas en las *Instrucciones Técnicas Complementarias (Cuadros eléctricos de distribución)*.

Los cuadros y sus componentes estarán contruidos de acuerdo con las normas y recomendaciones *UNE-EN-60439.1* y *CE-439.1*. Todos los materiales de plástico responderán al requisito de autoextinguibilidad, según la norma *CEI-695.2.1*.

La estructura del cuadro será metálica y de concepción modular ampliable. La puerta frontal será transparente y estará provista de una cerradura con llave.

Se cuidará que exista una adecuada ventilación del interior de los cuadros disponiendo ventanas laterales con forma de celosía que permitan la entrada de aire pero que impidan el acceso de cuerpos extraños.

Se dimensionará el cuadro en espacio y elementos básicos para ampliar su capacidad en un 30% de la inicialmente prevista. El grado de protección será de IP/437.

Elementos de maniobra y protección

Todas las salidas estarán constituidas por interruptores automáticos de baja tensión que deberán cumplir las condiciones fijadas en las *Instrucciones Técnicas (Interruptores automáticos compactos)*, equipados con relés magnetotérmicos regulables o unidades de control electrónicos con los correspondientes captadores. Las salidas correspondientes al suministro preferente estarán dotadas de telecontrol. Poder de corte: 25 kA.

Estos interruptores incorporarán, generalmente, una protección diferencial regulable en sensibilidad y tiempo, de acuerdo con las características que se señala en la citada Especificación Técnica.



Todos los elementos cumplirán la normativa general *CEI-497* i *UNE 60.947*.

♦ **Características eléctricas**

Intensidad nominal	<630 A
Tensión nominal	400
Tensión de aislamiento	< 1000 V
Poder de corte	< 25 kA
Grado de protección	IP 437

Tabla. 3.15– Características eléctricas C.G.B.T.

3.5.4. Corrección del factor de potencia

Se colocarán baterías automáticas de condensadores para compensar el factor de potencia de la instalación, en las salidas de BT del CGBT utilizando una compensación global, para beneficiarnos de las siguientes ventajas:

- Suprimir las penalizaciones por un consumo excesivo de energía reactiva.
- Ajustar la potencia aparente a la necesidad real de la instalación.
- Descargar el centro de transformación (potencia disponible en kW).

Se utilizará una compensación variable ya que se trata de una instalación donde la demanda de reactiva no es fija, suministrado la potencia según las necesidades de la instalación.

Las baterías de condensadores se dimensionaran para obtener un factor de potencia de 0,95 con la finalidad de evitar el pago en concepto de energía reactiva y obtener, si es necesario, una bonificación sobre los términos de energía y potencia para este concepto.

Las baterías de condensadores estarán constituidas por unidades completas con contactores de control y condensadores, probados en fábrica y listas para ser conectadas en la red. La unidad base estará compuesta por un regulador (varmetro) que mantiene el factor de potencia en un valor determinado, conectando o desconectando condensadores unitarios denominados escalones. Esta unidad base ya constituye, por si sola, una batería automática de pequeña potencia.

♦ **Características eléctricas**

Potencia nominal	20 kVAr
Tensión nominal	400 V
Clase de aislante	0,6 kV
Frecuencia	50 Hz
Temperatura de trabajo	-5 a +45 °C

Tabla. 3.16– Características eléctricas batería de condensadores.

3.5.5. Líneas a cuadros secundarios

Son las líneas de enlace entre el cuadro principal (CGBT) y los cuadros secundarios de zona.

Los conductores utilizados para estas lindas son de cobre con aislante de polietileno reticulado, no propagador de incendios y sin emisión de humos ni gases tóxicos ni corrosivos, y corresponderán a la designación RDt 0,6/1 kV. Se canalizarán sobre bandejas de acero galvanizadas en caliente con tapa registrable.

Las lindas para la alimentación a cuadros de gran potencia estarán constituidas por canalizaciones eléctricas de barras de las características señaladas para las líneas principales.

Para el cálculo de la sección de estas líneas se deberá considerar una caída de tensión máxima de 1 %.

3.5.6. Cuadros secundarios

En cada zona se situará un cuadro de control y protección para los circuitos eléctricos de su influencia.

Las características constructivas de estos cuadros serán las observadas en las *Instrucciones complementarias* (Cuadros eléctricos de distribución).

Se dimensionarán los cuadros en un espacio y elementos básicos para ampliar su capacidad en un 30 % de la inicialmente prevista. El grado de protección será de IP.437.

Los cuadros y sus componentes serán proyectados, construidos y conexiónados de



acuerdo con las siguientes normas y recomendaciones.

- UNE-EN 60439.1
- CEI 439.1
- ♦ **Características eléctricas**

Intensidad nominal	<630 A
Tensión nominal	400
Tensión de aislamiento	< 1000 V
Poder de corte	< 25 kA
Grado de protección	IP 437

Tabla. 3.17– Características eléctricas Cuadros Secundarios

Elementos de maniobra y protección

El interruptor general será del tipo automático compacto, que deberá cumplir con las condiciones fijadas en el *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión* con relés magnetotérmicos regulables. Poder de corte mínimo: 6 kA.

El interruptor general será del tipo manual en carga, en caja moldada aislante, de corte plenamente aparente, con indicación de “sin tensión” sólo cuando todos los contactos estén efectivamente abiertos y separados por una distancia conveniente.

Todas las salidas estarán constituidas por interruptores automáticos magnetotérmicos modulares para control y protección de circuitos contra sobrecargas y cortocircuitos, de las características siguientes:

- ♦ **Características eléctricas**

Calibres	5 a 125 A
Tensión nominal	400
Frecuencia	50 Hz
Poder de corte	Mínimo 25 kA

Tabla. 3.18– Características eléctricas magnetotérmicos

Todas las salidas estarán protegidas contra defectos de aislamiento mediante interruptores diferenciales de las siguientes características:

♦ **Características eléctricas**

Calibres	Mínimo 40 A
Tensión nominal	230-400 V
Sensibilidad iluminación y tomas corriente	30 mA
Sensibilidad maquinaria	300 mA

Tabla. 3.19– Características eléctricas diferenciales

3.5.7. Instalación interior

Cables

Se realizará con conductores de cobre con aislante de polietileno reticulado de XLPE, no propagador de incendios y sin emisión de humos ni gases tóxicos y corrosivos para 1.000 V en servicio y con UNE RDT 0,6/ 1 kV.

Tubos

- Ejecución superficie: Serán de acero galvanizado blindado roscado.
- Ejecución encastada: Serán de PVC doble capa grado de protección 7.

Bandejas

Serán de acero galvanizados en caliente con tapa registrable.

Cajas

- Superficie: Serán metálicas plastificadas, de grado de protección IP.55.
- Encastada: Serán de baquelita, con gran resistencia dieléctrica dotada de racods. Como norma general todas las cajas deberán estar marcadas con los números de circuitos de distribución.

Para la colocación de los conductores se seguirá lo especificado en la Instrucción *MI BT.018*.

Los diámetros interiores nominales mínimos para los tubos protectores en función del número, clase y sección de los conductores que deben alojar, según el sistema de instalación y clase de tubo serán los fijados en la *MI.BT.019*.

Las cajas de derivaciones estarán dotadas de elementos de ajuste para la entrada de



tubos. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deben contener. Su profundidad, equivaldrá, como mínimo, al diámetro del tubo mayor más un 50% del mismo, con un mínimo de 40 mm para su profundidad y 80 mm para el diámetro o costado inferior. Cuando se deseen hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán utilizarse prensaestopas adecuados.

En ningún caso se permitirá la unión de conductores, como empalmes o derivaciones simples, retorcimientos entre si de los conductores, si no que deberá realizarse siempre utilizándose bornes de conexión montados individualmente o constituyendo bloque o regletas de conexión, permitiéndose también el uso de bridas de conexión.

Las líneas sobre bandejas que discurren por el interior de suelos técnicos o de alcantarillado registrables estarán constituidas por conductores de cobre con aislante polietileno reticulado para 1.000 V de servicio, designación RV 0,6/1 kV.

3.5.8. Instalación de puesta a tierra

Objeto de la puesta a tierra

El objetivo de la puesta a tierra es limitar la tensión respecto a tierra que puede aparecer en las masas metálicas por un defecto de aislante (tensión de contacto); y asegurar el funcionamiento de las protecciones. Los valores que consideren admisibles para el cuerpo humano son:

- Locales húmedos: 24 V
- Locales secos: 50 V

La puesta a tierra consiste en una unión metálica directa entre determinados elementos de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. En esta conexión se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de instalaciones, edificio y superficie próxima al terreno. La puesta a tierra permite el paso a tierra de los corrientes de falta o de descargas de origen atmosférico.

Para garantizar la seguridad de las personas en caso de corriente de defecto, se establecen los siguientes valores

- Edificio: 15 Ω

Partes de la instalación de puesta a tierra

- Terreno: Absorbe las descargas



- Tomas de tierra: Elementos de unión entre terreno y circuito. Están formados por electrodos colocados en el terreno que se unen, mediante una línea de enlace con tierra, en los puntos de puesta a tierra (situados normalmente en pericones).
- Línea principal de tierra: Une los puntos de puesta a tierra con las derivaciones necesarias para la puesta a tierra de todas las masas.
- Derivaciones de las líneas principales de tierra: Uniones entre la línea principal de tierra y los conductores de protección.
- Conductores de protección: Unión entre las derivaciones de la línea principal de tierra y las masas, con la finalidad de proteger contra los contactos indirectos.

Según la instrucción *MI.BT.023* y las Normas Tecnológicas de la edificación *NTE IEP/73* se ha dotado al conjunto de los edificios de una puesta a tierra, formada por cable de cobre de 35 mm² de sección con una resistencia a 22°C inferior a 0,524 Ohm/km formando un anillo cerrado que integre a todo el complejo.

A este anillo deberán conectarse electrodos de acero recubierto de cobre de 2 metros de longitud, y diámetro mínimo de 19 mm clavados verticalmente en el terreno, soldados al cable conductor mediante soldadura aluminotérmica tipo Cadwell, (el clavado de la pica se efectuará mediante golpes cortos y no muy fuertes de manera que se garantice una penetración sin rupturas).

El cable conductor se colocará en una zanja a una profundidad de 0,80 metros a partir de la última solera transitable.

Se dispondrán puentes de prueba para la independencia de los circuitos de tierra que se deseen medir sin tener influencia de los restantes.

A la toma de tierra establecida se conectará todo el sistema de tubos metálicos accesibles, destinados a la conducción, distribución y desagües de agua o gas del edificio, toda masa metálica importante existente en la zona de la instalación y las masas metálicas accesibles de los aparatos receptores, debiéndose cumplir lo que se expone en la especificación técnica que acompaña a este proyecto.

Para la conexión de los dispositivos del circuito de puesta a tierra será necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta que los esfuerzos dinámicos y térmicos en caso de cortocircuitos son muy elevados

Los conductores que constituyen las líneas de enlace con tierra, las líneas principales de tierra y sus derivaciones, serán de cobre o de otro metal de alto punto de fusión y de su



sección no podrá ser menor en ningún caso de 16 mm² de sección, para las líneas de enlace con tierra, si son de cobre.

Los conductores desnudos enterrados en la tierra se considerarán que forman parte del electrodo de puesta a tierra.

Si en una instalación existen tomas de tierra independientes se mantendrá entre los conductores de tierra una separación y aislante apropiado a las tensiones susceptibles de aparecer entre estos conductores en caso de falta.

El recorrido de los conductores será el más corto posible y sin haber cambios bruscos de dirección. No estarán sometidos a esfuerzos mecánicos protegidos contra la corrosión y el desgaste mecánico.

Los circuitos de puesta a tierra formarán una línea eléctrica continua en la que no se pueden incluir ni masa ni elementos metálicos, cualquiera que sean éstos. Las conexiones a masa y a elementos metálicos se efectuaran por derivaciones del circuito principal.

Estos conductores tendrán un contacto eléctrico, tanto con las partes metálicas y masas como con el electrodo. A estos efectos se dispondrán que las conexiones de los conductores se efectúen con mucho cuidado, por medio de piezas de empalme adecuadas, asegurando una buena superficie de contacto de forma que la conexión sea efectiva, por medio de tornillos, elementos de compresión, roblones o soldaduras de alto punto de fusión.

Se prohíben el uso de soldaduras de bajo punto de fusión, tales como: Estaño, plata, etc.

La puesta a tierra de los elementos que constituyen la instalación eléctrica partirá del cuadro general que, a su vez, estarán unidos a la red principal de puesta a tierra existente en el edificio.

De acuerdo con la Instrucción *MI.BT.017*, los conductores de protección serán independientes por circuito, deberán ser de las siguientes características:

- Para las secciones de fase iguales o menores de 16 mm² el conductor de protección será de la misma sección que los conductores activos.
- Para las secciones comprendidas entre 16 y 35 mm² el conductor de protección será de 16 mm².
- Para secciones de fase superiores a 35 mm² hasta 120 mm² el conductor de protección será la mitad del activo.

Se optado para acotar las secciones mínimas de la tabla V, ya que el caso de defecto



franco los dispositivos de corte actuaran antes de que los conductores de protección experimenten un incremento superior a 100°C.

Los conductores de protección serán canalizados preferentemente recubiertos en común con los activos y en cualquier caso su trazado será en paralelo a éstos y presentará las mismas características de aislante.

3.6. Instalación eléctrica de generación

3.6.1. Descripción del sistema

La potencia máxima de generación del parque prevista será de 2.000 kW, formado por 20 instalaciones de una potencia de 100 kW.

El generador fotovoltaico, a través de la radiación solar, produce una variación de tensión en corriente continua. El inversor es el encargado de transformar la corriente continua en alterna a una tensión de 400 V. La ubicación de los inversores será en el tronco del seguidor, disminuyéndose el cableado en continua. La energía generada por cada inversor que conforma una instalación PV-XXX, se une en un único cable por instalación.

El criterio de dimensionamiento de cada parte del sistema eléctrico será diferente debido a que el voltaje variará según la configuración de los módulos fotovoltaicos. En el dimensionado del cableado en el generador fotovoltaico deben tenerse en cuenta tres criterios esenciales. Por una parte el cumplimiento de los límites fijados por la tensión nominal del cableado, asegurar que no se sobrepasa la intensidad de corriente máxima admisible de los cables según la disposición de los mismos en la instalación, y la minimización de las pérdidas en las líneas.

Tensión nominal

La tensión de operación de los generadores fotovoltaicos normalmente no sobrepasará la tensión nominal de los cables estándar, tensiones que se sitúan entre los 300 y 1.000V. Para grandes sistemas fotovoltaicos, con series de gran número de módulos, deberá comprobarse que la tensión de circuito abierto a -10°C no sobrepase la tensión nominal del cableado para evitar posibles fallos y daños en la instalación eléctrica [15].

Reducción de pérdidas en el cableado

El criterio fundamental en el diseño de las secciones del cableado es el de reducir lo



máximo posible las pérdidas resistivas en los cables, lo que se traduce en evitar pérdidas de energía generada en forma de calor (efecto Joule). Según el *Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE*, las pérdidas para cualquier condición de trabajo del cableado en la sección de continua, no debe sobrepasar el 1,5%, y para la parte en alterna el 2% [12]. Según el *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión REBT* en su *ITC-BT-40* las pérdidas en el cableado entre el generador y el punto de conexión a la red no deben sobrepasar el 1,5% [20]. Por ser esta última la más restrictiva, será éste el criterio a utilizar.

Como ya se ha mencionado el generador fotovoltaico generalmente operará a lo largo del año en torno al 80% de su potencia nominal debido a que las condiciones meteorológicas reales difieren notablemente de las condiciones de prueba de los módulos. Por lo tanto la corriente de operación será generalmente inferior a la corriente nominal en condiciones estándar (STC). Por lo que una intensidad igual a la mitad de la corriente nominal del generador, implicará una reducción de las pérdidas por efecto Joule ($P=I^2 \times R$) hasta alcanzar un 64% de las pérdidas nominales. Por lo tanto el diseño considerando las condiciones nominales de operación implicará un porcentaje de pérdidas menor que el esperado.

Corriente máxima admisible

La sección del cable debe ser finalmente verificada en función de la intensidad de corriente máxima de servicio que circulará por el cable. La corriente máxima que puede circular por un módulo, o por una rama (agrupación de módulos conectados en serie) se corresponde a la corriente de cortocircuito.

De acuerdo con la norma europea *IEC 60364-7-712*, el cable de cada rama debe ser capaz de transportar 1,25 de la corriente de cortocircuito del generador. Según el REBT en su *ITC-BT-40* la sección del cable debe admitir el 125% de la corriente del generador [20].

La corriente máxima admisible por los cables está influenciada por la temperatura ambiente, el agrupamiento de los cables y las conducciones utilizadas. Para la determinación de las corrientes admisibles reales de la instalación, los valores teóricos de corriente máxima deberán ser corregidos con los correspondientes factores de corrección asociados a cada uno de los parámetros anteriores. Estos factores vienen indicados en el *REBT*, específicamente *ITC-BT-07*.

3.6.2. Diseño de secciones de cableado sección continua

Se utilizará cable de cobre flexible, con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y PVC, de distintas secciones para la parte de continua (CC). Los cables podrán ser de uno o



más conductores y de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV.

El dimensionado dependerá de la energía a transportar y de la distancia a recorrer por la corriente eléctrica. Para el cálculo de la sección mínima de conductores emplearemos el criterio de la caída de tensión máxima admisible.

La ecuación [Ec.4.22] permite calcular la sección (S_{dc}) mínima requerida para no superar la caída de tensión $\Delta V=1,5\%$, que se producirá en una línea con corriente continua:

$$S_{dc} = \frac{2 \times L_{dc} \times I_{dc}}{\Delta V(\%) \times U_{MPP} \times \kappa} = \frac{2 \times L_{dc} \times I_{dc}^2}{\Delta V(\%) \times P_{dc} \times \kappa} \quad [\text{Ec. 4.22}]$$

Donde,

L_{ac} es la longitud del tramo en estudio

I_{dc} es la corriente máxima de la rama que en este caso sería la corriente de cortocircuito (I_{cc})

U_{MPP} es la tensión de máxima potencia en condiciones nominales

P_{dc} es la potencia nominal de la rama fotovoltaica en condiciones STC

K es la conductividad eléctrica del cobre es $56\text{m}/(\Omega\text{xmm}^2)$

En el diseño se debe considerar que esa caída de tensión máxima se corresponde a la total desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor, por lo que si existen varios tramos, cada uno puede tener una caída de tensión distinta pero la suma de las pérdidas en cada uno de ellos no debe superar esa caída de tensión definida. De esta forma se obtienen las distintas dimensiones de los cableados en función de las distancias que tengamos en cada caso.

La sección mínima calculada se deberá luego ajustar al valor nominal superior existente en el mercado y que cumpla con lo expuesto en el *REBT*.

Una vez optimizada la sección del cable en cada uno de los tramos de manera de minimizar las pérdidas por efecto Joule, se debe comprobar que la sección seleccionada admite la correspondiente intensidad de corriente máxima del generador en cada tramo.

Tal y como sugiere el *REBT* en su *ITC-BT-40* [20]:

“Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal.”

Por lo tanto dado que la máxima intensidad del generador fotovoltaico será la corriente de



cortocircuito bajo condiciones estándar (STC), los tramos de cableado deberán diseñarse para soportar una intensidad [Ec. 4.23]:

$$I_{max} = 1,25 \times I_{cc_{pv}} \quad [Ec. 4.23]$$

Y la sección transversal del cable será aquella cuya intensidad máxima admisible I_z sea mayor o igual a la I_{max} calculada [Ec. 4.24]:

$$I_{max} \leq I_z \quad [Ec. 4.24]$$

Por tratarse de instalaciones clasificables como redes subterráneas de distribución en baja tensión, la intensidad máxima admisible (I_z) para la sección seleccionada se obtendrá de las tablas de la *Norma UNE 20.435* y el *REBT* en su *ITC-BT-07*. Esta intensidad deberá ser corregida de acuerdo a la temperatura de operación y las condiciones de instalación.

Por último señalar que para una eficaz protección de tierra y cortocircuito, es recomendable usar cables unipolares aislados para los positivos y negativos de la instalación, más si se usasen cables multipolares, el conductor de protección no deberá estar sujeto a ninguna tensión. Y en el caso de locales con posibilidad alta de ocurrencia de descargas atmosféricas, los cables deberán poseer blindajes de protección.

3.6.3. Diseño de secciones de cableado sección alterna

De igual forma que en la sección de corriente continua, se utilizará cable de cobre flexible, con doble aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y PVC, de distintas secciones para la parte de continua (CC). Los cables podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV.

El dimensionado en esta sección dependerá igualmente de la energía a transportar y de la distancia a recorrer por la corriente eléctrica. A fin de optimizar la sección del cableado, emplearemos en su diseño el criterio de la caída de tensión máxima admisible.

Las ecuaciones [Ec. 4.25, 4.26] permiten calcular la sección (S_{ac}) mínima requerida para no superar la caída de tensión $\Delta V=1,5\%$ relativa a la tensión nominal de la red, que se producirá en el cableado de una instalación en corriente alterna:

$$\text{Para una instalación monofásica} \quad S_{ac} = \frac{2 \times L_{ac} \times I_{nac} \times \cos \varphi}{\Delta V(\%) \times U_n \times \kappa} \quad [Ec. 4.25]$$

$$\text{Para una instalación trifásica} \quad S_{ac} = \frac{\sqrt{3} \times L_{ac} \times I_{nac} \times \cos \varphi}{\Delta V(\%) \times U_n \times \kappa} \quad [Ec. 4.26]$$

Donde

L_{ac} es la longitud del tramo en estudio

I_{nac} es la corriente nominal en alterna del inversor

U_n es la tensión nominal de red

κ es la conductividad eléctrica del cobre es $56\text{m}/(\Omega\text{xmm}^2)$

$\text{Cos}\varphi$ es el factor de potencia que debe ser cercano a 1.

Una vez optimizada la sección del cable en cada uno de los tramos de manera de minimizar las pérdidas por efecto Joule, se debe comprobar que la sección seleccionada admite la correspondiente intensidad de corriente máxima del generador en cada tramo. Tal y como sugiere el REBT en su ITC-BT-40 [20]:

“Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125 % de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5 %, para la intensidad nominal.”

Por lo tanto dado que la máxima intensidad del generador fotovoltaico será la relativa a la máxima potencia de salida del inversor, los tramos de cableado deberán diseñarse para soportar una intensidad [Ec. 4.27]:

$$I_{max} = 1,25 \times I_{nac} \quad [\text{Ec. 4.27}]$$

Y la sección transversal del cable será aquella cuya intensidad máxima admisible I_z sea mayor o igual a la I_{max} calculada [Ec. 4.28]:

$$I_{max} \leq I_z \quad [\text{Ec. 4.28}]$$

Por tratarse de instalaciones clasificables como redes subterráneas de distribución en baja tensión, la intensidad máxima admisible (I_z) para la sección seleccionada se obtendrá de las tablas de la Norma UNE 20.435 y el REBT en su ITC-BT-07. Esta intensidad deberá ser corregida de acuerdo a la temperatura de operación y las condiciones de instalación.

Un aspecto a tener en cuenta es la impedancia de la red hasta los terminales del inversor. Ésta no debe ser superior a $1,25\Omega$ o la impedancia recomendada por el fabricante del inversor. La impedancia se obtiene a partir de la distancia entre los terminales del inversor y el punto de conexión de la red, y la sección transversal del cable de interconexión.



3.6.4. Tubos protectores

El cableado se ubicará en el interior de tubos protectores rígidos. Se distinguirán los tubos colocados en el seguidor, tanto en la parrilla de paneles como en la columna, los enterrados y los ubicados en la sala de contadores y en el centro de transformación.

Los tubos deberán tener un diámetro tal que permitan un fácil alojamiento y extracción de los cables, así como deberán cumplir lo establecido en el *ITC-BT-21*.

Tubos en canalizaciones empotradas

El cableado de los seguidores, de la sala de contadores y del centro de transformación será en tubos rígidos en canalizaciones empotradas.

Los tubos se fijarán a las paredes o techos por medio de bridas o abrazaderas protegidas contra la corrosión y sólidamente sujetas. La distancia entre éstas será, como máximo, de 0,5 m. Se dispondrán de fijaciones de una y otra parte en los cambios de dirección, en los empalmes y en la proximidad inmediata de las entradas en cajas o aparatos. Se colocarán adaptándose a la superficie sobre la que se instalen, curvándose o usando los accesorios necesarios.

Tubos en canalizaciones enterradas

El cableado que une los inversores hasta los contadores transcurre en tubos rígidos en canalizaciones enterradas

El trazado de las canalizaciones se realizará siguiendo líneas lo más recto posible, disminuyendo, en lo posible, los cambios de direcciones.

3.6.5. Protecciones eléctricas en continua

Lo que sigue expone las protecciones empleadas en la sección de continua de la instalación, correspondientes desde generador fotovoltaico hasta los terminales de entrada del inversor.

Contactos directos e indirectos

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contactos directos e indirectos, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masas o a tierra. En este último caso, se



genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

- Aislamiento de clase II en los módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión.
- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor, que detecte la aparición de derivaciones a tierra. El inversor detendrá su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

Los cables de las ramas del generador fotovoltaico normalmente son agrupados hasta la caja de conexión del generador, que usualmente se encuentra cercana al inversor de conexión a red.

En el diseño de la protección individual de los cables de cada rama, hay que tener en cuenta que la corriente de cortocircuito es aproximadamente igual que la corriente nominal de la rama. Este hecho condiciona la utilización de fusibles o disyuntores que puedan utilizarse para proteger el cableado contra los cortocircuitos.

Por lo tanto la protección contra cortocircuitos en el generador fotovoltaico, por fallas en el aislamiento o falla en la protección a tierra, se recomienda realizarla mediante el uso de sistemas de protección de corte automático, sensible a las tensiones de contacto en corriente continua.

Tal y como se mencionó anteriormente el inversor contiene esa protección en su interior. Si la instalación llegase a ser de grandes dimensiones habría que incluir más de este tipo de protecciones repartida en las diversas ramas que conformen al generador, para protegerlo en toda su extensión.

Sobrecargas

Los fusibles son normalmente distribuidos por cada una de las ramas de los grandes sistemas fotovoltaicos para proteger la instalación eléctrica de sobrecargas.

Adicionalmente entre el generador y el inversor debe instalarse un elemento de corte general bipolar para continua, que debe ser dimensionado para la tensión máxima de circuito abierto del generador a -10°C , y para 125% de la corriente máxima del generador.

En el caso que se dispongan fusibles por ramas, la sección transversal del cableado de la rama puede entonces ser determinada a partir de la corriente límite de no fusión del fusible de la rama. En este caso, la corriente admisible del cable (I_z) deberá ser superior a la corriente nominal del elemento de protección (I_n) y a su vez, inferior al corriente límite de fusión del mismo (I_{nf}). A su vez, la I_{nf} no podrá ser superior a 1,15 veces la I_z . [Ec 4.29]

$$I_n \leq I_{nf} \leq 1,15 \times I_z \quad [\text{Ec. 4.29}]$$



Adicionalmente, para evitar cortes imprevistos en la producción energética, la corriente nominal del fusible (I_n) vendrá dada por la expresión [Ec.4.30]:

$$I_n \geq 1,25 \times I_{n_{RAMA}} \quad [Ec. 4.30]$$

De esta forma una vez que ocurra una sobrecarga en alguno de los conductores activos de la instalación fotovoltaica, los fusibles deberán de protegerlos.

Cabe mencionar que el elemento de corte, tendrá que ser capaz de conectar y desconectar el generador en carga, en buenas condiciones de seguridad.

Sobretensiones

Sobre el generador fotovoltaico se pueden producir sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, se protegerá la entrada de CC del inversor mediante dispositivos de protección de clase II (integrado en el inversor), válido para la mayoría de equipos conectados a la red, y a través de varistores con vigilancia térmica.

3.6.6. Protecciones eléctricas en alterna

A continuación se describen las protecciones a emplear en la sección de alterna del generador, que se dispone a partir de los terminales de salida del inversor hasta el punto de conexión, cumpliendo con lo expuesto en cuanto a consideraciones técnicas en el *Real Decreto 1663/2000*.

Interruptor automático magnetotérmico individuales

El calibre del interruptor para protección de sobrecargas deberá cumplir lo señalado en la norma *EN 60269*.

$$I_{\text{diseño de línea}} \geq I_{\text{asignada a dispositivo de protección}} \geq I_{\text{admisible de línea}}$$

Además según lo señalado en el *RD 1663/2000* el interruptor magnetotérmico deberá tener una intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.

Interruptor automático magnetotérmico general

De igual forma el calibre del interruptor para protección de sobrecargas deberá cumplir lo señalado en la norma *EN 60269*.



$$I_{\text{diseño de línea}} \geq I_{\text{asignada a dispositivo de protección}} \geq I_{\text{admisible de línea}}$$

Por otra parte según indicaciones de la empresa distribuidora en su documento *IO-14-2 de Condiciones Técnicas para la Interconexión de Instalaciones Fotovoltaicas de BT a la Red de BT de FECSA ENDESA*, el magnetotérmico general estará ajustado como máximo al 130% de la potencia de la instalación.

Y según lo señalado en el *RD 1663/2000* el interruptor magnetotérmico deberá tener una intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión.

Interruptor automático diferencial

Cumpliendo con lo establecido en el *RD 1663/2000* y el documento *IO-14-2*, la instalación contará con un interruptor automático diferencial de 30 mA de sensibilidad en la parte CA, para proteger de derivaciones en este circuito.

Con el fin de que actúe por fallos a tierra, será de un calibre superior a la del magnetotérmico de protección general. Adicionalmente hay que verificar que el interruptor diferencial posea una intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la compañía distribuidora, de no ser así, habrá que estudiar la selectividad entre el interruptor diferencial y los interruptores magnetotérmicos a fin de comprobar la seguridad de la protección.

Se instalará un relé diferencial de calibre adecuado, 30 mA de sensibilidad y de clase A, que aseguran el disparo para el valor de corriente de fuga asignado en alterna, como en alterna con componente en continua.

Interruptor general manual

Según *RD 1663/2000* es necesario incluir un interruptor general manual para la compañía de calibre adecuado, con intensidad de cortocircuito superior a la señalada para el punto de conexión por la compañía distribuidora. Tendrá un poder de corte contra cortocircuitos superior al señalado por la compañía eléctrica en el punto de conexión a la red.

Este interruptor, se ubicará en el cuadro de contadores de la instalación fotovoltaica, será accesible sólo a la empresa distribuidora, con objeto de poder realizar la desconexión manual que permita la realización, de forma segura, de labores de mantenimiento en la red de la compañía eléctrica.

De esta forma el magnetotérmico actuará antes que el interruptor general manual para la compañía, salvo cortocircuitos de cierta importancia provenientes de la red de la compañía.



Protección de la calidad del suministro

En la *ITC-BT-40* se recogen algunas especificaciones relacionadas con la calidad de la energía inyectada a red en instalaciones generadoras, que se especifican con más detalle en el *RD 1663/2000*.

Interruptor automático de la interconexión

Realiza la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Los valores de actuación para máxima y mínima frecuencia, máxima y mínima tensión serán, según el *R.D. 1663/2000*, de:

- En frecuencia: 49 – 51 Hz
- En tensión: $0,85 \cdot U_m - 1,1 \cdot U_m$

El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora. Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste. Éste sería el caso que nos ocupa, ya que el inversor SOLARMAX 20C, tiene estas protecciones incluidas. Las funciones serán realizadas mediante un contactor cuyo rearme será automático, una vez se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red. El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente. El estado del contactor («on/off»), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado. Al no disponer el inversor seleccionado de interruptor on/off, esta labor la realizará el magnetotérmico accesible de la instalación, que se instalará junto al inversor.

En caso de que se utilicen protecciones para las interconexiones de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión incluidas en el inversor, el fabricante del mismo deberá certificar:

1. Los valores de tara de tensión.
2. Los valores de tara de frecuencia.
3. El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.).
4. Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites de establecidos de tensión y frecuencia.

Mientras que, de acuerdo con la disposición final segunda del presente Real Decreto, no se



hayan dictado las instrucciones técnicas por las que se establece el procedimiento para realizar las mencionadas pruebas, se aceptarán a todos los efectos los procedimientos establecidos y los certificados realizados por los propios fabricantes de los equipos.

En caso de que las funciones de protección sean realizadas por un programa de «software» de control de operaciones, los precintos físicos serán sustituidos por certificaciones del fabricante del inversor, en las que se mencione explícitamente que dicho programa no es accesible para el usuario de la instalación.

Se adjuntan en el apartado de garantías y certificados todos estos documentos.

Funcionamiento en isla

El interruptor automático de la interconexión integrado en el inversor SOLARMAX 20C impide este funcionamiento, peligroso para el personal de la Compañía Eléctrica Distribuidora.

3.6.7. Contador de energía

Cumplirán todo lo recogido en la *ITC-BT-16, RD 1663/2000 y ORDEN FOM/1100/2002 de 8 de mayo de 2002, RPM – Reglamento de Puntos de Medida*. Además con todo lo indicado en el *IO-14-2 Pliego de Condiciones Técnicas para la Interconexión de Instalaciones Fotovoltaicas de Baja Tensión a la Red de FECSA ENDESA de Octubre 2002*. Así:

- Se instalará un contador para cada una de las instalaciones PV-XXX bidireccional, ajustados a la normativa metrológica vigente y su precisión deberá ser como mínimo la correspondiente a la de clase de precisión 1, regulada por el *Real Decreto 875/1984, de 28 de marzo*.
- Se presentarán en las administraciones competentes, así como a la compañía distribuidora, los certificados de los protocolos de ensayos realizados a los contadores. Además FECSA ENDESA verificará en su Laboratorio el funcionamiento del conjunto de medida, salvo que el mismo disponga de código de barras para la compañía distribuidora.

Local de contadores

Los contadores se ubicarán en una sala destinada a ése uso y a albergar las protecciones necesarias.



La sala cumplirá las condiciones de protección contra incendios que establece la *NBE-CPI-96* y el documento *Seguridad en caso de incendio del Código Técnico de la Edificación* para los locales de riesgo especial bajo y responderá a las siguientes condiciones:

- Estará situado en planta baja y será de fácil y libre acceso.
- No servirá nunca de paso ni de acceso a otros locales.
- Estará construido con paredes de clase M0 y suelos clase M1, separado de otros locales que presenten riesgos de incendio o produzcan vapores corrosivos y no estará expuesto a vibraciones ni humedades.
- Dispondrá de ventilación e iluminación suficiente para comprobar el buen funcionamiento de todos los componentes de la concentración.
- Si la cota del suelo es inferior o igual a la de las zonas colindantes, se dispondrán sumideros de desagüe para que en el caso de avería, descuido o rotura de tuberías de agua, no puedan producirse inundaciones en el local.
- Las paredes donde deben fijarse la concentración de contadores tendrán una resistencia no inferior a la del tabicón de medio pie de ladrillo hueco.
- El local tendrá una altura mínima de 2,30 m y una anchura mínima en paredes ocupadas por contadores de 1,50 m. Sus dimensiones serán tales que las distancias desde la pared donde se instale la concentración de contadores hasta el primer obstáculo que tenga enfrente sean de 1,10 m. La distancia entre los laterales de dicha concentración y sus paredes colindantes será de 20 cm. La resistencia al fuego del local corresponderá a lo establecido en la Norma *NBE-CPI-96* para locales de riesgo especial bajo.
- La puerta de acceso abrirá hacia el exterior y tendrá una dimensión mínima de 0,70 x 2 m, su resistencia al fuego corresponderá a lo establecido para puerta establecida para puertas de locales de riesgo especial bajo en la Norma *NBE-CPI-96* y estará equipada con la cerradura que tenga normalizada la empresa distribuidora.
- Dentro del local e inmediato a la entrada deberá instalarse un equipo autónomo de alumbrado de emergencia, de autonomía no inferior a 1 hora y proporcionando un nivel mínimo de iluminación de 5 lux.
- En el exterior del local y los próximo al puerta de entrada, deberá existir un extintor móvil, de eficacia mínima 21B.



3.6.8. Pararrayos

Se dispondrá de un pararrayos con tecnología CTS para evitar el impacto directo en la zona de protección y proteger a personas y a la instalación. El conjunto de la instalación se ha diseñado para canalizar la energía del proceso anterior a la formación del rayo desde el cabezal aéreo hasta la toma de tierra de continua.

3.6.9. Instalación de puesta a tierra

La puesta a tierra consiste en una unión metálica directa entre determinados elementos de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. En esta conexión se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de instalaciones, edificio y superficie próxima al terreno. La puesta a tierra permite el paso a tierra de los corrientes de falta o de descargas de origen atmosférico.

Para garantizar la seguridad de las personas en caso de corriente de defecto, se establece 10Ω para este tipo de instalación fotovoltaica.

Según *RD 1663/2000*, donde se fijan las condiciones técnicas para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de BT, la puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma.

Asimismo, las masas de cada una de las instalaciones fotovoltaicas PV-XXX estarán conectadas a una única tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

Por ello, se realizará una única toma de tierra a la que se conectará tanto la estructura soporte del seguidor, como el terminal de puesta a tierra del inversor teniendo en cuenta la distancia entre estos, con el fin de no crear diferencias de tensión peligrosas para las personas. Si la distancia desde el campo de paneles a la toma de tierra general fuera grande se pondría una toma de tierra adicional para las estructuras, próximas a ellas. Para la conexión de los dispositivos del circuito de puesta a tierra será necesario disponer de bornes o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta que los esfuerzos dinámicos y térmicos en caso de cortocircuitos son muy elevados

Si en una instalación existen tomas de tierra independientes se mantendrá entre los conductores de tierra una separación y aislante apropiado a las tensiones susceptibles de aparecer entre estos conductores en caso de falta.



De acuerdo con la Instrucción MI.BT.017, los conductores de protección serán independientes por circuito, deberán ser de las siguientes características:

- Para las secciones de fase iguales o menores de 16 mm² el conductor de protección será de la misma sección que los conductores activos.
- Para las secciones comprendidas entre 16 y 35 mm² el conductor de protección será de 16 mm².
- Para secciones de fase superiores a 35 mm² hasta 120 mm² el conductor de protección será la mitad del activo.

Los conductores que constituyen las líneas de enlace con tierra, las líneas principales de tierra y sus derivaciones, serán de cobre o de otro metal de alto punto de fusión y de su sección no podrá ser menor en ningún caso de 16 mm² de sección, para las líneas de enlace con tierra, si son de cobre.

Puesta a tierra en corriente continua

En el lado de continua, los cables activos irán aislados de tierra (los varistores si no existen sobretensiones son una resistencia muy elevada que mantiene el aislamiento de tierra). Es decir irán en una configuración flotante. Mientras que todas las masas asociadas al lado de continua irán puestas a tierra, incluidas las del pararrayos, los cuadros de continua y la valla metálica. De modo que el esquema de puesta a tierra es un sistema IT en continua. Este tipo de configuración es segura por sí misma en caso de un primer defecto de aislamiento. No obstante, si se produce un segundo de defecto se puede producir retorno de la corriente por tierra, siendo muy peligroso por electrocución.

Se diseñará el siguiente sistema de tierras para una resistencia de tierras no superior a 10 Ohm.

Todas las masas de la instalación de continua irán puestas a tierra mediante un cable de equipotencialidad de cobre de 50 mm². Las masas de las estructuras irán unidas entre sus patas dos a dos tal como se especifica en los planos. Además el cable equipotencial irá unido por dos sitios a cada fila de paneles transversales.

Puesta a tierra en corriente alterna

Las tierras del lado de continua y de alterna serán separadas e independientes, según estipula el RD 1663/2000. Para la puesta a tierra del lado de alterna se dispondrá un sistema TN-C, con los transformadores puestos a tierra, al igual que el resto de instalación en alterna. Así mismo se dispondrán el número de picas suficiente para conseguir una



resistencia de tierra no superior a 10 Ohm.

3.7. Conexión a la red eléctrica

3.7.1. Punto de conexión

El punto de conexión otorgado por FECSA ENDESA S.A. para cada una de las instalaciones PV-XXX será en baja tensión (400V). Un centro de transformación, propiedad de la empresa distribuidora, elevará la tensión hasta 25 kV, pudiéndose así conectar a la línea Albesa-Menargens.

La construcción del centro de transformación se ha debido al acuerdo contraído con FECSA-ENDESA. Por este motivo, el centro de transformación se instalará, con sus protecciones, celdas de seccionamiento y medición, en un terreno cedido por la propiedad, concretamente en la parcela nº 1. El coste de la construcción del centro de transformación y de los gastos asociados a éste, será asumido por el promotor del proyecto.

La concesión del punto de conexión por parte de la empresa Eléctrica Distribuidora, se ha ajustado a las características de la red a la que se conectará la instalación, por lo que de esta forma se podrá asegurar la potencia máxima que a descargar y las condiciones de conexión.

3.7.2. Centro de transformación

Para poder evacuar la potencia fotovoltaica total del Parque y obtener la máxima prima posible, es necesario por la normativa vigente, hacerlo en Baja Tensión, a la red de distribución. Debido a que todos los generadores PV del Parque Fotovoltaico de Albesa, entregarán la energía en baja tensión (400VAC), pero la línea de FECSA es en media tensión, se deberá elevar la tensión hasta 25kV, según las características del punto de conexión concedido por FECSA ENDESA S.A.

La solución adoptada, tras posterior pacto con la compañía distribuidora, es realizar la conexión en baja tensión (400V) de cada una de las instalaciones PV-XXX. La conexión de cada instalación se realizará a 400V en un centro de transformación propiedad de la empresa distribuidora. La construcción del centro de transformación se ha debido al acuerdo contraído con FECSA-ENDESA. Por este motivo se instalará un centro de transformación, con sus protecciones, celdas de seccionamiento y medición, en un terreno



cedido por la propiedad, concretamente en la parcela nº 1. La función del centro de transformación propiedad de la compañía distribuidora es elevar la tensión de 400V hasta 25.000V, y así poder efectuar la conexión a la línea Albesa-Menargens. El coste de la construcción del centro de transformación y de los gastos asociados a éste, será asumido por el promotor del proyecto.

El centro de transformación reunirá las condiciones reglamentarias de acuerdo con lo que determina el Reglamento de condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por RD 3275/1982 y las Instrucciones Técnicas Complementarias que lo desarrollan.

Las instalaciones de interconexión se diseñarán para evacuar la potencia máxima que se pueda generar. La potencia de transformación de cada uno de los centros tendrá que ser la necesaria para evacuar la potencia generada, por el conjunto de instalaciones fotovoltaicas que se conecten, en el momento de máxima producción.

El centro de transformación a instalar tendrá las características de la *Tabla 3.20*:

Tensión nominal	25 kV
Tensión más elevada de red	24 kV
Tensión soportada I.T.R	125 kV
Tensión soportada F.I:	50 kV
Tipo de instalación	Superficie
Tipo de centro	Prefabricado
Potencia nominal	1.250 kVA cada trafo
Potencia a inyectar	1000 kW
Tipo de alimentación	En punta

Tabla. 3.20– Características del centro de transformación.

Edificio prefabricado de hormigón

El centro de transformación se ubicará en un edificio prefabricado tipo PF-303 de ORMAZABAL con espacio para dos transformadores. El edificio prefabricado estará ubicado en el interior de la caseta de instalaciones.

Cumplirá con las características generales especificadas en la *Norma NI 50.40.04 "Edificios prefabricados de hormigón para Centros de Transformación de Superficie"* y el *Reglamento sobre centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación*.

El edificio consta de una envolvente prefabricada de hormigón monobloque. Las piezas



construidas en hormigón ofrecen una resistencia característica de 300 kg/cm². Además, disponen de una armadura metálica, que permite la interconexión entre sí y al colector de tierras. Esta unión se realiza mediante latiguillos de cobre, dando lugar a una superficie equipotencial que envuelve completamente al centro.

El transformador va ubicado sobre una "Meseta de Transformador" diseñada específicamente para distribuir el peso del mismo uniformemente sobre la placa base y recoger el volumen de líquido refrigerante del transformador ante un eventual derrame.

Las puertas y rejillas presentan una resistencia de 10 k respecto a la tierra de la envolvente.

El acabado se realiza con poliuretano, de color blanco en las paredes, y de color marrón en techos, puertas y rejillas.

La entrada al centro de transformación se realiza a través de una puerta en su parte frontal, que da acceso a la zona de aparamenta, en las que se encuentran las celdas de media tensión, cuadros de baja tensión, contadores y elementos de control del centro. El transformador cuenta con una puerta propia para permitir su extracción del centro o acceso para su mantenimiento.

El conexionado con los cables provenientes de la instalación se realizan a través de unos agujeros semiperforados en las bases de los paneles laterales.

La caseta donde se ubicará el centro de transformación consta de un sistema de ventilación, de protección contra incendios y de iluminación.

La caseta tiene iluminación por ventanas abatibles de dimensiones (1,20 x0,50) y por otras ventanas metálicas de rejillas de 30 cm que además ventilan por toda la superficie.

Celdas de media tensión

Las celdas CGM forman un sistema de equipos modulares de reducidas dimensiones para MT, con aislamiento y corte en gas, con una conexión totalmente apantallada, e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación, etc.).

Las celdas a utilizar serán con aislamiento y corte en SF₆ y serán las que se indican a continuación:

- Celda de remonte (Rmt).
- Celda de seccionamiento (Sec)
- Celda de protección general (Prot).
- Celda de medida (Med) redundante tipo 2.



- Celda de protección de trafo 630 kVA (Tr).

Transformadores de potencia

Se instalarán dos transformadores trifásicos de las características expuestas en la *Tabla 3.21*:

Nº de trafos	2
Potencia	1.250 kVA cada trafo
Tensión nominal	25 kV
Tensión más elevada de red	36 kV
Tensión soportada I.T.R	125 kV
Tensión soportada F.I:	50 kV
Tensión primaria	25 kV
Tensión secundaria	400 V
Tipo de aislamiento	Aceite mineral
Normas	UNE 21.428 y UNE 60 076

Tabla. 3.21– Características de los transformadores trifásicos.

Interconexión celda-trafo

La conexión eléctrica entre la celda de alta y el transformador de potencia se realizará con cable unipolar seco de 240 mm² de sección y del tipo DHZ1, de tensión asignada del cable de 12/25.

Los cables dispondrán en sus extremos de terminales enchufables rectos o acodados de conexión sencilla de 36 kV/200.

Interconexión trafo-cuadro BT

La conexión eléctrica entre el trafo de potencia y el módulo de acometida (AC) se realizará con cable unipolar de 240 mm² de sección, con conductor de cobre tipo RV y de 0,6/1 kV. El número de cables será siempre de 6 para cada fase y 3 para el neutro.

Estos cables dispondrán en sus extremos de terminales bimetálicos tipo TBI-M12/240 para cables aislados de B.T. en aluminio (punzonado profundo) tipo interior.

Puesta a tierra (PaT)

Las prescripciones que deben cumplir las instalaciones de puesta a tierra vienen reflejadas



perfectamente (tensión de paso y tensión de contacto) en el Apartado 1 "*Prescripciones Generales de Seguridad*" del MIE-RAT 13 (*Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación*). Se debe distinguir entre la línea de tierra de la PaT de Protección y la línea de tierra de PaT de Servicio (neutro).

En la PaT de protección: se deberán conectar los siguientes elementos:

- Cuba de los transformadores
- Envolvente metálica del cuadro B.T.
- Celda de alta tensión (en dos puntos).
- Pantalla del cable DHZ1, extremos conexión transformador.

En la PaT de Servicio (neutro): se le conectará la salida del neutro del cuadro de B.T.

Las PaT de Protección y Servicio (neutro) se establecerán separadas, salvo cuando el potencial absoluto del electrodo adquiera un potencial menor o igual a 1.000 V, en cuyo caso se establecen tierras unidas.

Materiales de seguridad y primeros auxilios

El centro de transformación dispondrá de los siguientes elementos de seguridad y de primeros auxilios.

- Banqueta aislante.
- Pértiga de seguridad.
- Guantes de goma para la correcta ejecución de las maniobras.
- Alumbrado de seguridad.
- Placa de instrucciones para primeros auxilios.

3.7.3. Línea de evacuación

De acuerdo al punto de conexión concedido por la compañía eléctrica distribuidora, se deberá que construir una línea de Media Tensión que interconecte el centro de transformación con la línea Albesa-Menargens.

La red a la cual alimenta el Centro de Transformación es del tipo aérea, con una tensión de 25 kV, nivel de aislamiento según la MIE-RAT 12, y una frecuencia de 50 Hz La potencia de cortocircuito en el punto de conexión, según los datos suministrados por la compañía



eléctrica, es de 500 MVA, lo que equivale a una corriente de cortocircuito de 11,5 kA eficaces.

La conexión desde el centro de transformación hasta el punto de conexión se realizará en dos tramos, uno de ellos subterráneo y otro aéreo. El tramo subterráneo transcurrirá desde el centro de transformación hasta el exterior de la caseta, mientras que el aéreo desde éste al punto de conexión.

Línea aérea de Media Tensión

La línea aérea que se construirá tendrá una longitud de 49 m y estará formada por un circuito simple de tres conductores de aluminio-acero tipo LAMT-56, para tensión de 25 KV, encuadrándose, según el *artículo 2 del R.L.A.T.*

La distancia de los conductores al terreno cumplirá lo establecido en el *artículo 25 del apartado 1 del R.L.A.T.*, determinando la mínima distancia de los conductores en su posición de máxima flecha a cualquier punto del terreno, siendo en nuestro caso de 9 m.

Los conductores que contempla son de aluminio-acero galvanizado y de aluminio-acero aluminizado de 54.6 mm² de sección, según norma *UNE 21018*, los cuales están recogidos en las normas *NI 54.63.01* y *NI 54.63.02*.

Los apoyos de alineación serán de hormigón armado y vibrado o bien de chapa metálica según las normas *NI 52.04.01* y *NI.52.10.10* respectivamente. Los apoyos de ángulo, anclaje y fin de línea serán de perfiles metálicos según la norma *NI 52.10.01*. Los apoyos estarán constituidos por una estructura metálica formada por perfiles de acero laminado, soldados o unidos con tornillos graneteados. Estarán construidos como mínimo con acero A-42b.

Las crucetas a utilizar serán metálicas, según las normas *NI 52.30.22*, *NI.52.31.02* y *NI.52.31.03*. Su diseño responde a las exigencias de distancias entre conductores y accesorios en tensión a apoyos y elementos metálicos, tendentes a la protección de la avifauna.

El aislamiento estará formado por cadenas de aisladores de tipo caperuza y vástago, de diferente constitución, según la clase de apoyo en que hayan de ser colocados. Para la justificación del nivel de aislamiento, se tendrá en cuenta el *art. 24 del R.L.A.T.* El aislamiento será del tipo U 70-BS considerando un nivel de aislamiento 2.

El aislamiento de conductores y herrajes protegerá a las aves de descargas en tendidos eléctricos y ayudará a que la duración del sistema sea superior protegiéndola ante las agresiones externas (radiación solar, lluvia, polvo, contaminación, etc.)



Los materiales específicos para empalmes, conexiones y retenciones, vendrán definidos según las normas *NI.58.21.01*, *NI.58.04.00*, *NI.58.51.11* y *NI.58.50.01*. Los empalmes de los conductores se realizarán mediante piezas adecuadas a la naturaleza, composición y sección de los conductores. Los empalmes y conexiones no deben aumentar la resistencia eléctrica del conductor. Los empalmes deberán soportar sin rotura ni deslizamiento del cable el 90% de la carga de rotura del conductor. La conexión de conductores sólo podrán realizarse en conductores sin tensión mecánica, o en las uniones de conductores realizadas en el bucle entre cadenas horizontales de un apoyo, pero en éste caso tendrán una resistencia al deslizamiento de al menos el 20% de la carga de rotura del conductor.

Línea subterránea de Media Tensión

La línea subterránea que se construirá tendrá una longitud de 10 m y será del tipo HEPRZ 1 12/24 3x240 m² AL.

Se utilizarán conductores de aluminio compacto, de sección circular, clase 2 UNE 21-022 y una pantalla de formada por una corona de 16 mm² formada por hilos de Cu. El aislamiento será a base de etileno propileno de alto módulo (HEPR) recubierto de PVC, sin contenido de componentes clorados u otros contaminantes.



4. Dimensionado de la instalación

4.1. Diseño del generador fotovoltaico

4.1.1. Dimensionado del sistema generador

El número de módulos que se pueden instalar en el área disponible, siempre teniendo como objetivo el maximizar la potencia pico, depende de los efectos de sombreado causado por los seguidores y el área disponible de cada seguidor.

En el plano de ubicación de paneles se puede observar la disposición final en las parcelas, así como las distancias mínimas entre seguidores permitiendo minimizar las pérdidas por sombra.

El número de paneles que se colocarán en cada seguidor son 126, colocados en 7 filas de 18 paneles.

4.1.2. Configuración y dimensionado del inversor/convertidor

Las especificaciones técnicas de los inversores proporcionan información a tomar en cuenta para el diseño e instalación de los generadores fotovoltaicos. En base a la configuración que se seleccione, y el tipo y características operativas de los módulos, se determina el número, la potencia y el nivel de tensión de trabajo de los inversores.

Determinación de la potencia

El número de inversores deriva de la potencia estimada para el sistema fotovoltaico y de la configuración escogida. Como regla general, dado que los inversores poseen diversos niveles de potencia y que la potencia total del sistema fotovoltaico es determinada por el área útil disponible, se asume que la relación entre la potencia del generador fotovoltaico y la potencia nominal del inversor estará comprendida dentro del siguiente intervalo de potencia, para cada una de los inversores:

$$0,7xP_{pv} < P_{inv_{DC}} < 1,2xP_{pv} \rightarrow 14000W < P_{inv_{DC}} < 24000W$$

En términos generales, es favorable escoger un inversor con una potencia sensiblemente menor a la del generador fotovoltaico ($P_{inv} < P_{pv}$) dado que la eficiencia de los inversores es relativamente baja para las gamas de potencia operacionales inferiores al 10% de la



potencia nominal.

Durante el año, los valores de irradiancia son raramente superiores a los $850\text{W}/\text{m}^2$, lo que junto con las mayores temperaturas de operación de los módulos, el sombreado, así como las pérdidas por desajustes de los módulos y otras pérdidas de la instalación eléctrica, evitan que en operación normal se alcance la potencia pico “nominal” de los sistemas fotovoltaicos. De hecho según la experiencia la potencia operacional de los sistemas fotovoltaicos suele ser próxima al 80% de la nominal. Al sub-dimensionar el inversor, se logra mantener niveles de eficiencia aceptables incluso para bajos niveles de irradiancia. Este sub-dimensionado puede implicar una sobrecarga del inversor puntualmente, por lo que se debe conocer claramente el funcionamiento del inversor en caso de sobrecarga, y configurar el generador fotovoltaico de manera de evitar esa posibilidad.

Configuración del generador

El parámetro a tener en cuenta en el momento de definir la configuración del generador fotovoltaico es la tensión de entrada al inversor. Todos los inversores de conexión a red poseen un rango operativo de tensiones de entrada que generalmente esta asociado al rango del algoritmo interno de seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), así como un límite máximo de tensión de entrada.

La tensión del generador fotovoltaico viene dada por la sumatoria de las tensiones individuales de los módulos conectados en serie en una rama. Ahora bien, dado que la tensión del módulo fotovoltaico depende de la temperatura, en el diseño debemos considerar las situaciones operativas extremas, tanto en invierno como en verano.

Por lo tanto, el intervalo de operación del inversor (rango de seguimiento de MPP) debe ajustarse en función de la curva característica del generador fotovoltaico para distintas temperaturas de operación, y el punto de máxima potencia de cada una de estas curvas debe situarse en el rango de seguimiento. Adicionalmente siempre hay que considerar dentro del ajuste la tensión máxima admisible del inversor.

Tensión de entrada – Número máximo de módulos en serie por rama

El número máximo de módulos en serie por rama viene condicionado por la situación de la estación fría. La tensión de los módulos fotovoltaicos aumenta a medida que disminuye la temperatura, alcanzando como límite máximo la tensión de circuito abierto, siempre y cuando exista una irradiancia solar considerable y además el inversor haya abierto el circuito generador. Por seguridad los inversores no restablecerán la continuidad en el circuito generador a menos que la tensión de circuito abierto disminuya bajo el límite de tensión de entrada admisible, ya que de lo contrario podrían ocasionarse daños en el



equipo.

Para el cálculo del número máximo de módulos en serie, se establece como estándar para el diseño, una temperatura de célula de -10°C . El número máximo de módulos en serie se obtendrá de la expresión [Ec. 4.1]:

$$n_{\max} = \frac{U_{\max}(\text{inv})}{U_{oc}(-10^{\circ}\text{C})} = \frac{900\text{VDC}}{49,85\text{VDC}} = 18,05 \quad [\text{Ec. 4.1}]$$

Donde U_{\max} es la tensión máxima admisible en la entrada del inversor que según los datos del fabricante es de 900VDC, y U_{oc} es la tensión de circuito abierto del módulo fotovoltaico empleado en el generador evaluada a una temperatura de célula de -10°C .

La tensión de circuito abierto del módulo, normalmente no viene indicada para la temperatura de -10°C , más sí para las condiciones de referencia estándar (STC) de 1000 W/m^2 de irradiancia, A.M. 1,5 y temperatura de célula de 25°C . La expresión [Ec. 4.2]: permite calcular la tensión a la temperatura de -10°C a partir de la tensión de circuito abierto en las condiciones de referencia:

$$U_{oc}(-10^{\circ}\text{C}) = \left(1 - \frac{\Delta T \times \Delta U}{100}\right) \times U_{oc}(\text{STC}) = \left(1 - \frac{-35^{\circ}\text{C} \times 0,38\%}{100}\right) \times 44\text{VDC} = 49,85\text{VDC} \quad [\text{Ec. 4.2}]$$

Si ΔU se conoce como % por $^{\circ}\text{C}$. Si ΔU viene dada en $\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ por la expresión [Ec. 4.3]:

$$U_{oc}(-10^{\circ}\text{C}) = U_{oc}(\text{STC}) - \Delta T \times \Delta U \quad [\text{Ec. 4.3}]$$

En ambos casos ΔT es la diferencia de temperatura de célula.

Tensión de entrada – Número mínimo de módulos en serie por rama

La tensión de los módulos fotovoltaicos disminuye a medida que aumenta la temperatura de la célula, a tal punto que esta disminución implica una reducción igualmente importante de la potencia de salida del módulo al aumentar la temperatura. Paradójicamente al existir mayor radiación disponible, también la temperatura del ambiente y la de célula son mayores, por lo que a nivel de los módulos la eficiencia de conversión de energía solar disminuye.

Un sistema fotovoltaico tendrá una tensión en sus terminales inferior a la tensión teórica en sus condiciones de referencia (STC) debido a las elevadas temperaturas de operación de la célula, temperaturas que suelen encontrarse entre los 50°C y 70°C .

Si la tensión de operación del generador disminuye debajo del límite mínimo del rango de

seguimiento del punto de máxima potencia (MPP), podría implicar una reducción del rendimiento global del generador, ya que simplemente el algoritmo del inversor no localizaría el punto de máxima potencia dentro de su rango, y optaría por desconectar al generador asumiendo que no hay suficiente producción solar, con lo que se perderían horas de sol productivas.

Para evitar la situación anterior se debe calcular el número mínimo de módulos conectados en serie por rama, y se asume una temperatura de operación en verano de unos 70°C. El número mínimo viene dado por la expresión [Ec: 4.4]:

$$n_{\min} = \frac{U_{MPP(INV\ min)}}{U_{MPP(70^{\circ}C)}} = \frac{430VDC}{36,48VDC} = 11,79 \quad [Ec. 4.4]$$

$U_{MPP(INV\ min)}$ se corresponde a la tensión mínima del algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia del inversor. Y $U_{MPP(70^{\circ}C)}$ es la tensión de máxima potencia del módulo fotovoltaico para una temperatura de célula de 70°C.

Tal y como en el caso anterior, la tensión MPP del módulo fotovoltaico viene referenciada a una condiciones estándar (STC), y por tanto se calculará la tensión a 70°C con la fórmula [Ec:4.5.]:

$$U_{MPP(70^{\circ}C)} = \left(1 + \frac{\Delta T \times \Delta U}{100}\right) \times U_{MPP(STC)} = \left(1 + \frac{-45^{\circ}C \times 0,38}{100}\right) \times 36VDC = 36,48VDC \quad [Ec. 4.5]$$

En la que ΔT representa el cambio en la temperatura de célula y ΔU la tasa de cambio de tensión por °C.

Siempre hay que considerar que la temperatura de célula en operación dependerá de la ubicación del módulo, y más directamente del grado de ventilación, para cada condición hay que evaluar si la temperatura máxima de la célula puede ser mayor o menor a la señalada.

En base al número máximo (18) y mínimo (12) de módulos conectados en serie, y el número total de paneles, se define para el generador un número de 18 módulos en serie.

Corriente de entrada – Número de módulos en paralelo o número de ramas

Una vez definido el número de módulos conectados en serie, y comprobada teóricamente la operatividad de esa configuración, se debe dimensionar el número de ramas del generador fotovoltaico. En este caso el límite lo marca la corriente máxima admisible de entrada del inversor. El número máximo de módulos conectados en paralelo o ramas será el expresado en la [Ec. 4.6.]:



$$N_{RAMA} = \frac{I_{MAX(INV)}}{I_{n(RAMA)}} = \frac{48ADC}{5,25ADC} = 9,27 \quad [Ec. 4.6]$$

En este caso $I_{MAX(INV)}$ es la corriente máxima admisible en la entrada del inversor. Y la $I_{n(RAMA)}$ es la corriente nominal de cada rama. Dado que cada rama está conformada por módulos conectados en serie, la corriente nominal de la rama será igual a la corriente nominal del módulo fotovoltaico. En este caso se podría hacer la corrección de temperaturas respectiva, pero dada la naturaleza del sistema, el incremento de temperaturas de una célula fotovoltaica implica una variación considerable de su tensión, aunque no de su corriente. La corriente depende en mucho mayor grado de la radiación solar incidente, por lo tanto se asumen despreciables las variaciones debidas a temperatura.

En base al número máximo (7) de módulos/ramas conectados en paralelo, la configuración asumida para el número de paneles en serie y el número total de módulos del generador, se define en 7 las ramas conectadas en paralelo. Por tanto cada uno de los generadores estará conformado por 126 módulos, 7 ramas de 18 módulos en serie.

4.2. Estudio energético

4.2.1. Radiación estimada en el emplazamiento $G_a(0)$

Los datos de radiación mensual utilizados para la estimación de la generación energética de la instalación deben provenir de fuentes de datos fiables y preferentemente de estaciones meteorológicas situadas en emplazamientos cercanos. Las referencias fiables más utilizadas son:

- Instituto Nacional de Meteorología.
- Organismo autonómico oficial, que en este caso serían:
 - **Meteocat** – Servei Meteorològic de Catalunya
 - **ICAEN** – Atlas Solar de Catalunya

El generador fotovoltaico de este proyecto se ubica en la población de Albesa. Dicha población cuenta con una estación meteorológica, por lo tanto se utilizarán los datos de esta estación.

Por lo tanto para este caso concreto se utilizaron los datos de radiación solar global media



diaria en plano horizontal, de la estación de Albesa. Se ha utilizado como datos de radiación solar global media diaria la media de los años 2001, 2002 y 2003 obtenidos del Anuario Meteorológico, publicado por el Meteocat.

4.2.2. Radiación sobre el plano del generador $G_a(\beta_{opt})$

En base a la radiación estimada para el emplazamiento se deben corregir esos datos para el plano de inclinación óptimo del generador. Para realizar la corrección de la radiación existen varios métodos, desde la aplicación de un factor corrector tabulado para cada mes del año y dependiente de la inclinación y latitud, hasta expresiones matemáticas que son función directa de la inclinación óptima (β_{opt}). Esta última expresión se corresponde a la [Ec. 4.7.]:

$$G_a(\beta_{opt}) = \frac{G_a(0)}{[1 - 4,46 \times 10^{-4} \times \beta_{opt} - 1,19 \times 10^{-4} \times \beta_{opt}^2]} \quad [Ec. 4.7]$$

Obviamente al tratar con ecuaciones matemáticas, se crean algoritmos que permiten realizar simulaciones que incluyen más variables, y que permiten obtener resultados más aproximados a la realidad, siempre se tendrá que buscar la solución más adecuada a cada caso.

4.2.3. Pérdidas por desorientación del generador

Dependiendo de la ubicación del generador, y en específico de la latitud del lugar en la que se instala, existe tanto una orientación como una inclinación óptima para la generación anual de energía eléctrica fotovoltaica.

Asumiendo que la latitud en la que se instala el generador es la correspondiente a Albesa, $41,55^\circ$, la inclinación óptima (β_{opt}) sería de $32,4^\circ$. La orientación óptima para esta latitud sería la de Sur puro (180°). Cualquier desviación de esos dos parámetros óptimos implica una reducción en el rendimiento que debe ser evaluada.

Existen diversas formas de evaluar estas desviaciones del óptimo, desde programas que simulan el comportamiento anual y calculan las variaciones de rendimiento respecto al óptimo, hasta diversas fórmulas que tratan de aproximarse al caso real de captación solar.

Una de las ecuaciones que se utiliza para evaluar los efectos de desorientación, teniendo en cuenta el efecto de la lisura de los paneles y la suciedad, es la abordada por N. Martin



en su tesis doctoral y sus resultados utilizados por E. Camaño [5]. [Ec. 4.8].

$$\frac{G_{eff}(\alpha, \beta)}{G_a(\beta_{opt})} = g_1 \times (\beta - \beta_{opt})^2 + g_2 \times (\beta - \beta_{opt}) + g_3 \quad [Ec. 4.8]$$

donde α representa el ángulo de desviación respecto al Sur, y β su inclinación respecto a la horizontal. Los coeficientes g_i se obtienen de la [Ec. 4.9]:

$$g_i = g_{i1}|\alpha|^2 + g_{i2}|\alpha| + g_{i3}, \quad i = 1, 2, 3 \quad [Ec. 4.9]$$

Los valores de los coeficientes para superficies con un grado medio-alto de suciedad, que se caracteriza por una pérdida de transparencia de un 4% en la dirección normal de la superficie se indican en la *Tabla 4.1*:

Coficientes	i=1	i=2	i=3
gi1	8x10 ⁹	3,8x10 ⁻⁷	-1,218x10 ⁻⁴
gi2	-4,27x10 ⁻⁷	8,2x10 ⁻⁶	2,892x10 ⁻⁴
gi3	-2,5x10 ⁻⁵	-1,034x10 ⁻⁴	0,9314

Tabla. 4.1– Valores de los coeficientes para superficies con un grado medio-alto de suciedad.

En este caso en particular el generador fotovoltaico estará orientado al Sur (180°) y además se dispondrán de **seguidores solares** que minimizarán las pérdidas por desorientación. Por lo tanto, las pérdidas por desorientación serán nulas.

4.2.4. Pérdidas por sombreados

En la mayoría de los casos en las instalaciones pueden presentarse efectos de sombras sobre el generador fotovoltaico. Estas sombras pueden ser de tipo temporal, o de tipo permanente debido principalmente a la localización del generador o de la edificación.

Las sombras de tipo temporal se refieren principalmente a nieve, hojas, u otro tipo de suciedades. Para reducir los efectos reductores de este tipo de sombras el sistema de auto-limpieza del generador es esencial.

Las sombras de tipo permanente como consecuencia de la localización del generador, comprende aquellos producidos por la envolvente de los seguidores contiguos, edificaciones cercanas y árboles. Lo ideal es evitar en lo máximo posible ese tipo de

sombras reubicando el generador fotovoltaico, tal y como se ha realizado en éste proyecto en el momento de distribuir el generador por la superficie de la parcela.

Para evaluar la sombra que ocurre sobre el generador, es preciso proceder a un análisis de sombras. Para ello se debe registrar lo más preciso posible el medio circundante referido a un punto del generador, que normalmente es un punto geométrico central.

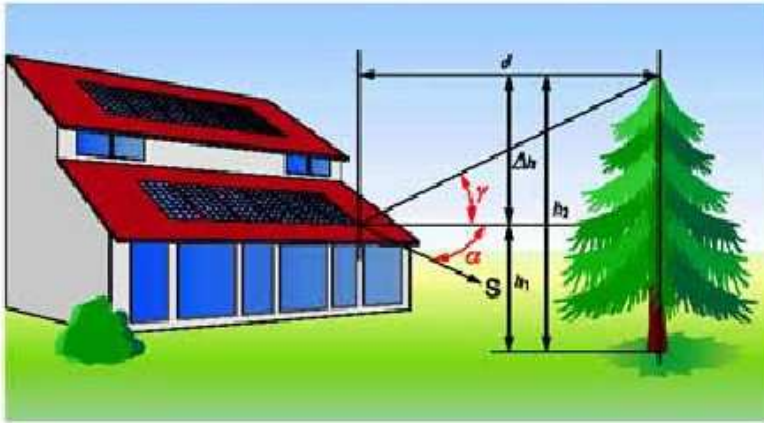


Fig. 4.1- Diagrama básico del estudio de sombras (Fuente: Energía Fotovoltaica. Manual sobre tecnologías, proyecto e instalação [21])

El contorno de la sombra se obtendrá basado en un plano del local y un mapa de trayectoria solar. Para realizar el registro, se debe determinar la distancia y las dimensiones de la proyección de los objetos que ocasionan la sombra. A partir de esta información se calcula para cada punto el ángulo de azimut y ángulo de elevación.

El ángulo de elevación (γ) es calculado a partir de la diferencia entre la altura del objeto que proyecta la sombra (h_2) y la altura del sistema fotovoltaico (h_1), y la distancia entre los dos, como se observa en la expresión [Ec. 4.10]

$$\tan \gamma = \frac{(h_2 - h_1)}{d} \quad [\text{Ec. 4.10}]$$

El ángulo de azimut (α) se obtiene directamente por medición en el emplazamiento o calculado a partir del plano de emplazamiento.

Una vez obtenidos todos los puntos del contorno de sombras, se introducen en el diagrama de trayectoria solar acorde a la latitud del emplazamiento en estudio.

El diagrama de trayectoria solar representa el recorrido del Sol a lo largo del año, por lo tanto el diagrama puede dividirse en regiones con determinadas contribuciones a la irradiación solar global anual. Por lo que si un obstáculo cubre alguna de estas regiones,



esto supondrá una determinada pérdida de irradiación, ya que es interceptada por el obstáculo y no por el plano generador.

La geometría de sombras en una planta de seguimiento, además se han de contemplar los siguientes parámetros:

- La inclinación del generador fotovoltaico, α , (constante en un sistema azimutal y variable con el tiempo en un sistema a doble eje).
- Relación de aspecto del seguidor, b : relación entre la longitud, L , y la anchura, A , del campo generador $b = L/A$.
- Separación entre los diferentes seguidores en las direcciones E-O [Ec. 4.11] y N-S [Ec. 4.12]:

$$L_{EO} = \frac{L_{EO}(\text{real})}{A} \quad [\text{Ec. 4.11}]$$

$$L_{NS} = \frac{L_{NS}(\text{real})}{A} \quad [\text{Ec. 4.12}]$$

La planta se podría modelar por un grupo de 6 seguidores, ubicados en 2 hileras en sentido N-S. En esta planta "tipo", pueden distinguirse tres situaciones de sombra, E-O o lateral, N-S o delantera y diagonal o cruzada, en función del seguidor que produce el bloqueo de radiación. Para caracterizar numéricamente el sombreado, se utiliza un factor, FS_{xx} , calculado como la razón entre el área del generador libre de sombra y el área total (así, FS_{xx} es la unidad en ausencia de sombra). Se supone que el factor de sombras resultante exclusivamente afecta a la componente directa de la radiación efectiva incidente en el generador afectado. El cálculo de los tres factores se obtiene mediante las ecuaciones [Ec. 4.13, 4.14, 4.15]:

$$FS_{EO} = \frac{(1 - L_{EO} \cdot \cos \psi_s) \cdot (s - L_{EO} \cdot \sin \psi_s)}{s} \quad [\text{Ec. 4.13}]$$

$$FS_{NS} = \frac{(s - L_{NS} \cdot \cos \psi_s) \cdot (1 - L_{NS} \cdot \sin \psi_s)}{s} \quad [\text{Ec. 4.14}]$$

$$FS_D = \frac{[s - (L_{EO} \cdot \sin \psi_s + L_{NS} \cdot \cos \psi_s)] \cdot [1 - (L_{EO} \cdot \cos \psi_s - L_{NS} \cdot \sin \psi_s)]}{s} \quad [\text{Ec. 4.15}]$$

Donde,

$s = s_1 + s_2$: longitud de sombra sobre el terreno.

ψ_s : azimut solar.

El estudio de sombras y la distancia óptima entre seguidores se ha realizado a través del

software proporcionado por ADES, obteniéndose la rosa anual de sombras (*Fig. 4.2*) y la distancia entre máquinas.

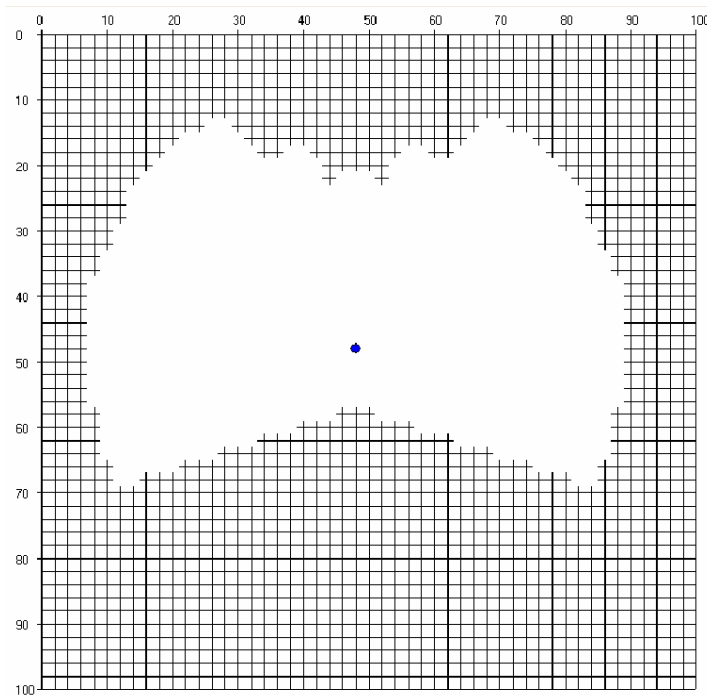


Fig. 4.2– Rosa anual de sombras del seguidor

A partir del estudio que genera el seguidor, se optimizará el porcentaje pérdidas por sombras, si la distancia entre ejes de los seguidores es la siguiente:

- **Eje W-E: 40 m**
- **Eje N-S: 30 m**

Las pérdidas por sombreado entre seguidores, teniendo en cuenta las distancias mínimas entre ejes, obtenidas tras la simulación anual se pueden observar en la *Fig. 4.3*.



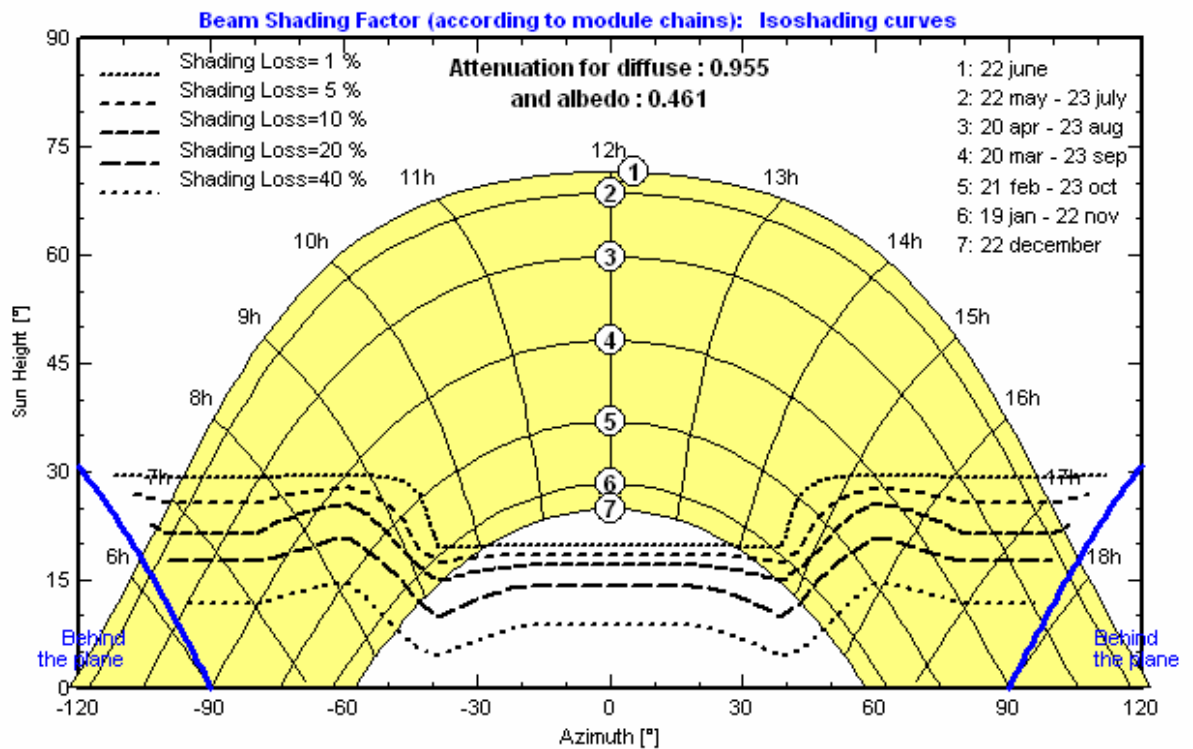


Fig. 4.3– Pérdidas anuales por sombreado

4.2.5. Cálculo de la energía generada

El cálculo de la energía producida se realiza a partir de las ecuaciones [Ec. 4.13, 4.14, 4.15]: donde se obtiene la irradiación recibida por un seguidor promedio. El cálculo de la radiación efectiva incidente en un seguidor se realiza mediante el siguiente procedimiento:

- Cálculo de la irradiación extraterrestre en el plano horizontal mediante consideraciones geométricas.
- Cálculo de la irradiación global diaria horizontal según el método de Aguiar (generación de series estadísticas a partir de matrices de transición de Markov) [2].
- Descomposición de la irradiación global horizontal en sus componentes directa y difusa según la correlación propuesta por Collares y Pereira [7]
- Cálculo de las diferentes componentes de la irradiancia horaria a partir de los valores previamente calculados, a través de un generador empírico basado en la correlación entre la radiación difusa horaria y diaria, y la radiación global horaria y diaria [11].
- Cálculo de la irradiancia horaria en sus diferentes componentes:

- Directa: consideraciones geométricas que tienen en cuenta el ángulo cenital del sol y el ángulo entre el vector normal al generador y el vector solar.
 - Difusa: mediante el método de Hay y Davies [11], que divide la contribución de la radiación según su cercanía al sol (circunsolar e isotrópica).
 - Albedo: se considera como radiación difusa isotrópica, con un factor de reflexión igual a 0,2.
- Cálculo de las pérdidas de transmitancia debidas al ángulo de incidencia (reflexión) y suciedad, mediante las fórmulas propuestas por N. Martín [18].
 - Introducción del efecto de sombreado como reducción en la irradiancia efectiva directa.

La aparición de sombras se produce al amanecer y al atardecer (siempre que la separación de seguidores no baje de un cierto umbral). Por lo tanto, el seguidor “promedio” amanece recibiendo un 30% y el 40% de la radiación efectiva que a un seguidor aislado, pero en un tiempo breve queda libre de sombras hasta el atardecer.

Bajo estas condiciones de radiación y ubicación de seguidores, las sombras mutuas suponen una reducción del 4,5% de la energía AC producida, respecto a un seguidor aislado.

El estudio de las pérdidas y el cálculo de la energía producida se ha realizado a través de la herramienta informática de simulación fotovoltaica PVSYST versión 4 [9], desarrollada por la universidad de Ginebra.

El programa realiza el cálculo de la energía generada teniendo en cuenta las sombras generadas por los seguidores que variarán a lo largo del día, debido a que también variará su posición.

La simulación nos presenta los siguientes resultados anuales:

- Performance Ratio (PR): **75,3 %**
- Energía bruta producida: **1324 Mwh/año** (5 instalaciones de 100 kW)

A continuación se presenta en la *Tabla 4.2* los datos mensuales obtenidos, referentes a la producción de energía.



	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	EOutInv kWh	EffArrR %	EffSysR %
January	83.5	4.20	203.1	181.7	88647	84632	10.56	10.08
February	110.2	5.40	238.1	207.9	100457	95901	10.21	9.74
March	162.1	10.80	290.1	259.3	123035	117440	10.26	9.80
April	193.9	13.30	291.9	271.4	127438	121648	10.56	10.08
May	214.2	17.70	293.6	273.9	126724	121000	10.44	9.97
June	231.5	25.40	315.7	296.5	132696	126775	10.17	9.72
July	237.5	25.70	331.3	310.3	138405	132173	10.11	9.65
August	220.3	26.90	333.2	308.3	136876	130718	9.94	9.49
September	192.0	19.60	333.9	304.2	138740	132439	10.05	9.60
October	141.8	13.70	289.8	253.3	118668	113248	9.91	9.46
November	87.2	9.60	204.0	179.9	85681	81776	10.16	9.70
December	65.6	5.30	159.2	143.3	69470	66286	10.56	10.07
Yearly sum	1939.9	14.85	3283.8	2989.8	1386836	1324034	10.22	9.75

Legends:	GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
	T Amb	Ambient Temperature	EOutInv	Available Energy at Inverter Output
	GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
	GlobEff	"Effective" Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

Tabla. 4.2– Producción de energía

En el anexo de cálculos se observa la comprobación de la energía generada y del rendimiento realizado basado en un estudio de Eduardo Lorenzo [16]

4.2.6. Rendimiento global de la instalación

Una vez la energía llega a la superficie de captación de los paneles fotovoltaicos, ésta tiene que llegar a la red eléctrica para su disposición a los consumidores. En el paso desde los módulos fotovoltaicos hasta el punto de conexión a red se presentan un conjunto de pérdidas que disminuyen la energía finalmente vendida a la red eléctrica.

La potencia que fluye a través de un sistema fotovoltaico se describe en la *Fig. 4.4*, donde la irradiancia incidente se representa por G , la potencia DC por P_{DC} , y la potencia AC entregada por el inversor a la red por P_{AC} . El sistema se caracteriza por P_{MG}^* y P_{IMAX}^* que representan, respectivamente, las potencias nominales del generador y del inversor. P_{AC} se obtiene de sumar a P_{DC} la pérdida de potencia en el inversor, siendo esta relación la eficiencia instantánea del inversor.

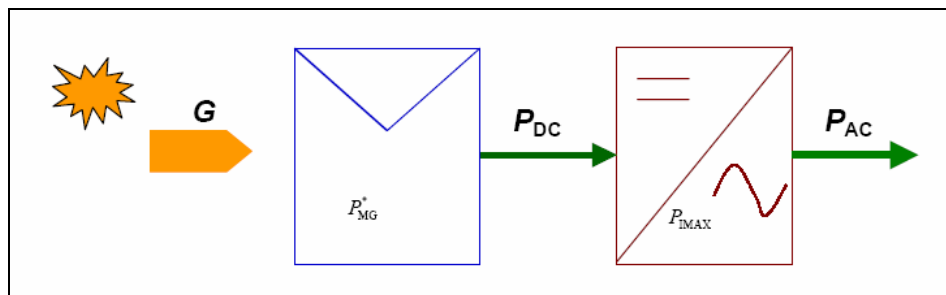


Fig. 4.4– Flujo de potencia a través de un sistema fotovoltaico conectado a red. (Fuente: Retratos de la conversión directa a red (V). De la IAE a los inversores.[17])

El *Performance Ratio*, *PR*, se define como la relación entre la energía anual AC entregada a la red, E_{AC} , y la que entregaría un sistema ideal (sin pérdidas ni en el inversor ni en el generador, y con las células de este último operando siempre a 25 °C) que recibiese la misma radiación solar. [Ec. 4.16]

$$PR = \frac{E_{AC}}{\frac{G_A(I)}{G^*} \cdot P_{MG}^*} \quad [Ec. 4.16]$$

Donde,

$G_a(I)$ es la irradiación anual incidente sobre la superficie del generador.

G^* es la irradiancia en condiciones estándar, $G^* = 1000 \text{ W/m}^2$.

La rentabilidad de la inversión se determina por el *final yield*, Y_F , [Ec 4.17] que indica la productividad energética anual unitaria. Otros parámetros de interés son el *array yield*, Y_A , que caracteriza la productividad anual del generador [Ec 4.18] y el *reference yield*, Y_R , que indica la irradiancia anual recibida por el generador [Ec 4.19].

$$Y_F = \frac{E_{AC}}{P_{MG}^*} \quad [Ec. 4.17]$$

$$Y_A = \frac{E_{DC}}{P_{MG}^*} \quad [Ec. 4.18]$$

$$Y_R = \frac{G_a(I)}{P_{MG}^*} \quad [Ec. 4.19]$$

Las tres productividades permiten diferenciar entre las *capture losses*, L_C , que son debidas exclusivamente al generador (temperatura de operación de las células superior a 25 °C, caídas de tensión en el cableado y en los diodos de protección, suciedad, sombreados



parciales, cobertura de nieve, dispersión de parámetros, voltaje de operación diferente del correspondiente a la máxima potencia, espectro, ángulo de incidencia) y las *system losses*, L_s , que son debidas a las ineficiencias del inversor. Otra expresión del *Performance Ratio* se obtiene de [Ec 4.20]

$$PR = \frac{Y_F}{Y_R} \quad [Ec. 4.20]$$

Para el cálculo del rendimiento global de la instalación se deberán tener en cuenta las pérdidas que se efectuarán en el transporte de la energía hasta los contadores. Las pérdidas de transporte en la parte de alterna serán del **1,5%**. Una vez leída la energía generada por los contadores, se deberá corregir teniendo en cuenta las pérdidas de los transformadores y de la línea de media tensión.

Según lo señalado por la empresa eléctrica distribuidora, las pérdidas de interconexión a red serán aquellas que van desde los contadores individuales de los generadores hasta el punto de entronque, englobando pérdidas de los transformadores y la línea de media tensión. El primer año será establecido un porcentaje teórico para estas pérdidas, que se distribuirá proporcionalmente a cada uno de los generadores según su nivel de participación. Se prevé un porcentaje de pérdidas de **4%**, éste porcentaje será contrastado con el real obtenido el primer año para hacer la corrección pertinente.

En conjunto el rendimiento global de los generadores fotovoltaicos será de **71,2 %**.

4.2.7. Balance energético

El balance energético representará el cálculo de la producción de energía anual esperada. Esta producción energética se corresponderá a la suma de las producciones mensuales máximas teóricas que son función de la irradiancia (G_{effa}), la potencia instalada (P_{mp}) y el rendimiento de la instalación (PR).

La estimación de la energía generada por la instalación fotovoltaica se obtiene a partir de la ecuación [Ec. 4.21]:

$$E_p = \frac{G_{effa}(\alpha, \beta) \times P_{mp} \times PR}{1000} \text{ (kWh / día)} \quad [Ec. 4.21]$$

La irradiancia (G_{effa}) es la radiación efectiva que llega al plano del generador, considerando los efectos de inclinación, orientación y sombras.



La potencia instalada P_{mp} , se corresponde con la potencia pico instalada en el generador, y viene referida al dato suministrado por el fabricante del módulo fotovoltaico para el modelo concretamente instalado. Es obtenida para unas condiciones de laboratorio estándar del mercado fotovoltaico (STC), de $1000\text{W}/\text{m}^2$ de irradiancia, 25°C de temperatura de célula, y A.M.1, 5 de distribución espectral.

La energía facturada para la instalación de 2 MW será de **5007,9 MWh/año**.

La prima de económica para la instalación de 2 MW será de **2.117.225,8 €/año**.



5. Justificación de la solución adoptada

5.1. Emplazamiento

La ubicación de la instalación se ha elegido porque Lleida es la provincia con más radiación solar, sólo por debajo de Almería [8] Debido a que las parcelas se encuentran alejadas de núcleos de población y en zonas de bajo interés ecológico el impacto ambiental producido es bajo. La radiación solar de Catalunya se observa en la *Fig. 5.1*, basado en el *Atlas de Radiació Solar* [10].

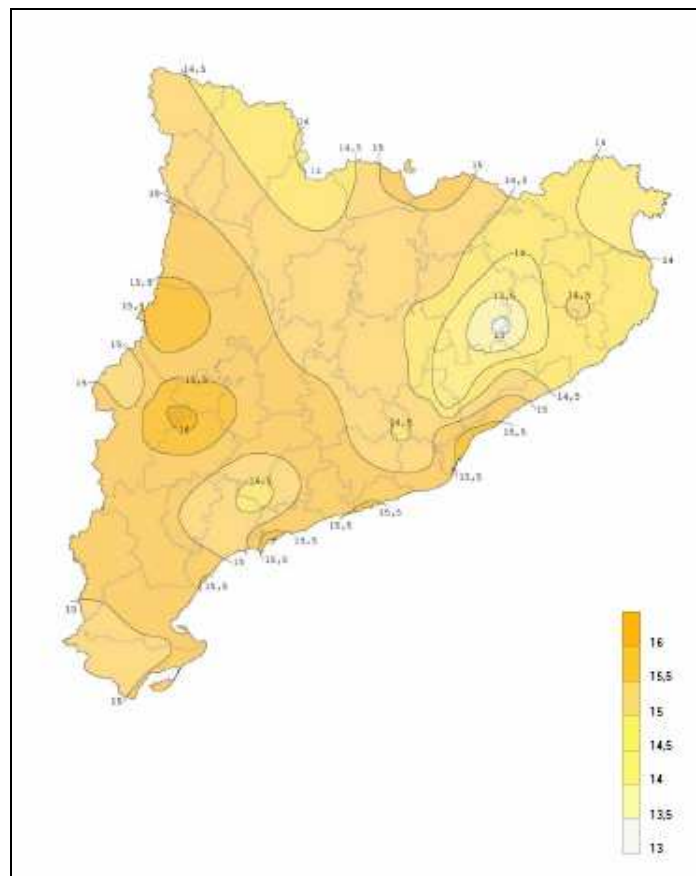
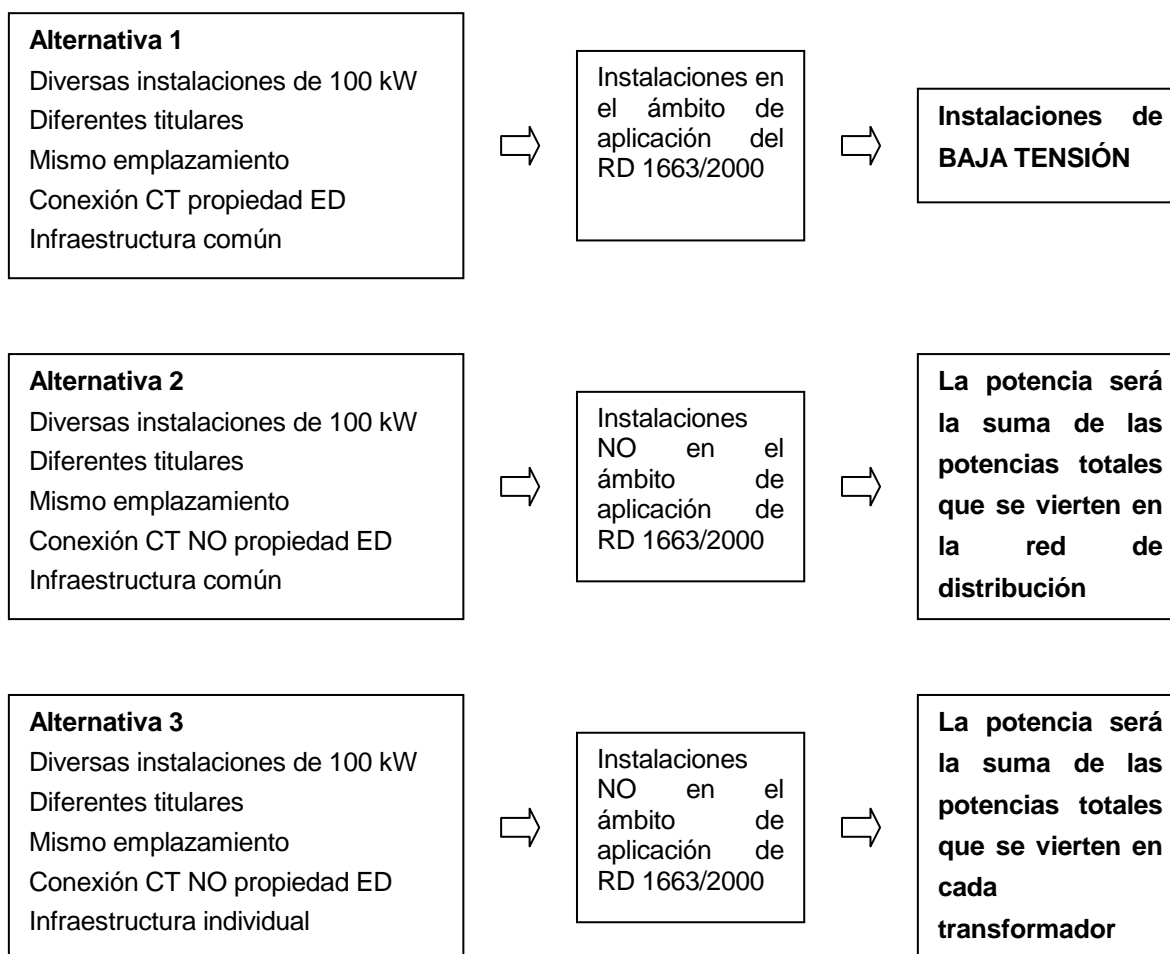


Fig. 5.1– Mapa de irradiación global diaria, media anual (MJ/m²). (Fuente: Atlas de Radiació Solar)

5.2. Conexión con la compañía eléctrica

Existen diversas alternativas para la conexión a la red eléctrica de huertas solares de potencia superior a 100 kVA. Debido a que la cantidad de energía a inyectar en la red, la conexión se deberá realizar en media tensión. A continuación se describen cada una de las alternativas.



La *alternativa 1* se encuentra dentro del ámbito de aplicación del *RD 1663/2000*, considerándose una instalación de Baja Tensión y por lo tanto la prima será del 575% TMR. Como inconveniente se deberá considerar el coste de la construcción del centro de transformación.

La *alternativa 2* no se encuentra dentro del ámbito de aplicación del *RD 1663/2000*, suponiendo una alteración de la prima, reduciéndose al 300% TMR.

La *alternativa 3* no se encuentra dentro del ámbito de aplicación del *RD 1663/2000*, y además contradice el espíritu del *RD 436/2004* de compartir las infraestructuras de



conexión. El hecho de que cada instalación de 100 kW vierta la energía a un centro de transformación, implica un aumento de las pérdidas y del coste económico.

Por lo tanto la solución adoptada (alternativa 1) es aquella que nos permite recibir la mayor prima económica con el menor coste energético y económico posible.

5.3. Seguidores

Se ha optado por el uso de seguidores solares debido a que permiten un mayor aprovechamiento de la radiación solar. Un estudio realizado por M. A. Abella y F. Chenlo [1] asegura que la ganancia de energía AC obtenida por seguimiento solar representa un 43% más que la obtenida por un sistema fijo inclinado un 30° al sur y un 59,8% más respecto la horizontal en la provincia de Lleida. El seguidor solar orienta los paneles fotovoltaicos de forma que la radiación solar directa es en todo momento perpendicular a la superficie de los mismos, obteniéndose así la máxima producción eléctrica posible.

El tipo de seguidores elegido permite la compatibilidad con otros usos, como pueden ser la ganadería y la agricultura. La altura de los seguidores dificulta los robos de paneles y los actos vandálicos que se puedan producir.

5.4. Ubicación de inversores

Los inversores se ubicarán en el interior del tronco de los seguidores, debido fundamentalmente a los siguientes motivos.

1. Al colocarse el inversor en el interior del seguidor se reduce la distancia entre el generador fotovoltaico y el inversor. Esto provoca una reducción del cableado en continua, disminuyendo así la peligrosidad de la instalación.
2. Cada seguidor genera una tensión que puede variar ligeramente de uno a otros. Puesto que el inversor adapta sus parámetros de funcionamiento a la tensión recibida en cada momento, se optimizará su funcionamiento disponiendo uno en cada seguidor que se adaptará a su tensión.



6. Análisis económico

6.1. Presupuesto

Uds	Concepto	Precio Uds.	Importe
	I. PANELES-INVERSOR		10.645.190,60
12600	Módulo fotovoltaico SCHOTT ASE 165 GT-FT MC 170 Wp	750,01	9.450.075,60
100	Inversor Marca SOLARMAX C20 (Potencia nominal 20kW)	12.951,15	1.295.115,00
	II. SEGUIDORES		3.170.000,00
100	Estructura seguidor solar de 20 kW ADES 7F16	31.700,00	3.170.000,00
	III. OBRA CIVIL		637.228,40
100	Cimentación de hormigón del seguidor	4.200,00	420.000,00
1	Caseta instalaciones	22.160,00	22.160,00
6000	Vallado mts. + puertas	25,18	151.068,40
1	Explanado terreno+camino central+drenajes	44.000,00	44.000,00
	IV. INSTALACIÓN ELÉCTRICA		1.184.800,00
1	<p>Suministro de cableado de cobre con doble aislamiento (XLPE+PVC) de sección adecuada, desde módulos fotovoltaicos (sección continua) hasta punto de conexión a red eléctrica (sección alterna).</p> <p>Suministro de cuadros de distribución de grupos de strings, cuadro de protecciones en continua incluyendo interruptor magnetotérmico. Cuadro de protecciones en alterna, incluyendo interruptor magnetotérmico general e interruptor automático diferencial.</p> <p>Cuadro de interconexión normalizado, con contadores de energía de entrada y salida, o bidireccional (homologados y certificados por compañía), e interruptor general, todo según especificaciones de la compañía distribuidora.</p> <p>Se incluye pequeño material de montaje, bandeja/canal portacable.</p> <p>Cableado de la instalación de tierra, hasta pica o punto general de tierras de la edificación.</p>	1.110.000,00	1.110.000,00
1	Centro de transformación y edificio de contadores	74.800,00	74.800,00
	V. INSTALACIONES VARIAS		121.000,00
1	Instalaciones varias	51.000,00	51.000,00
1	Sistemas de Seguridad	48.000,00	48.000,00
1	Sistema de monitorización	22.000,00	22.000,00
	VI. INGENIERÍA		223.000,00
1	Proyecto Ejecutivo	89.000,00	89.000,00
1	Dirección de Obra	89.000,00	89.000,00
1	Plan de Seguridad y Salud	45.000,00	45.000,00

TOTAL	15.981.219
--------------	-------------------

El presupuesto de la instalación asciende a **quince millones novecientos ochenta y uno mil doscientos diecinueve euros**.



6.2. Rentabilidad del proyecto

La aprobación del *RD 436/2004 de 12 de marzo*, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica, ha multiplicado el número de instalaciones de conexión a red. Según el citado decreto la instalación se encuadra en el “*Subgrupo b.1.1.: Instalaciones que únicamente utilizan como energía primaria la solar fotovoltaica*” [19]

Actualmente, numerosos inversores se interesan en la energía fotovoltaica de conexión a red debido fundamentalmente a los siguientes aspectos establecidos en el *RD 436/2004*:

- Tarifa garantizada durante los primeros 25 años desde la puesta en marcha de la instalación y del 80% de la tarifa a partir de entonces.
- La tarifa es del 575% de la tarifa media o de referencia. En el año 2006 la prima fue de 0,44038 €/kWh.
- La compañía eléctrica está obligada a comprar la energía generada a través de un contrato prorrogable cada 5 años.
- La facturación a la empresa distribuidora se realiza mensualmente y ésta tiene la obligación de realizar el pago dentro del período máximo de 30 días posteriores a la recepción de la factura.

La rentabilidad del proyecto es muy alta en relación al riesgo que representa la inversión y a los gastos de explotación. Los gastos generales de explotación son los siguientes:

- Servicio de gestión integral del parque.
- Póliza de seguros.
- Servicio de vigilancia.
- Arrendamiento del terreno.
- Gastos generales (agua, luz, limpieza, consumibles, etc.).

Se ha realizado un estudio de la rentabilidad del proyecto basado en 3 fuentes de financiación diferentes con un horizonte de 25 años. En la *Tabla 6.1* se presentarán los resultados, la simulación de cada una de las hipótesis se puede consultar en el anexo A.



Alternativa 1: Financiación por Fondos propios	
Valor total de la instalación	799.061 €
Préstamo	0
Desembolso inversión	799.061 €
IPC APLICADO	2 %
Deducción por inversión (10%)	79.906 €
Préstamo	0 %
Plazo	0
Intereses	0 %
PAY-BACK (años)	7,6
Rentabilidad a 25 años	7,8 %
Alternativa 2: Financiación con Préstamo a 10 años	
Valor total de la instalación	799.061 €
Préstamo	559.343 €
Desembolso inversión	239.718 €
IPC APLICADO	2 %
Deducción por inversión (10%)	79.906 €
Préstamo	70 %
Plazo	10 años
Intereses	4 %
TIR 25 años sobre Fondos propios	15,2 %
Rentabilidad a 25 años	7,2 %
Alternativa 3: Financiación por Leasing a 10 años y préstamo de 6	
Valor total instalación	711.446 €
Préstamo	516.344 €
Valor Leasing	767.099 €
IPC APLICADO	2 %
Deducción por inversión (10%)	0
Préstamo	4 %
Plazo	10 años
Interés LEASING	4,5 %
TIR 25 AÑOS	35,5%
Rentabilidad Proyecto a 25 años	6,8%

Tabla. 6.1– Resumen alternativas de financiación



7. Legislación y Normativa de aplicación

En el proyecto presentado, tanto el diseño como los componentes utilizados cumplen las recomendaciones establecidas en la Normativa siguiente:

Legislación en obras de edificación

- **CTE**, Código Técnico de la Edificación. RD 314/2006, de 17 de marzo del 2006.
- **Reglamento de Seguridad contra incendios en los establecimientos industriales**. RD 2267/2004, de 3 de diciembre, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. BOE de 17 de diciembre de 2004.
- **RC-03**, Instrucción para la recepción de cementos. RD 1797/2003, de 26 de diciembre, del Ministerio de la Presidencia. BOE de 16 de enero de 2004.
- **NCSE-2002**, Norma de Construcción Sismorresistente. RD 1476/2004, de 18 de junio. BOE de 11 de octubre de 2002.
- **EHE-1998**, Instrucción de Hormigón Estructural. RD 2661/1998, de 11 de diciembre. BOE de 13 de enero de 1999.
- **RITE**, Reglamento de instalaciones térmicas en los edificios y sus instrucciones técnicas complementarias (ITE). RD 1751/1998, de 31 de julio, del Ministerio de la Presidencia. BOE de 5 agosto de 1998.
- **EF-96**, Instrucción para el proyecto y la ejecución de forjados unidireccionales de hormigón armado o pretensado. BOE de 22 de enero de 1997 y corrección de errores del BOE de 27 de marzo de 1997.
- **NBE-CPI-96**, Norma Básica de la Edificación. Condiciones de protección contra incendios en los edificios. RD 2177/1996, de 4 de octubre, del Ministerio de Fomento. BOE de 29 de octubre de 1996.
- **NBE-EA-95**, Norma Básica de la Edificación, Estructuras de acero en edificación. RD 1829/1995, de 10 de noviembre, del Ministerio de Obras Públicas, Transportes y Medio Ambiente. BOE de 18 de enero de 1996.
- **RD 1942/1993** de 5 de noviembre del Ministerio de Industria y Energía, por el que se establece el Reglamento de Instalaciones de Protección contra Incendios. BOE de 14 de diciembre de 1993.
- **RB-90**, Pliego de Condiciones Técnicas generales para la recepción de bloques de hormigón en obras de construcción.



- **NBE-FL-90**, Norma Básica de la Edificación sobre muros resistentes de fábrica de ladrillo.
- **RD 12/1988** de 27 de enero, por el que se regula el control de calidad de la construcción.
- **NBE-AE/1988**, Norma Básica de Edificación, Acciones en la edificación. RD 1370/1988, de 11 de noviembre. BOE núm. 276, de 17 de noviembre de 1988.
- **NBE-CA-88**, Norma Básica de la Edificación sobre condiciones acústicas en los edificios. RD 2115/82.
- **NBE-CT-79**, Norma Básica de la Edificación sobre condiciones térmicas de edificios. RD 2429/1979, de 6 de julio, de la Presidencia del Gobierno. BOE de 22 de octubre de 1979.

Legislación en instalaciones eléctricas

- **RD 842/2002** de 2 de Agosto, por el que se aprueba el **Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión** e instrucciones técnicas complementarias ITC BT 01 a 051.
- **RD 1955/2000** de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Ley 54/1997** de 27 de Noviembre del Sector Eléctrico
- **RD 400/1996** de 1 de marzo, por el que se dictan las disposiciones de aplicación de la Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo 94/9/CE, relativa a los aparatos y sistema de protección para uso en atmósferas potencialmente explosivas.
- **Directiva 94/9/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de marzo de 1994, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre los aparatos y sistemas de protección para uso en atmósferas potencialmente explosivas.
- **Orden de 16 de abril de 1991** por la que se modifica el punto 3.6 de la instrucción técnica complementaria MIE-RAT 06 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas subestaciones y centros de transformación. BOE de 24 de abril de 1991.
- **Orden de 6 de julio de 1984** de Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y centros de Transformación.



- **Orden de 23 de julio de 1988** que por la que se actualizan las instrucciones técnicas complementarias MIE-RAT del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas subestaciones y centros de transformación. BOE de 5 de julio de 1988.
- **Orden de 27 de noviembre de 1987** por la que se actualizan las instrucciones técnicas complementarias MIE-RAT13 y MIE-RAT 14 del Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas subestaciones y centros de transformación.
- **Orden de 18 de octubre de 1984** complementaria a la de 6 de julio que aprueba las instrucciones técnicas complementarias el reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas subestaciones y centros de transformación.
- **RD 3272/1982** de 12 de noviembre, sobre condiciones técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación. BOE del 1 de diciembre de 1982.
- **RD 3151/1968** de 28 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento Técnico de Líneas de Alta Tensión. BOE del 27 de diciembre de 1968.
- **Decreto 3151/1968**, reglamentote Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión.

Legislación en instalaciones fotovoltaicas

- **RD 7/2006** de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- **RD 809/2006** de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006.
- **Instrucción 5/2006** sobre la evacuación de energía de instalaciones fotovoltaicas individuales compartiendo infraestructuras de interconexión (Parques Solares).
- **RD 1454/2005** de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico.
- **RD 1556/2005** de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2006. BOE de 28 de diciembre de 2005
- **RD 436/2004** de 12 de Marzo sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
- **RD 2351/2004** de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de



resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.

- **RD 1802/2003**. de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2004. BOE de 27 de enero de 2004.
- **RD 385/2002** de 26 de abril, por el que se modifica el RD 2018/1997, por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica.
- **RD 841/2002** de 2 de agosto, por el que se regulan las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida. BOE de 2 setiembre de 2002.
- Pliego de Condiciones Técnicas del **I.D.A.E.** (PTC-C Rev.-Octubre 2002).
- **RD 1433/2002** de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en el Régimen Especial. BOE de 21 de diciembre de 2002.
- **Resolución de 31 de mayo de 2001**, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- **RD 1663/2000** de 29 de Septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- **RD 1955/2000** del 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctricas.
- **RD 2818/1998** de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y congeneración.
- **Ley 54/1997** de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, publicada en el BOE de 28 e noviembre de 1997. Modificado en cuanto a las referencias al Ministerio de Industria y Energía y al Ministro de Industria y Energía han de entenderse hechas al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y al Ministro de Industria , Turismo y Comercio respectivamente por el artículo 10 del RD 553/2004 de 17 de abril.
- **RD 2018/1997** de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica.



- **RD 1788/1991** de 20 de diciembre, por el cual se derogan diferentes disposiciones en materia de normalización y homologación, entre ellas, adapta las exigencias de seguridad de las células y módulos fotovoltaicos. BOE de 24 de diciembre de 1991.
- **IO-14-2 Condiciones técnicas para la interconexión de instalaciones fotovoltaicas de BT a la red de BT de FECSA ENDESA.** Especificaciones técnicas específicas de la compañía eléctrica distribuidora.
- **Guía Vademécum** para instalaciones de enlace.

También se seguirá en todo lo posible otras normas como las UNE de la asociación española de normalización y certificación (AENOR), normas NTE del ministerio de obras públicas y urbanismos, y otras de organismos internacionales como las CEN o ISO, como las siguientes:

- **UNE-EN 61215:1997** módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para aplicación terrestre, calificación del diseño y aprobación de tipo.
- **UNE-EN 61727:1996** sistemas fotovoltaicos (FV), características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- **UNE-EN 60904-5:1996** dispositivos fotovoltaicos parte 5: determinación de la temperatura de la célula equivalente (TCE) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de la tensión de circuito abierto.
- **UNE: UNE-EN 60891 :1994** procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio
- **UNE-EN 60904-1:1994** dispositivos fotovoltaicos parte 1: medida de la característica I-V de los módulos fotovoltaicos.
- **UNE-EN 60904-2:1994** dispositivos fotovoltaicos parte 2: requisitos de células solares de referencia.
- **UNE-EN 60904-3:1994** dispositivos fotovoltaicos parte 3: fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (FV) de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia.

Legislación en seguridad y salud

- **Ley 54/2003** de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- **RD 486/1997** de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.



- **RD 1627/1997** de 24 de octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- **RD 1627/1996** por las que se establecen las Disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- **Ley 31/1995** de 8 de noviembre sobre la prevención de riesgos laborales. BOE de 10 de noviembre de 1995.
- **RD 1403/1986** de 9 de mayo, por el que se establece la Señalización de seguridad en los centros y locales de trabajo. BOE de 8 de julio de 1986.
- **Orden del 7 de Abril de 1970** por el que se establece la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
- **Reglamento de Seguridad y Salud en el trabajo en la industria de la Construcción**, del Ministerio de Trabajo.

Legislación medioambiental

- **Decreto 143/2003**, ley sobre la Intervención Integral de la Administración (LIIAA).
- **Ley 1/2001**, por el que se establece la evaluación del Impacto Ambiental.
- **RDL 9/2000**, de 6 de Octubre, de modificación del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de Junio, de Evaluación de Impacto Ambiental.
- **Ley 5/1999**, de 8 de Abril, sobre evaluación del impacto ambiental.
- **Orden de 15 marzo de 1963**, del Ministerio de Gobernación, por el que se establecen las Instrucciones Complementarias para la aplicación del Reglamento de actividades molestas, insalubres, nocivas y peligrosas. BOE de 2 de abril de 1963.
- **RD 2414/1961** de 30 de noviembre de 1961, por el que se establece el Reglamento de actividades molestas, insalubre, nocivas y peligrosas. BOE de 7 de marzo de 1962.



Conclusiones

Durante el desarrollo de este proyecto han analizado los aspectos tecnológicos, medioambientales, económicos y normativos de las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red, especialmente el caso de las huertas solares.

Las grandes instalaciones fotovoltaicas se deben proyectar optimizando la radiación solar obtenida mediante sistemas de seguimiento solar, intentando no aumentar excesivamente la superficie de éstas. Se deberá realizar un exhaustivo análisis de la radiación solar de la parcela elegida y de las pérdidas de generación, simulando su comportamiento a lo largo del año.

En la obtención del máximo rendimiento económico se deberán estudiar las diferentes alternativas de conexión a la red eléctrica, debido a que variará tanto la retribución económica como las pérdidas de generación eléctrica de un caso a otro.

La creación de políticas que favorecen la producción de energía eléctrica en régimen especial, ha comportado un aumento espectacular de la potencia fotovoltaica instalada, permitiendo lograr un equilibrio entre la rentabilidad económica y el beneficio social y ambiental.



Agradecimientos

La realización de este proyecto de final de carrera no habría sido posible sin la ayuda y colaboración desinteresada de todas aquellas personas que de una forma u otra han participado.

Mi más sincero agradecimiento a Pere Alavedra, tutor de este proyecto, por toda su dedicación a lo largo de la elaboración del proyecto, y en general a todo el departamento de ingeniería de la construcción.

Este proyecto tampoco habría sido posible sin la colaboración y apoyo de todo el equipo de *SOLTECH ENERGIA, S.L.*; gracias por poner a mi alcance todos los medios técnicos necesarios y facilitarme tanto el trabajo. Quisiera agradecer especialmente a la dirección por darme la oportunidad de realizar este proyecto y al equipo técnico por su orientación y paciencia a lo largo de este proyecto.

Para finalizar, agradecer a toda la gente que me rodea y que han estado apoyándome y dándome ánimos en todo momento durante la elaboración de este proyecto.



Bibliografía

Referencias bibliográficas

- [1] ABELLA, M. A. y CHENLO, F. *Estimación de la energía generada (II)*. Era Solar nº 132. Mayo-Junio 2006.
- [2] AGUILAR, R. J., COLLARES M., Y CONDE J. P. *Simple procedure for generating sequences of daily radiation values using a library of Markov transition matrices*, *Solar Energy*, Volumen 40, Edición 3, Páginas 269-279, 1988.
- [3] ALSEMA, E. A. Universidad de Utrecht, 2000.
- [4] ASIF (Asociación de la Industria Fotovoltaica). *Informe ASIF. Hacia una electricidad respetuosa con el medio ambiente*. Madrid. Octubre 2005.
- [5] CAMAÑO, E. *Tesis doctoral. Edificios fotovoltaicos conectados a la red eléctrica: Caracterización y análisis*.
- [6] CALAVERA, J. *Cálculo de estructuras de cimentación*, Edición 4, 2000, (INTEMAC).
- [7] COLLARES PEREIRA, M. y RABL A., *The average distribution of solar radiation correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values*, *Solar Energy*, Volumen 22, Edición 2, Páginas 155-164, 1979.
- [8] DIARIO SEGRE, *Lleida tiene la radiación solar más alta de España, solo por debajo de Almeria*. Lleida, 21-07-2005.
- [9] DR. ANDRÉ MERMOUD. *PVSIST V4*. Herramienta de diseño y simulación de proyectos solares fotovoltaicos. Universidad de Ginebra, julio 2005.
- [10] GENERALITAT DE CATALUNYA. DEPARTAMENT D 'INDÚSTRIA, COMERÇ I TURISME. *Atlas de Radiació Solar a Catalunya*, Edició 2001.
- [11] HAY, J. E. y MCKAY, D. C., *Estimating Solar Irradiance on Inclined Surfaces: A Review and Assessment of Methodologies*, *Int. J. Solar Energy*.
- [12] IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica*. Octubre 2002.



- [13] KNAPP, KARL E. JESTES, THERESSA L. *Solar 2000. Conference of Madison, Wisconsin*. 2000.
- [14] JIMÉNEZ MONTOYA, P., GARCÍA MESEGUER, A., MORÁN CABRÉ, F. *Hormigón Armado*, Ed. Gustavo Gil, Edición 14, Barcelona, 2000.
- [15] LORENZO, E. *Electricidad solar. Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos*. Ed. Progensa.
- [16] LORENZO, E. *La energía que producen los sistemas conectados a red: El mito del cascabel y el gato*. Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid.
- [17] LORENZO, E. *Retratos de la conversión directa a red (V). De la IAE a los inversores*. Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid.
- [18] MARTIN. N. Y RUIZ, J., *Calculation of the PV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model; Sol Energy Master. Solar Cells, 70, 25-38, 2001.*
- [19] MINISTERIO DE CIENCIA Y TECNOLOGIA. *Real Decreto 436/2004 de 12 de Marzo sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración*. Marzo 2004.
- [20] MINISTERIO DE CIENCIA Y TECNOLOGIA. *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. ITC-BT-40. Real Decreto 842/2002*. Agosto 2002.
- [21] Proyecto GREENPRO. Energía Fotovoltaica. Manual sobre tecnologías, proyecto e instalación. Programa ALTENER de la UE. 2004.
- [22] RIVAS-MARTÍNEZ, S. *Worldwide Bioclimatic Classification System*, Madrid. Pytosociological Research Center, 2004.
- [23] TÜV-VERLAG, Photovoltaik, ein Leitfaden für Anwender. 2000.



Bibliografía complementaria

- ALCOR, E. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Ed. Progensa 2002.
- ARGÜELLES, R. *Estructuras de acero. Edición 2*, 2005.
- ASIF (Asociación de la Industria Fotovoltaica). Informe ASIF: “*Hacia una electricidad respetuosa con el medio ambiente*”. Octubre 2005.
- CASALS, M., ROCA, X. *Construcció Industrial. Introducció i conceptes bàsics*. Edicions UPC, *Barcelona* 2003.
- CASTAÑER MUÑOZ, L. *Energía Solar Fotovoltaica*. Edicions UPC, *Barcelona* 1994.
- CASTAÑER MUÑOZ, L., SILVESTRE, S. *Modelling photovoltaic systems using Pspice*. Ed. John Wiley & Sews, LTD. *Barcelona*, 2000.
- CASTRO GIL, M. *Energía Solar Fotovoltaica. Monografías Técnicas de Energías Renovables, Volumen 7*. Ed. Progensa, 2000.
- ICAEN. *Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red*. Octubre 2002.
- SEBA (SERVICIOS ENERGÉTICOS BÁSICOS AUTÓNOMOS). *Tejados Fotovoltaicos: Energía solar conectada a la red eléctrica*. Ed. Progensa, 2004.
- TOBAJAS VÁZQUEZ, M. *Energía Solar Fotovoltaica*. Ed. Ceysa, 2002.
- www.ades.tv
- www.asif.org
- www.censolar.es
- www.energias-renovables.com
- www.energiasrenovables.ciemat.es
- www.icaen.net
- www.idae.es
- www.ormazabal.com
- www.redsolar.net



- www.schott.com
- www.solarmax.com
- www.solarweb.net
- www.soltechenergia.com

