



## TÍTULO

**SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED EN  
VIVIENDA SITUADA EN LA SIERRA DE MADRID**

## AUTOR

**Juan Manuel Reifs Serrano**

Director  
Tutor  
Curso

ISBN

©

©

**Esta edición electrónica ha sido realizada en 2011**

Mariano Sidrach

Leocadio Hontoria García

**POP Tecnología de los Sistemas de Energía Solar  
Fotovoltaica (2008/2009)**

978-84-7993-950-2

Juan Manuel Reifs Serrano

Para esta edición, la Universidad Internacional de Andalucía



## Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas 2.5 España.

### Usted es libre de:

- Copiar, distribuir y comunicar públicamente la obra.

### Bajo las condiciones siguientes:

- **Reconocimiento.** Debe reconocer los créditos de la obra de la manera especificada por el autor o el licenciadador (pero no de una manera que sugiera que tiene su apoyo o apoyan el uso que hace de su obra).
  - **No comercial.** No puede utilizar esta obra para fines comerciales.
  - **Sin obras derivadas.** No se puede alterar, transformar o generar una obra derivada a partir de esta obra.
- 
- *Al reutilizar o distribuir la obra, tiene que dejar bien claro los términos de la licencia de esta obra.*
  - *Alguna de estas condiciones puede no aplicarse si se obtiene el permiso del titular de los derechos de autor.*
  - *Nada en esta licencia menoscaba o restringe los derechos morales del autor.*

UNIVERSIDAD  
INTERNACIONAL DE  
ANDALUCIA

MÁSTER OFICIAL EN TECNOLOGÍA DE LOS  
SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR  
FOTOVOLTAICA

Trabajo fin de Máster

**SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO  
A RED EN VIVIENDA SITUADA EN LA  
SIERRA DE MADRID**

**Autor:** Juan Manuel Reifs Serrano.

**Tutor:** D. Leocadio Hontoria García

Madrid, Noviembre de 2009.

# **DOCUMENTO 1: INDICE GENERAL**

## DOCUMENTO 2: MEMORIA

Capítulo 1: Objeto y alcance.	4
Capítulo 2: Antecedentes.	4
Capítulo 3: Introducción.	5
Capítulo 4: Normas y referencias.	6
4.1 Disposiciones legales y Normas aplicadas.	6
4.2 Bibliografía.	7
4.3 Programas de cálculo.	8
4.3.1 Calensof.	8
4.3.2 PVGIS.	9
4.4 Enlaces de interés.	10
Capítulo 5: Definiciones y abreviaturas.	11
5.1 Definiciones.	11
5.2 Abreviaturas.	11
Capítulo 6: Requisitos de diseño y análisis de soluciones.	13
6.1 Documentación de partida.	13
6.2 Requisitos establecidos por la normativa.	13
6.3 Requisitos establecidos por el cliente.	14
6.4 Requisitos impuestos por los usos e instalaciones existentes.	15
6.5 Situación y emplazamiento.	17
6.6 Datos meteorológicos.	19
Capítulo 7: Descripción de los elementos.	21
7.1 Módulo fotovoltaico.	21
7.2 Inversor.	23
7.3 Estructura de soporte.	26
7.4 Generador fotovoltaico.	27
7.4.1 Número de módulos.	29
7.4.2 Orientación e inclinación.	29
7.4.3 Pérdidas.	29
7.5 Cableado.	30
7.5.1 Cableado de corriente continua.	31
7.5.2 Cableado de corriente alterna.	31
7.6 Puesta a tierra.	31
7.7 Protecciones.	32
7.7.1 Protección de las personas en la red de continua.	32
7.7.2 Interruptor de general de corriente continua.	33
7.7.3 Protecciones en la red de corriente alterna.	34
7.7.3.1 Interruptor diferencial y magnetotérmico de corriente alterna.	36
7.7.3.2 Interruptor general de interconexión.	37
7.7.3.3 Fusibles.	38
7.7.4 Protección frente a sobretensiones.	39
7.7.4.1 Protección frente a sobretensiones en corriente continua.	39
7.7.4.2 Protección frente a sobretensiones en corriente alterna.	40
7.8 Cuadros eléctricos.	41
7.8.1 Cuadro de salida de corriente alterna.	41
7.8.2 Cuadro de protección y medida.	41
Capítulo 8: Orden de prioridad de los documentos.	42
Capítulo 9: Resumen del presupuesto.	42

## **DOCUMENTO 3: ANEXOS**

### **ANEXO 1: CALCULOS**

Capítulo 1: Generador Fovovoltaico.	3
1.1 Calculo de la superficie disponible	3
1.2 Generador e inversor.	4
1.2.1 Elección de los componentes.	4
1.2.2 Configuración del generador fotovoltaico.	7
Capítulo 2: Cableado.	8
2.1 Cableado de corriente continua.	11
2.2 Cableado de corriente alterna	11
2.3 Cableado de puesta a tierra.	14
2.4 Puesta a tierra.	14
Capítulo 3: Protecciones.	14
3.1 Protecciones en la red de corriente continua.	14
3.1.1 Interruptor general de continua.	14
3.2 Protecciones en la red de corriente alterna.	15
3.2.1 Interruptor diferencial y magnetotérmico de corriente alterna.	17
3.2.2 Interruptor general de interconexión.	17
3.3.3 Fusibles.	18
3.3.4 Protección frente a sobretensiones.	18
3.3.4.1 Protección frente a sobretensiones en corriente continua.	18
3.3.4.2 Protección frente a sobretensiones en corriente alterna.	19
Capítulo 4: Estimación de la producción energética.	20
4.1 Irradiación sobre superficie horizontal	20
4.2 Irradiación sobre superficie inclinada	20
4.3 Performance Ratio	21
4.4 Cálculo de la producción esperada.	22

### **ANEXO 2: SIMULACION DEL FUNCIONAMIENTO**

Capitulo 1: Introducción.	2
Capítulo 2: Simulación mediante el software de la base de datos PVGIS.	3
2.1 Datos de partida.	3
2.2 Irradiación sobre superficie horizontal.	4
2.3 Irradiación mensual en el plano del sistema FV.	4
2.4 Producción media diaria y anual esperada	5
Capítulo 3: Simulación con CALESOF 4.0.	6
3.1 Parámetros ambientales.	7
3.1.1 Irradiancia.	7
3.1.2 Temperatura ambiente.	7
3.2 Parámetros del Generador fotovoltaico.	8
3.2.1 Temperatura de las células.	8
3.2.2 Intensidad máxima.	8
3.2.3 Voltaje máximo.	9
3.2.4 Potencia de corriente continua.	9
3.3 Parámetros del Inversor.	10
3.3.1 Potencia de corriente alterna.	10
3.3.2 Eficiencia.	10
3.4 Energías mensuales y eficiencia mensual del inversor.	11

## **ANEXO 3: DOCUMENTACION TECNICA**

- Características del módulo ISF-220.
- Características del inversor SUNNY BOY 1700.
- Características del sistema de soporte SUN TOP III.
- Resolución de inscripción en el registro de pre-asignación del tercer trimestre de 2009.

## **DOCUMENTO 4: PLANOS**

- Plano 1: Situación.
- Plano 2: Emplazamiento.
- Plano 3: Distribución General.
- Plano 4: Fachada Posterior.
- Plano 5: Distribución de Módulos.
- Plano 6: Esquema Eléctrico.
- Plano 7: Esquema de Conexionado.

## **DOCUMENTO 5: PLIEGO DE CONDICIONES**

Capítulo 1: Objeto.	2
Capítulo 2: Documentos que definen las obras.	2
Capítulo 3: Componentes y materiales.	2
3.1 Módulos Fotovoltaicos.	3
3.2 Estructura de soporte.	4
3.3 Generador Fotovoltaico.	4
3.4 Inversor.	5
3.5 Cableado.	6
3.6 Conexión a red.	6
3.7 Medidas.	6
3.8 Protecciones.	7
3.9 Puesta a tierra.	8
Capítulo 4: Condiciones de ejecución de las obras.	9
4.1 Replanteo de la obra.	9
4.2 Ejecución del trabajo.	9
4.3 Estructuras de fijación de los módulos.	9
4.4 Conexiones.	9
4.5 Protección del Medio Ambiente.	10
Capítulo 5: Recepción y pruebas.	10
Capítulo 6: Mantenimiento.	11
6.1 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.	11

6.2 Mantenimiento a realizar por el propietario.	11
Capítulo 7: Garantías.	12
7.1 Plazos.	12
7.2 Condiciones económicas.	13
7.3 Anulación de la garantía.	13
7.4 Lugar y tiempo de la prestación.	13

## **DOCUMENTO 6: ESTADO DE MEDICIONES**

Capítulo 1: Generador fotovoltaico e inversor.	2
1.1 Unidad constructiva 1: Generador fotovoltaico.	2
1.2 Unidad constructiva 2: Inversor.	2
Capítulo 2: Cuadros eléctricos.	3
2.1 Unidad constructiva 3: Cuadro de protección y medida.	3
2.2 Unidad constructiva 4: Cuadro de salida de corriente alterna.	4
Capítulo 3: Conductores y puesta a tierra.	4
3.1 Unidad constructiva 5: Línea de corriente continua.	4
3.2 Unidad constructiva 6: Línea de corriente alterna.	5
3.3 Unidad constructiva 7: Línea de puesta a tierra.	5

## **DOCUMENTO 7: PRESUPUESTOS**

Capítulo 1: Presupuestos parciales	2
1.1 Generador fotovoltaico e inversor.	2
1.1.1 Unidad constructiva 1: Generador fotovoltaico.	2
1.1.2 Unidad constructiva 2: Inversor.	3
1.2 Cuadros eléctricos.	3
1.2.1 Unidad constructiva 3: Cuadro de protección y medida.	3
1.2.2 Unidad constructiva 4: Cuadro de salida de corriente alterna.	4
1.3 Conductores y puesta a tierra.	5
1.3.1 Unidad constructiva 5: Línea de corriente continua.	5
1.3.2 Unidad constructiva 6: Línea de corriente alterna.	5
1.3.3 Unidad constructiva 7: Línea de puesta a tierra.	6
Capítulo 2: Presupuesto general	6



## **DOCUMENTOS CON ENTIDAD PROPIA**

### **ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD**

Capítulo 1: Objeto.	2
Capítulo 2: Normas y referencias.	2
2.1 Disposiciones legales aplicables.	2
2.2 Condiciones para los medios de protección.	3
Capítulo 3: Características de la instalación.	3
3.1 Descripción de los procesos.	3
3.2 Número máximo previsto de personal y duración estimada de los trabajos de instalación.	4
Capítulo 4: Definición de los riesgos.	4
4.1 Riesgos generales.	4
4.2 Riesgos específicos.	5
4.2.1 Albañilería y pintura.	5
4.2.2 Transporte de materiales y equipos dentro de la obra.	5
4.2.3 Montajes electromecánicos de equipos y de accesorios.	5
4.2.4 Máquinas fijas, portátiles, herramientas y cuadros eléctricos.	5
4.2.5 Medios de elevación y transporte.	6
4.2.6 Andamios, plataformas y escaleras.	6
4.2.7 Equipos de soldadura y corte	6
Capítulo 5: Medidas de protección y prevención.	7
5.1 Medidas preventivas colectivas y de carácter general.	7
5.2 Medidas preventivas personales.	8

### **ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL**

Capítulo 1: Introducción.	2
Capítulo 2: Impacto ambiental de la instalación.	2
2.1 Impacto ambiental durante la fabricación.	2
2.2 Impacto ambiental durante el funcionamiento.	3
Capítulo 3: Emisiones evitadas por el uso del sistema fotovoltaico.	3

# **DOCUMENTO 2: MEMORIA**

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCIA. Trabajo fin de Master.  
Sistema fotovoltaico conectado a red en vivienda situada en la Sierra de Madrid.  
Autor: Juan Manuel Reifs Serrano

---

HOJA DE IDENTIFICACIÓN.

- **Título del proyecto:** Sistema fotovoltaico conectado a red en vivienda en la Sierra de Madrid.
- **Situación y Emplazamiento:** Urbanización Peña Hueca, Navalafuente, Madrid.
- **Razón social:** Universidad Internacional de Andalucía. Campus Virtual.
- **Autor:** Juan Manuel Reifs Serrano.
- **Tutor:** D. Leocadio Hontoria García. Departamento de “Ingeniería Electrónica y Automática” de la Universidad de Jaén.

Madrid, Noviembre de 2009

Fdo: Juan Manuel Reifs Serrano

## INDICE:

Capítulo 1: Objeto y alcance. ....	4
Capítulo 2: Antecedentes. ....	4
Capítulo 3: Introducción. ....	5
Capítulo 4: Normas y referencias. ....	6
4.1 Disposiciones legales y Normas aplicadas. ....	6
4.2 Bibliografía. ....	7
4.3 Programas de cálculo. ....	8
4.3.1 Calensof. ....	8
4.3.2 PVGIS. ....	9
4.4 Enlaces de interés. ....	10
Capítulo 5: Definiciones y abreviaturas. ....	11
5.1 Definiciones. ....	11
5.2 Abreviaturas. ....	11
Capítulo 6: Requisitos de diseño y análisis de soluciones. ....	13
6.1 Documentación de partida. ....	13
6.2 Requisitos establecidos por la normativa. ....	13
6.3 Requisitos establecidos por el cliente. ....	14
6.4 Requisitos impuestos por los usos e instalaciones existentes. ....	15
6.5 Situación y emplazamiento. ....	17
6.6 Datos meteorológicos. ....	19
Capítulo 7: Descripción de los elementos. ....	21
7.1 Módulo fotovoltaico. ....	21
7.2 Inversor. ....	23
7.3 Estructura de soporte. ....	26
7.4 Generador fotovoltaico. ....	27
7.4.1 Número de módulos. ....	29
7.4.2 Orientación e inclinación. ....	29
7.4.3 Pérdidas. ....	29
7.5 Cableado. ....	30
7.5.1 Cableado de corriente continua. ....	31
7.5.2 Cableado de corriente alterna. ....	31
7.6 Puesta a tierra. ....	31
7.7 Protecciones. ....	32
7.7.1 Protección de las personas en la red de continua. ....	32
7.7.2 Interruptor de general de corriente continua. ....	33
7.7.3 Protecciones en la red de corriente alterna. ....	34
7.7.3.1 Interruptor diferencial y magnetotérmico de corriente alterna. ....	36
7.7.3.2 Interruptor general de interconexión. ....	37
7.7.3.3 Fusibles. ....	38
7.7.4 Protección frente a sobretensiones. ....	39
7.7.4.1 Protección frente a sobretensiones en corriente continua. ....	39
7.7.4.2 Protección frente a sobretensiones en corriente alterna. ....	40
7.8 Cuadros eléctricos. ....	41
7.8.1 Cuadro de salida de corriente alterna. ....	41
7.8.2 Cuadro de protección y medida. ....	41
Capítulo 8: Orden de prioridad de los documentos. ....	42
Capítulo 9: Resumen del presupuesto. ....	42

## INDICE DE FIGURAS:

Figura 1: Esquema de conexión de autoproducidos a la red de baja tensión de Iberdrola Distribución.	14
Figura 2: Detalle de la zona del tejado sobre el salón.	15
Figura 3: Tejado de la construcción primitiva.	16
Figura 4: Detalle de la zona del tejado que no se va a utilizar.	16
Figura 5: Situación.	18
Figura 6: Localización de la urbanización.	18
Figura 7: Emplazamiento.	19
Figura 8: Datos meteorológicos extremos del Observatorio Madrid-Barajas. (Fuente: <a href="http://www.aemet.es">www.aemet.es</a> )	20
Figura 9: Datos de Irradiación diaria sobre superficie horizontal. (Fuente: PVGIS)	20
Figura 10: Imagen del módulo fotovoltaico.	21
Figura 11: Perfil transversal del módulo fotovoltaico.	22
Figura 12: Características principales del módulo fotovoltaico.	23
Figura 13: Inversor SUNNY BOY 1700.	24
Figura 14: Conexión de tres inversores trabajando en paralelo.	24
Figura 15: Características principales del inversor.	26
Figura 16: Características principales de la estructura de soporte.	26
Figura 17: Imagen de módulos fotovoltaicos sobre la estructura de soporte.	27
Figura 18: Inclinación y dimensiones del tejado.	28
Figura 19: Esquema de situación del Generador Fotovoltaico.	28
Figura 20: Pérdidas máximas admisibles por inclinación, orientación o sombras del generador (Fuente: IDAE).	29
Figura 21: Interruptor general de continua.	34
Figura 22: Esquema de protecciones según R.D. 1663/2000.	34
Figura 23: Esquema de protecciones de nuestra instalación.	35
Figura 24: Interruptor magnetotérmico con bloque diferencial.	36
Figura 25: Unidad de reconexión automática para bloque diferencial.	37
Figura 26: Interruptor general de interconexión.	37
Figura 27: Fusibles.	38
Figura 28: Base de fusible.	38
Figura 29: Descargador de sobretensiones para corriente continua clase C.	39
Figura 30: Descargador de sobretensiones para corriente alterna clase B.	40
Figura 31: Descargador de sobretensiones para corriente alterna clase C.	40

## ***Capítulo 1: Objeto y alcance.***

Este trabajo se redacta como trabajo final del Master Oficial en Tecnología Solar Fotovoltaica, teniendo una finalidad académica. Por este motivo se ha redactado como Proyecto, cuando por el tamaño de la instalación hubiese sido suficiente con una Memoria Técnica. Asimismo, se han desarrollado algunos aspectos como la bibliografía o las páginas web de referencia, que aunque como proyecto de ejecución no son interesantes, si lo son desde el punto de vista académico.

El objeto del siguiente proyecto es el diseño de una instalación solar fotovoltaica para la conexión a la red eléctrica en una vivienda unifamiliar situada en la Sierra Norte de Madrid, así como evaluar la viabilidad tanto técnica como económica de la instalación.

Este documento servirá de base tanto para solicitar la conexión a la compañía distribuidora de electricidad (Iberdrola Distribución), como para la inclusión de la instalación en el régimen especial y para cualquier otro trámite para el que sea necesario acreditar las características de la instalación.

## ***Capítulo 2: Antecedentes.***

La Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico, regula los principios generales del sector eléctrico español, sin olvidar los aspectos medioambientales. Para ello se da un papel preponderante a la producción en régimen especial, cuyo desarrollo se encuentra establecido en el Real Decreto (en adelante R.D.) 661/2007, de 25 de mayo. Este papel preponderante se materializa en una mejora de la retribución a la producción con el régimen especial frente a la tecnología convencional, de manera que resulte atractiva la inversión en sistemas de generación eléctrica más respetuosos con el medioambiente.

El R.D. 1578/2008, de 26 de septiembre regula la retribución de la de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del R.D. 661/2007. Las instalaciones fotovoltaicas quedan clasificadas en la categoría b “Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles”; dentro de esta categoría en el grupo b.1 “Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar”; y dentro de este grupo en el subgrupo b.1.1 “Instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica”.

Para las instalaciones fotovoltaicas, subgrupo b.1.1., el Real Decreto 1578/2008, establece a su vez la siguiente clasificación para este subgrupo:

- Tipo I: Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario. O bien, instalaciones que estén ubicadas sobre estructuras fijas de soporte que tengan por objeto un uso de cubierta de aparcamiento o de sombreado, en ambos casos de áreas dedicadas a alguno de los usos anteriores, y se encuentren ubicadas en una parcela con referencia catastral urbana.
  - Tipo I.1  $P \leq 20$  kW
  - Tipo I.2  $P > 20$  kW

- Tipo II. Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior

Debido al sistemas de primas establecido, que hace muy interesante las instalaciones solares, se ha producido un auge tal de las mismas, que ha sobrepasado todas las previsiones. Por esta razón el Ministerio de Industria ha establecido unos cupos anuales, que se materializan en subastas cuatrimestrales de las instalaciones inscritas en el registro.

En las últimas subastas se ha venido produciendo un incremento de solicitudes de tipo I.2 y especialmente de las de tipo II, de manera que en la última subasta las solicitudes de tipo II han superado ampliamente a la capacidad disponible.

Las instalaciones de tipo I.1 tienen una serie de inconvenientes con respecto a las de tipo I.2 y sobre todo respecto a los grandes huertos solares de tipo I, como tener un menor rendimiento y por tanto una menor rentabilidad económica y de ser más complejo su estudio ya que la solución hay que adaptarla a cada caso en concreto. Sin embargo su futuro, desde el punto de vista económico, se presenta más despejado a no haberse completado la capacidad disponible en las anteriores subastas, de manera que parece poco probable que en un futuro cercano se produzcan recortes en la primas que lo bonifican.

### ***Capítulo 3: Introducción.***

Cuando nos planteamos tener una segunda vivienda, en muchas ocasiones no valoramos los gastos que conlleva. Así, en el periodo de uso tenemos gastos de luz, agua, etc., pero cuando no la usamos también tenemos que pagar los recibos.

En el momento de realizar una ampliación de la vivienda de este proyecto, el propietario se plantea la cuestión de si podemos minimizar esos costes, cuando la vivienda no está en uso. Esto es difícilmente alcanzable, dado que no se pueden dar de bajar los diferentes servicios para volverlos a contratar cada poco tiempo, más aún cuando la vivienda no está deshabitada por periodos prolongados.

La vivienda se encuentra en una parcela amplia sin edificios cercanos que le proyecten sombra, los tejados son inclinados y no transitables. Los vecinos del terreno contiguo que tienen una construcción similar a la nuestra, emplean paneles para agua caliente sanitaria (A.C.S), lo que lleva al propietario a la idea del uso de la energía solar.

A la vista de estos datos, nos podíamos plantear el darnos de baja de la red eléctrica e instalar un sistema autónomo con baterías, pero teniendo en cuenta el elevado coste del sistema y que ya tenemos alimentación eléctrica no parece una solución económicamente viable. La alternativa que nos queda, es la instalación de un sistema fotovoltaico con conexión a la red eléctrica, que con las primas que se ofrecen a las instalaciones fotovoltaicas es el planteamiento más aceptable.

## ***Capítulo 4: Normas y referencias.***

### ***4.1 Disposiciones legales y Normas aplicadas.***

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico
- Real Decreto 2818/1998 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.
- Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1995/2000, 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.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, por el cual se regula la actividad de producción de Energía Eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de Agosto, por el cual se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica, para instalaciones posteriores a la fecha de mantenimiento de la retribución del Decreto 661/2007
- Reglamento Electrotécnico de Baja tensión e Instrucciones Complementarias y dentro de estas, en particular la Instrucción Técnica ITC-BT-40 “Instalaciones generadoras de baja tensión”.
- Real Decreto 314/2006, del 17 de Marzo, por el cual se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Documento Básico HE “Ahorro de energía”. Texto modificado por RD 1371/2007, de 19 de octubre (BOE 23/10/2007) y corrección de errores (BOE 25/01/2008)
- Normas UNE, editadas por AENOR.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a red del IDAE.
- Real Decreto 2224/98, de 16 de Octubre, que establece el certificado de profesionalidad de la ocupación de instalador de sistemas fotovoltaicos.
- Resolución de la Dirección General de Política Energética de Minas, de 31 de Mayo, por la cual se determina el modelo de contrato tipo y el modelo de factura, así como el esquema unifilar de una instalación fotovoltaica conectada a la red de baja tensión. B.O.E. núm. 148 del 21/06/01
- Normativa propia de la compañía distribuidora. Sistemas de protecciones en instalaciones de autoproducción en régimen especial a la red de Distribución de Iberdrola. MT 3.53.02. Edición: 00. Marzo, 2008.
- Normativa propia de la compañía distribuidora. Condiciones técnicas para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de distribución de Iberdrola. MT 2.90.01. Edición: 01. Noviembre 2009.
- Código técnico de la Edificación. Documento básico HE Ahorro de Energía, sección HE 5 “Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica”.



## 4.2 Bibliografía.

- *Curso De Experto Profesional En Energía Fotovoltaica*. Mairena del Aljarafe (Sevilla): Progensa, 2009. ISBN 9788495693495.
- *Sistemas De Energía Fotovoltaica: Manual Del Instalador* Mairena del Aljarafe (Sevilla): Progensa, 2005.
- AENOR. *Energía Solar Fotovoltaica: Normas UNE*. Mairena del Aljarafe (Sevilla): Progensa, 2004. ISBN 9788481433944.
- ALONSO ABELLA, M. *Sistemas Fotovoltaico: Introducción Al Diseño y Dimensionado De Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. Madrid: S.A.P.T. Publicaciones Técnicas, 2005.
- ALONSO ABELLA, M.; and CHENLO, F. *Estimación De La Energía Generada Por Un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red*. Madrid: CIEMAT. Laboratorio de Sistemas Fotovoltaicos. 2006, 2006Available from:<[http://www.energiasrenovables.ciemat.es/adjuntos\\_documentos/Alonso-chenlo.pdf](http://www.energiasrenovables.ciemat.es/adjuntos_documentos/Alonso-chenlo.pdf)>.
- ALONSO ABELLA, M.; and CHENLO, F. Inversores Para Conexión De Sistemas Fotovoltaicos a La Red Eléctrica. *Era Solar*, 2003, vol. 21, no. 115, pp. 18-33. ISSN 0212-4157.
- ANTONY, Falk; REMMERS, Karl-Heinzand DÜRSCHNER, Christian. *Fotovoltaica Para Profesionales: Diseño, Instalación y Comercialización De Plantas Solares Fotovoltaicas*. Mairena de Aljarafe (Sevilla): Progensa, 2006. ISBN 9788495693358.
- Censolar. *Instalaciones De Energía Solar: Curso Programado*. 4ª ed. Sevilla: Progensa, 1995.
- Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (España). *Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones De La Energía Solar Fotovoltaica*. 12ª ed. Madrid: CIEMAT, 2008.
- DIAZ-REYES, F.; GIAMMATTEO, M. and DENIZ-QUINTANA, F. Photovoltaic Energy Promotion in Europe: Italy and Spain, Two Visions, One Aim. *Proceedings of the 5th International Conference on the European Electricity Market (EEM-08)*. ISBN 978-1-4244-17.
- FERNÁNDEZ SALGADO, José M. *Compendio De La Energía Solar: Fotovoltaica, Térmica y Termoeléctrica: (Adaptada Al Código Técnico De La Edificación y Al Nuevo RITE)*. Madrid: Mundi-Prensa, 2008. ISBN 9788484763390.
- LORENZO, E. *Electricidad Solar Fotovoltaica. Vol. 1: Sobre El Papel De La Energía En La Historia*. Sevilla: Progensa, 2006. ISBN 9788495693303.
- LORENZO, E. *Electricidad Solar Fotovoltaica. Vol. 2: Radiación Solar y Dispositivos Fotovoltaicos*. Sevilla: Progensa, 2006. ISBN 9788495693310.
- LORENZO, E. Retratos De La Conexión Fotovoltaica a La Red (V). De La AIE a Los Inversores. *Era Solar*, 2005, vol. 23, no. 126, pp. 52-58. ISSN 0212-4157.
- LORENZO, E. Retratos De La Conexión Fotovoltaica a La Red (I). *Era Solar*, 2003, vol. 21, no. 113, pp. 28-35. ISSN 0212-4157.
- LORENZO, E. Retratos De La Conexión Fotovoltaica a La Red (III). "Silicio Cristalino Versus Capas Delgadas". *Era Solar*, 2003, vol. 21, no. 117, pp. 8-13. ISSN 0212-4157.
- LORENZO, E. La Energía Que Producen Los Sistemas Fotovoltaicos Conectados a La Red. *Era Solar*, 2002, vol. 20, no. 107, pp. 22-28. ISSN 0212-4157.

- LORENZO, E., et al. Retratos De La Conexión Fovovoltaica a La Red (II). Hacia La Consolidación De Un Observatorio Fovovoltaico. *Era Solar*, 2003, vol. 21, no. 115, pp. 62-71. ISSN 0212-4157.
- LORENZO, E.; CAAMAÑO-MARTÍN, E. and ZILLES, R. *Cuaderno De Campo De Electrificación Rural Fovovoltaica*. Mairena del Aljarafe (Sevilla): Progenza, 2001.
- LORENZO, E.; and HERNANDEZ, S. Viviendas Fovovoltaicas Conectadas a La Red. Simulación Numérica. *Mundo Electrónico*, 1990, no. 205, pp. 132-137. ISSN 0300-3787.
- LORENZO, E., et al. Retratos De La Conexión Fovovoltaica a La Red (XII). ¿Qué Indican Realmente Los "Flash-List"? *Era Solar*, 2008, vol. 26, no. 146, pp. 22-35. ISSN 0212-4157.
- MARTÍN CHIVELET, N. La Fovovoltaica Integrada En El Entorno Industrial. *Energía (Madrid)*, 2008, vol. 34, no. 207, pp. 100-104. ISSN 0210-2056.
- RAMÍREZ, L., et al. Radiación Solar Global En La España Peninsular a Partir De Imágenes De Satélite. *Informes Técnicos CIEMAT*, 2002, no. 1019, pp. 0-58. ISSN 1135-9420.
- SALAS MERINO, V. *Legislación y Normativa De Los Sistemas Fovovoltaicos De Conexión a Red*. Madrid: Vision Net, 2008. ISBN 9788498696707.
- SALAS, V.; and OLIAS, E. Overview of the State of Technique for PV Inverters used in Low Voltage Grid-Connected PV Systems: Inverters Below 10kW. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 2009, vol. 13, no. 6, pp. 1541-1550. ISSN 13640321.
- SIDRACH DE CARDONA ORTÍN, M. Análisis Del Rendimiento De Inversores De Conexión a Red Para Pequeños Sistemas Fovovoltaicos. *Era Solar*, 2001, vol. 19, no. 102, pp. 20-24. ISSN 0212-4157.
- SIDRACH DE CARDONA ORTÍN, M. Calidad De La Energía Generada Por Inversores De Conexión a Red De Pequeños Sistemas Fovovoltaicos y Su Dependencia De Las Condiciones De Operación. *ERA SOLAR*, 2001, vol. 19, no. 103, pp. 19. ISSN 0212-4157.
- SIDRACH DE CARDONA ORTÍN, M.; and RAMÍREZ SANTIGOSA, L. Análisis Comparativo De Inversores Para La Conexión a Red De Pequeños Sistemas Fovovoltaicos. *Informes Técnicos CIEMAT*, 2001, no. 955, pp. 1-77. ISSN 1135-9420.
- TALAVERA, D. L.; NOFUENTES, G. and AGUILERA, J. The Internal Rate of Return of Photovoltaic Grid-Connected Systems: A Comprehensive Sensitivity Analysis. *Renewable Energy: An International Journal*, 2010, vol. 35, no. 1, pp. 101-111. ISSN 09601481.
- VARELA, M., et al. Pequeñas Instalaciones Fovovoltaicas Conectadas a Red En España. Análisis Regional De Precios y Ayudas Necesarias. *Energía (Madrid)*, 2003, vol. 29, no. 168, pp. 80-86. ISSN 0210-2056.

### **4.3 Programas de cálculo.**

#### **4.3.1 Calensof.**

CALENSOF 4.0. (Cálculo de Energía Solar Fovovoltaica) es un software de libre distribución desarrollado en la Universidad de Jaén en 2002. A pesar de las carencias que pueda poseer si se compara con otras aplicaciones comercializadas, no ha resistido mal el tiempo debido a su simplicidad y uso intuitivo. Estas características le confieren una gran utilidad a la hora de apoyar el diseño de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red (SFCR).

CALENSOF 4.0 pretende, a partir de datos meteorológicos y del enclave del lugar, realizar los cálculos necesarios para obtener información acerca de cómo se va a comportar el sistema fotovoltaico conectado a la red mediante simulación por ordenador.

Adicionalmente, a partir de unos datos económicos, CALENSOF 4.0 permite conocer la viabilidad económica y la rentabilidad del proyecto, mediante la determinación de parámetros tales como el valor actual neto (VAN), período de retorno, etc.

Además, permite obtener los valores medio-horarios de los parámetros eléctricos y meteorológicos más representativos que caracterizan a este tipo de instalaciones. CALENSOF 4.0 puede representar de forma gráfica o numérica los resultados obtenidos, así como guardar y abrir archivos de los datos y gráficas generados por el programa, como resultado de las simulaciones.

CALENSOF 4.0 funciona en cualquier ordenador PC compatible bajo el entorno Windows 98®, 2000®, XP® y Windows Vista®, siendo los requerimientos mínimos de recursos hardware y software los nombrados a continuación:

- CPU: 133 Hz o superior.
- Memoria: 8 Mb mínimo.
- Disco duro: 10 Mb mínimo.
- Monitor color SVGA, aconsejable 14 pulgadas o superior.
- Resolución óptima o recomendada 800x600 píxeles.
- Impresora.

CALENSOF 4.0 puede descargarse desde <http://solar.ujaen.es>. Los resultados de la simulación se presentan en el anexo correspondiente.

#### **4.3.2 PVGIS.**

La información recogida en esta página depende del denominado SOLARREC, acción promovida por la Comisión Europea, concretamente a través del JRC (Join Research Centre, centro de referencia en ciencia y tecnología de la Unión Europea). El JRC es una dirección general estructurada en 7 institutos, uno de los cuales es el IES (Institute for Environment and Sustainability), en el marco del cual se desarrolla el SOLAREC.

Los datos están enfocados principalmente a instalaciones fotovoltaicas (incluye distintos niveles de informaciones detalladas para este tipo de aplicaciones), si bien, la información acerca del recurso solar en sí puede ser utilizada en otras aplicaciones. Proporciona información de otras áreas geográficas fuera de Europa (África y sudeste asiático).

Aunque ofrece datos de pago, los datos de radiación solar son de acceso libre, además su uso en el campo de la fotovoltaica está muy extendido para la estimación de producciones, por lo que sus datos son aceptados por las entidades públicas como la privadas, siendo esto fundamental por ejemplo a la hora de solicitar un crédito.

Ofrece los siguientes datos:

- Promedios mensuales y diarios de radiación solar
- Generación de perfil diario de radiación para cielo despejado.
- Generación de perfil diario de radiación real, según el módulo de inclinación y orientación escogidas, para cada mes.
- Cálculo de potencia de salida para una instalación fotovoltaica.
- Cálculo de radiación solar anual y producción potencial de energía con instalaciones fotovoltaicas.
- Algoritmos utilizados. Los mapas proceden de interpolación espacial avanzada de datos procedentes de estaciones radiométricas (566 repartidas por toda Europa).

#### ***4.4 Enlaces de interés.***

- [www.abb.es](http://www.abb.es) (Empresa de material eléctrico).
- [www.aemet.es](http://www.aemet.es) (Agencia Estatal de Meteorología).
- [www.agores.org](http://www.agores.org) (Portal de las Energías Renovables de la Unión Europea).
- [www.asif.org](http://www.asif.org) (Asociación de la Industria Fovovoltaica).
- [www.cne.es](http://www.cne.es) (Comisión Nacional de la Energía).
- [www.cener.com](http://www.cener.com) (Centro Nacional de Energías Renovables).
- [www.censolar.es](http://www.censolar.es) (Centro de Estudios de la Energía Solar, centro dedicado a la formación técnica en energía solar).
- [www.energiasrenovables.ciemat.es/](http://www.energiasrenovables.ciemat.es/) (Portal de energías renovables del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas).
- [www.energias-renovables.com](http://www.energias-renovables.com) (Revista digital de energías renovables).
- [www.enervia.com](http://www.enervia.com) (Revista digital de energías renovables).
- [www.fotovoltaiica.com/retrato1.pdf](http://www.fotovoltaiica.com/retrato1.pdf) a [www.fotovoltaiica.com/retrato13.pdf](http://www.fotovoltaiica.com/retrato13.pdf) (Retratos de la conexión fotovoltaica a la red. Artículos acerca de temas variados relacionados con la energía solar fotovoltaica).
- [www.iberdrola.es](http://www.iberdrola.es) (Empresa del sector eléctrico).
- [www.idae.es](http://www.idae.es) (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).
- [www.iea.org](http://www.iea.org) (Internacional Energy Agency).
- [www.ies.upm.es](http://www.ies.upm.es) (Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid).
- [www.isofoton.es](http://www.isofoton.es) (**Empresa del sector de la energía solar**).
- [www.itic.org/technical/iticurv.pdf](http://www.itic.org/technical/iticurv.pdf). (ITIC Information Technology Industry Council).
- [www.ree.es](http://www.ree.es) (Red Eléctrica de España).
- [www.renewableenergyaccess.com/rea/home](http://www.renewableenergyaccess.com/rea/home) (Revista digital de energías renovables).
- <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm> (Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)).
- [www.solardecathlon.upm.es/es/bwarchitecture.php](http://www.solardecathlon.upm.es/es/bwarchitecture.php) (Solar Decathlon, Concurso Internacional del Departamento de Energía de los E.E.U.U. con un prototipo de vivienda industrializada y autosuficiente energéticamente).
- [www.task7.org/](http://www.task7.org/) (Photovoltaic Power Systems in the Built Environment, IEA).

## Capítulo 5: Definiciones y abreviaturas.

### 5.1 Definiciones.

- **Irradiancia:** Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo. Se mide en  $\text{kW/m}^2$ .
- **Irradiación:** Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en  $\text{kWh/m}^2$ .
- **Radiación solar:** Energía procedente del sol en forma de ondas electromagnéticas. En este contexto se engloban los conceptos de irradiancia e irradiación.
- **Instalaciones fotovoltaicas:** Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún paso intermedio.
- **Instalaciones fotovoltaicas interconectadas o sistemas fotovoltaicos conectados a la red:** Aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.
- **Generador fotovoltaico:** Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
- **Rama fotovoltaica:** Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.
- **Inversor:** Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.
- **Potencia nominal del generador:** Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos en condiciones estándar de medida (CEM).
- **Célula solar o fotovoltaica:** Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- **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.
- **Condiciones Estándar de Medida (CEM):** Son unas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura de célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:
  - Irradiancia solar  $1000 \text{ W/m}^2$ .
  - Distribución espectral AM 1,5 G.
  - Temperatura de célula  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ .
  - Potencia pico: potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

### 5.2 Abreviaturas.

- $\beta_{\text{VMOD,OC}}$  = Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico ( $\text{mV}\cdot^\circ\text{C}^{-1}$ ).
- $\Delta V$  (**adim**) = caída de tensión permisible, en tanto por uno.
- $\eta_{\text{INV,M}}$  (**adim**) = Eficiencia máxima del inversor.
- $\eta_{\text{STC}}$  (**adim**) = Eficiencia de conversión de la célula solar en condiciones estándar de medida.
- $\varphi$  (**grados sexagesimales**) = latitud local.
- $\sigma$  ( $\text{m}\cdot\Omega\cdot\text{mm}^{-2}$ ) = Conductividad.
- $\cos \varphi$  (**adim**) = Factor de potencia del inversor.

- **f (Hz)** = Frecuencia de red.
- **FF (adim)** = Factor de forma de la célula solar o del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- **Fs (adim)** = Factor de dimensionado.
- **G (Wm<sup>-2</sup>)** = Irradiancia incidente.
- **G<sub>STC</sub> (Wm<sup>-2</sup>)** = Irradiancia en condiciones estándar (1000 Wm<sup>-2</sup>).
- **Gda(0) (kWh/m<sup>2</sup>xdía)** = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal.
- **Gda(α,β) (kWh/m<sup>2</sup>xdía)** = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre la superficie del generador.
- **I<sub>INV,AC</sub> (A)** = Intensidad nominal a la salida del inversor.
- **I<sub>INV,M,DC</sub> (A)** = Intensidad máxima a la entrada del inversor.
- **I<sub>M</sub> (A)** = Corriente del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- **I<sub>MOD,M,STC</sub> (A)** = Corriente del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para condiciones estándar de medida.
- **I<sub>MOD,SC</sub> (A)** = Corriente del módulo fotovoltaico en cortocircuito para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- **I<sub>MOD,SC,STC</sub> (A)** = Corriente del módulo fotovoltaico en cortocircuito para condiciones estándar de medida.
- **L<sub>AC</sub> (m)** = Longitud simple de cable en alterna.
- **L<sub>princ</sub> (m)** = Longitud simple de cable principal en continua.
- **L<sub>rama</sub> (m)** = Longitud simple de cable de rama.
- **N (adim)** = Número total de módulos integrantes del generador fotovoltaico.
- **N<sub>cp</sub> (adim)** = Número de células en paralelo del módulo fotovoltaico.
- **N<sub>cs</sub> (adim)** = Número de células en serie del módulo fotovoltaico.
- **N<sub>mp</sub> (adim)** = Número de módulos en paralelo del generador fotovoltaico.
- **N<sub>ms</sub> (adim)** = Número de módulos en serie del generador fotovoltaico.
- **P<sub>GFV,M</sub> (W)** = Potencia del generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- **P<sub>GFV,M,STC</sub> (Wp)** = Potencia máxima del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida o potencia nominal del generador fotovoltaico.
- **P<sub>INV,AC</sub> (W)** = Potencia de salida nominal del inversor.
- **P<sub>INV,DC</sub> (W)** = Potencia de entrada nominal del inversor.
- **P<sub>MOD,M</sub> (W)** = Potencia máxima del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- **P<sub>MOD,M,STC</sub> (Wp)** = Potencia máxima del módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida o potencia nominal del módulo fotovoltaico.
- **PR (adim.)** = Rendimiento del sistema.
- **T<sub>a</sub> (°C)** = Temperatura ambiente.
- **T<sub>c</sub> (°C)** = Temperatura de la célula solar.
- **V<sub>INV,AC</sub> (V)** = Tensión nominal a la salida del inversor.
- **V<sub>INV,M</sub> (V)** = Tensión máxima a la entrada del inversor.
- **V<sub>INV,m,MPP</sub> (V)** = Límite inferior del margen de tensión para el que el inversor busca el punto de máxima potencia.

- $V_{INV,M,MPP}$  (V) = Límite superior del margen de tensión para el que el inversor busca el punto de máxima potencia.
- $V_M$  (V) = Tensión del punto de máxima potencia de la célula solar en cortocircuito para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- $V_{M,STC}$  (V) = Tensión del punto de máxima potencia de la célula solar para condiciones estándar de medida.
- $V_{MOD,M}$  (V) = Tensión del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- $V_{MOD,M,STC}$  (V) = Tensión del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para condiciones estándar de medida.
- $V_{MOD,OC}$  (V) = Tensión del módulo fotovoltaico en circuito abierto para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- $V_{MOD,OC,STC}$  (V) = Tensión del módulo fotovoltaico en circuito abierto para condiciones estándar de medida.
- $V_{OC}$  (V) = Tensión en circuito abierto de la célula solar para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- $V_{OC,STC}$  (V) = Tensión en circuito abierto de la célula solar para condiciones estándares de medida.
- **msnm** = Metros sobre el nivel del mar.
- **adim** = Adimensional, sin unidades de medida.

## ***Capítulo 6: Requisitos de diseño y análisis de soluciones.***

### ***6.1 Documentación de partida.***

La documentación que tenemos está constituida por el proyecto inicial de la vivienda y por el proyecto de la ampliación. Dicha ampliación se encuentra en curso no habiéndose finalizado aún las obras.

### ***6.2 Requisitos establecidos por la normativa.***

Para la redacción del proyecto se ha tenido en cuenta lo dicho en la legislación española y en la normativa tanto nacional como internacional, especialmente las normas UNE y el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

De igual manera, se ha tenido en cuenta lo prescrito por la compañía eléctrica para lo autoproducidos que quieran conectarse a su red de baja tensión..

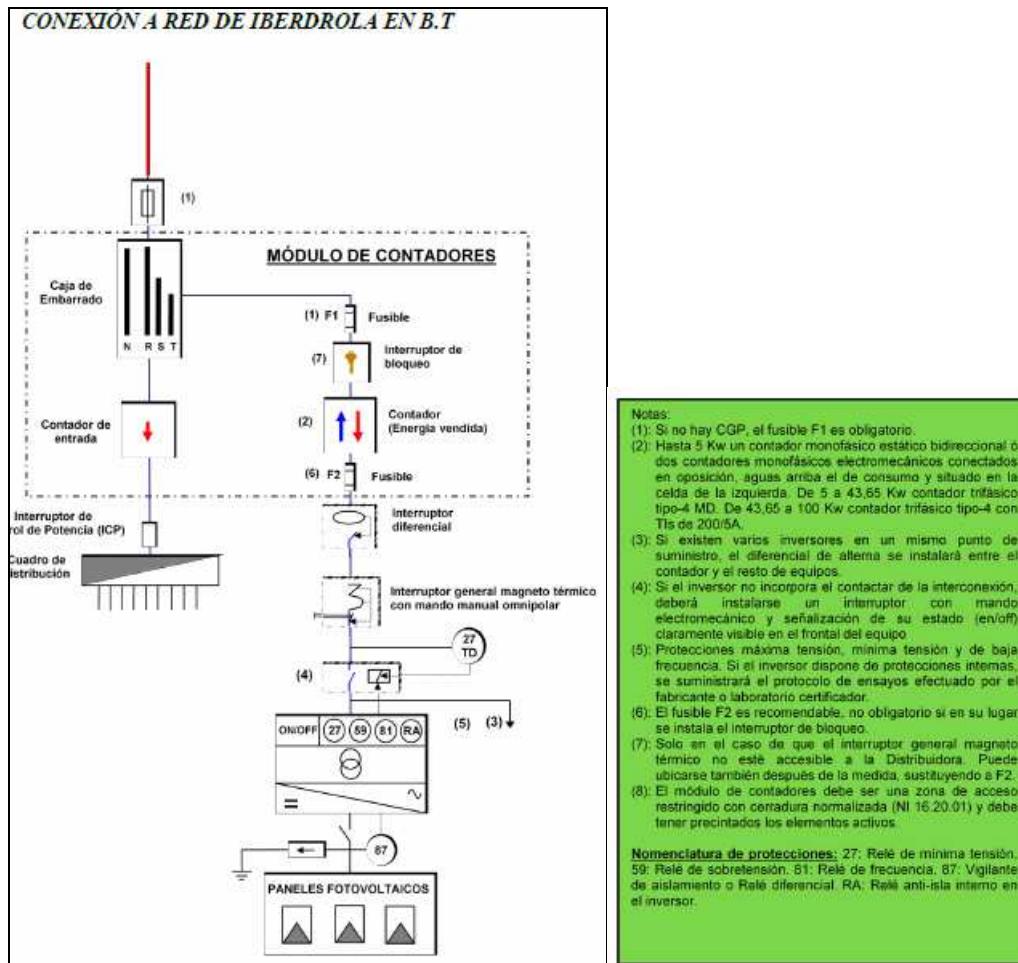


Figura 1: Esquema de conexión de autoproducción a la red de baja tensión de Iberdrola Distribución.

Puesto que se desea acceder a las tarifas bonificadas de los generadores de energía solar, también se han seguido los criterios del IDAE en su “Pliego de prescripciones técnicas de instalaciones conectadas a red”.

### 6.3 Requisitos establecidos por el cliente.

Nuestro cliente ha impuesto una serie de requisitos que nos condicionan el diseño del proyecto y que se detallan a continuación:

- Situación: La instalación se colocará de manera que no pueda ser visible desde la zona exterior de la parcela, para evitar robos ya que la vivienda es de uso vacacional y está buena parte del tiempo desocupada. Si se desea utilizar el tejado para el generador, la zona de tejado que



queda situada sobre los baños no se podrá ocupar completamente ya que se prevé instalar una instalación solar para la producción de agua caliente sanitaria con depósito de acumulación.



Figura 2: Detalle de la zona del tejado sobre el salón.

- Componentes empleados: Todos los componentes empleados serán de empresas de reconocido prestigio y que ofrezcan servicio técnico en España. Por este motivo, no hemos considerado nuevos materiales como los módulos de capa delgada, si no tecnologías maduras como los módulos de silicio cristalino.

#### ***6.4 Requisitos impuestos por los usos e instalaciones existentes.***

Debido a que el cliente requiere que la instalación sea poco visible, descartamos una instalación sobre suelo. De las zonas de tejado disponibles, hay dos que cumplen con los requisitos, teniendo orientación Sur, con una desviación hacia el Oeste de 20°. Descartamos la zona de tejado situada en la parte antigua de la vivienda, dado que la construcción tiene más de 10 años y a simple vista se ven algunas tejas sueltas, por lo que antes de ejecutar cualquier obra habría que realizar trabajos de reforma de la cubierta.



Figura 3: Tejado de la construcción primitiva.

Otra limitación que tenemos es la del número de módulos a emplear, ya que muchos fabricantes no distribuyen en cantidades pequeñas. El fabricante que hemos elegido distribuye en paquetes de 24 o de 4, por lo que nuestro generador tendrá un número de módulos múltiplo de 4.

En la ampliación, podemos emplear la zona de cubierta situada sobre el salón, con lo que dejamos el espacio necesario para la instalación de agua caliente sanitaria. Además por las medidas de esa zona nos caben 8 módulos que será el tamaño del generador empleado. Esta zona, en el proyecto de ampliación original tenía mayor tamaño, pero tras el replanteo inicial se decidió retranquearla para dejar más espacio para la piscina.



Figura 4: Detalle de la zona del tejado que no se va a utilizar.

El tejado tiene una inclinación de  $30^\circ$  que es aproximadamente la óptima y unido a que queremos restar visibilidad exterior a nuestra instalación, vamos a optar por realizar una instalación superpuesta con la misma inclinación que el tejado existente.

Se ha procurado que todo sea lo más simple posible, para ello ha sido muy importante el inversor, que incluye el aislamiento galvánico, el vigilante de aislamiento y las protecciones de máxima y mínima tensión y máxima y mínima frecuencia, de manera que no es necesario emplear varios equipos estando todo centralizado en el inversor.

El inversor y su cuadro correspondiente lo podríamos ubicar en el exterior, en la parte baja del muro que es la zona más cercana a nuestros módulos. Esta es una zona exterior orientada a Oeste con arboleda delante, con lo que no recibe sol directo, y no es zona de paso, sin embargo para que no sea visible lo vamos a ubicar dentro del garaje que a pesar de ser una zona interior, es un semisótano orientado al Norte, por lo que la temperatura en el interior tampoco será muy elevada. Además en esta ubicación evitamos que se pueda oír el ruido emitido en la zona de la piscina.

El contador de venta de energía se encontrará junto al contador de consumo existente, por lo que el cableado discurrirá por la misma conducción que la acometida a la vivienda. No será necesario realizar trabajos de movimiento de tierra al existir una guía para la introducción del nuevo tubo.

El tramo desde el cuadro del inversor hasta la conducción existente se realizará mediante tubo directamente enterrado, ya que por esta zona es imposible el paso de vehículos y no hay por tanto riesgo de aplastamiento.

### ***6.5 Situación y emplazamiento.***

Nuestra finca se encuentra situada en la provincia de Madrid, a 50 km al Norte de la capital, en la urbanización Peña Hueca, perteneciente al término municipal de Navalafuente. Sus coordenadas geográficas son:

- Latitud: 40° 49' 34'' N
- Longitud: 3° 39' 21 W

Aunque pertenece al término municipal de Navalafuente, por estar lindando con el de Cabanillas de la Sierra, su climatología es más parecida a de esta última, por lo que los consideraremos ubicado en Cabanillas de la Sierra en cuanto a datos meteorológicos se refiere.

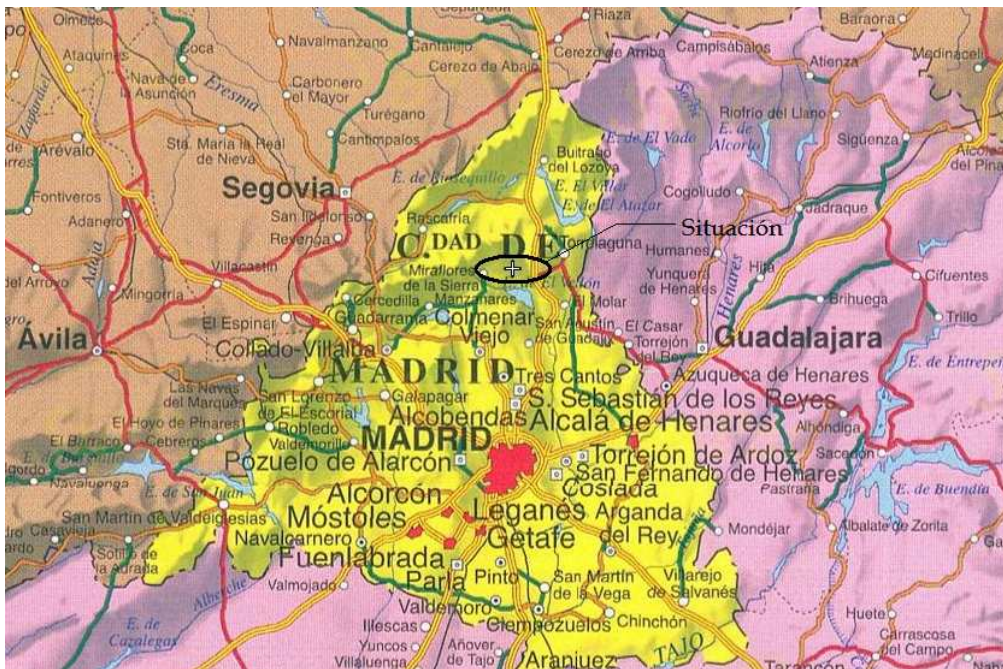


Figura 5: Situación.

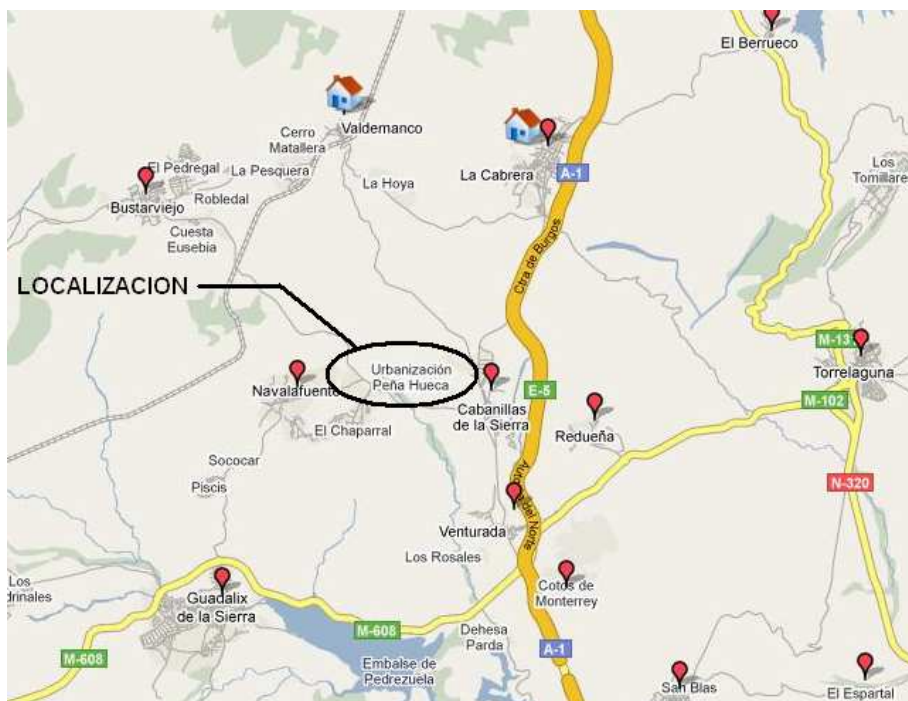


Figura 6: Localización de la urbanización.

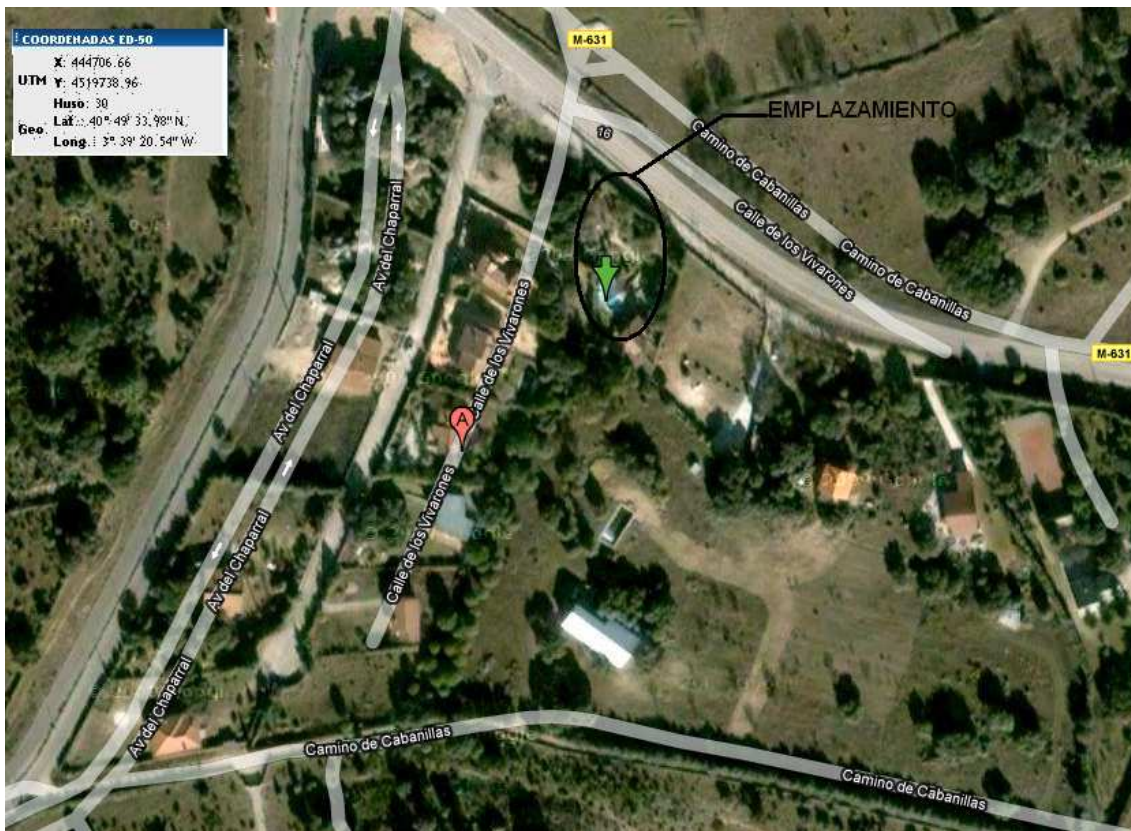


Figura 7: Emplazamiento.

### 6.6 Datos meteorológicos.

La climatología del emplazamiento (Cabanillas de la Sierra) es similar a la de Madrid capital, aunque corregida por el factor de una altitud de unos 900 msnm frente a los aproximadamente 600 msnm de Madrid. Esto hace que las temperaturas sean 5 o 6 grados inferiores a las de la capital, a lo que se une que la contaminación es muy baja, con lo que la radiación que se pierde por este motivo es nula. Debido a la dificultad para obtener datos meteorológicos de la localidad, nos hemos basado en los obtenidos para Madrid.

Con respecto a los valores extremos, la Agencia Estatal de Meteorología nos facilita los siguientes valores:

- Observatorio: Madrid - Barajas / Aeropuerto
- Altitud: 582 m
- Situación: Latitud: 40° 27' 15" N - Longitud: 03° 32' 39"
- Intervalos de validez por variables: Precipitación (1951-2009); Temperatura (1951-2009) Viento (1961-2009)

Variable	Anual
Racha máx. viento: velocidad y dirección (Km/h)	Vel 122, Dir 180 (27 oct 1972 00:55)
Tem. máx. absoluta (°C)	42.2 (24 jul 1995)
Tem. media de las máx. mas alta (°C)	36.2 (jul 1989)
Tem. media de las min. mas baja (°C)	-3.8 (dic 2001)
Tem. media mas alta (°C)	27.7 (jul 2006)
Tem. media mas baja (°C)	2.0 (mar 1956)
Tem. min. absoluta (°C)	-14.8 (05 mar 1963)

Figura 8: Datos meteorológicos extremos del Observatorio Madrid-Barajas. (Fuente: www.aemet.es)

De los datos extremos el más significativo es el de la temperatura mínima, que nos puede influir a la hora del cálculo de las tensiones en circuito abierto. Habíamos tomado como valor mínimo de cálculo de las células  $-10\text{ °C}$  y como valor extremo de temperatura ambiente hemos obtenido  $-14.8\text{ °C}$ , sin embargo difícilmente esta temperatura será la que tengan las células una vez haya radiación solar suficiente para que cree dentro del módulo un campo eléctrico.

Con respecto al dato del viento, en nuestro caso será menor, ya que se encuentra en un valle rodeado de montañas dónde no suele soplar mucho viento.

La comisión europea nos ofrece información acerca de los datos de radiación solar a través del sistema PVGIS. Nuestra localización está en el límite del término municipal de Navalafuente con Cabanillas de la Sierra. Su climatología es similar a la de Madrid, aunque las temperaturas medias suelen ser 4 o 5  $\text{°C}$  menores.

Los datos que obtenemos para la ciudad de Madrid son:

Irradiación diaria sobre superficie horizontal (Wh/m <sup>2</sup> )	
Mes	Irradiación
Enero	1989
Febrero	2701
Marzo	4443
Abril	5099
Mayo	6497
Junio	7232
Julio	7335
Agosto	6435
Septiembre	4980
Octubre	3359
Noviembre	2147
Diciembre	1619
<b>Año</b>	<b>4497</b>

Figura 9: Datos de Irradiación diaria sobre superficie horizontal. (Fuente: PVGIS)

Finalmente nos indica que el ángulo de inclinación óptimo es: 34 grados.

## ***Capítulo 7: Descripción de los elementos.***

### ***7.1 Módulo fotovoltaico.***

Los paneles solares son el elemento de generación eléctrica y se pueden disponer en serie y/o paralelo para obtener la tensión nominal requerida en cada caso. Estos paneles están formados por un nº determinado de células que están protegidas por un vidrio, encapsuladas sobre un material plástico y todo el conjunto enmarcado con un perfil metálico.



Figura 10: Imagen del módulo fotovoltaico.

El módulo solar propuesto es el modelo ISF-220 del fabricante ISOFOTON. Estos módulos están constituidos por 60 células en serie de silicio mono-cristalino texturizadas, con capa antireflexiva con forma pseudocuadradas y tamaño 156 mm x 156 mm. Cada célula cuenta con contactos redundantes para evitar el fallo del panel si se produce el mal funcionamiento de uno de los contactos.

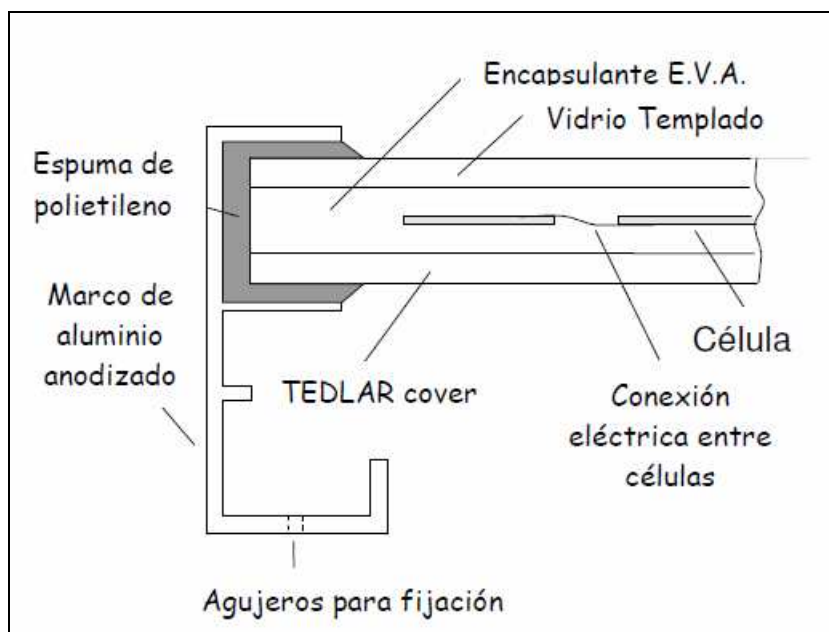


Figura 11: Perfil transversal del módulo fotovoltaico.

El circuito de células se lamina utilizando E.V.A. (acetato de etilen-vinilo) como encapsulante en un conjunto formado por un vidrio templado en su cara frontal y un polímero plástico (TEDLAR) en la cara posterior que proporciona resistencia a los agentes ambientales y aislamiento eléctrico. El laminado se encaja en una estructura de aluminio anodizado. Las cajas de terminales con protección IP-65, están hechas a partir de plásticos resistentes a temperaturas elevadas y contienen los terminales, las bornes de conexión y los diodos de protección (diodos de by-pass). El marco dispone de varios agujeros para la fijación del módulo a la estructura soporte y su puesta a tierra en caso de ser necesario. Se recomienda emplear cable de sección mínima 4 mm<sup>2</sup> para su conexionado.

Los módulos fotovoltaicos fabricados por ISOFOTON,S.A., tienen un peso aproximado de 18.8 kg y unas dimensiones de 1.667 x 994 x 40 mm. Presentan una vida útil por encima de los 20 años con una eficiencia del 13.3 %. En cuanto a la pérdida de potencia con el paso del tiempo, se nos garantiza que será como mínimo el siguiente porcentaje de la inicial a la instalación:

- 10 Años: 90 %
- 20 Años: 83 %
- 25 Años: 80 %

Las características fundamentales del módulo ISF-220, son las siguientes:

Parámetros Eléctricos	
Potencia máxima (P <sub>max</sub> )	220 W
Tensión en circuito abierto (V <sub>oc</sub> )	36,9 V
Tensión en el punto de máxima potencia (V <sub>pmp</sub> )	29,7 V
Corriente de cortocircuito (I <sub>sc</sub> )	8,05 A
Corriente en el punto de máxima potencia (I <sub>pmp</sub> )	7,41 A



Eficiencia (%)	13,30%
Tolerancia de potencia (%Pmax)	3%
<b>Parámetros de temperatura</b>	
Tonc	47 °C +/- 2 °C
Variación de Isc	0,0294 %/K
Variación de Voc	-0,387 %/K
Variación de Pmax	-0,48 %/K
<b>Parámetros dimensionales</b>	
Dimensiones	1667 x 994 x 40 mm
Peso	18,8 Kg

Figura 12: Características principales del módulo fotovoltaico.

## **7.2 Inversor.**

El inversor es una pieza fundamental en la instalación eléctrica fotovoltaica, ya que permite la conversión de la energía generada por los paneles fotovoltaicos de corriente continua a corriente alterna.

El inversor propuesto es el modelo SUNNY BOY 1700 del fabricante SMA Solar Technology AG., que está especialmente indicado para las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red. La gama de inversores SUNNY BOY está diseñada específicamente para aplicaciones de conexión a red a partir de un generador fotovoltaico. Emplean la separación de red SMA grid guard 2, de aplicación en todo el mundo. La interfaz garantiza una mayor seguridad en el funcionamiento de la instalación fotovoltaica y permite la inyección a la red eléctrica pública desde cualquier lugar



Figura 13: Inversor SUNNY BOY 1700.

Permite la conexión individual de un solo inversor y de varios en paralelo, facilitando así posibles ampliaciones.

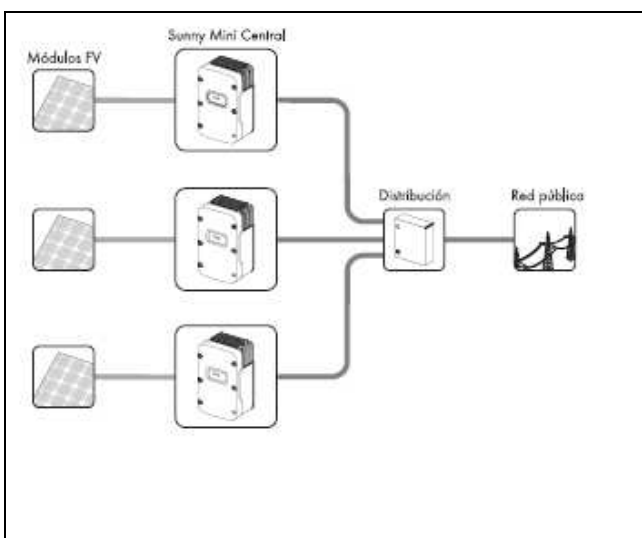


Figura 14: Conexión de tres inversores trabajando en paralelo.

El inversor SUNNY BOY 1700 tiene un amplio rango de temperatura de funcionamiento, de -25 °C a 60 °C, lo que lo hace adecuado para nuestra localización, su refrigeración es por convección natural y su consumo nocturno es de 0.1 W. Su facilidad de utilización, bajo mantenimiento y bajo nivel sonoro los hace muy adecuados tanto en entornos domésticos como industriales. Su grado de protección es IP65 por lo que su uso es adecuado tanto para interior como para exterior.

El inversor cumple con los requisitos de seguridad para personas y cosas exigidos por las Directivas Comunitarias siguientes: Directiva de Baja Tensión 2006/95/EG Directiva de Compatibilidad Electromagnética 2004/108/EG Este cumplimiento permite que el equipo lleve la marca CE. Cumple también con la normativa establecida en el Real decreto 1663/2000 del 29 de Septiembre de 2000 (incluidos RD 444/1994 y 154/1995) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

Las medidas de protección que el inversor incluye son:

- Se desconecta automáticamente de la red cuando se da cualquiera de las siguientes circunstancias: La tensión de red es menor de 196V o mayor de 253V, la frecuencia de red es menor de 49Hz o mayor de 51 Hz. Para que el inversor se conecte a la red, los niveles de tensión y frecuencia de red deben estar dentro de los límites mencionados.
- Incluye protección contra funcionamiento en isla.
- La desconexión y reconexión del inversor en el punto de inyección, se llevan a cabo por medio de relés internos controlados por software. Dicho software y sus ajustes no son accesibles al usuario. Para la calibración/verificación de esta función se han empleado aparatos calibrados en un laboratorio externo acreditado para tal función.
- Dispone de una separación galvánica (transformador) entre la red de distribución y la instalación fotovoltaica completa.
- Incorpora internamente un vigilante de aislamiento de la parte de corriente continua que actúa en caso de detectar una derivación a tierra. Esta situación se señala en la parte frontal del equipo con un LED rojo y provoca la desconexión del inversor. Si la situación se corrige, el inversor rearma automáticamente.

El fabricante aporta los certificados necesarios para que la compañía distribuidora acepte que estas protecciones sean incorporadas por el inversor sin necesidad de añadir elementos de protección adicionales.

Sus características fundamentales son:

<b>Entrada (corriente continua)</b>	
Potencia máxima de corriente continua	1850 W
Tensión máxima de corriente continua	400 V
Rango de tensiones del PMP	139 V - 320 V
Corriente máxima de entrada	12,6 A
<b>Salida (corriente alterna)</b>	
Potencia nominal de corriente alterna	1550 W
Potencia máxima de corriente alterna	1700 W
Rango de tensiones nominal de corriente alterna	220 -240 V / 180 -260 V
Rango de frecuencia de red (ajuste automático)	50 Hz / 60 Hz +- 4,5 Hz
Factor de potencia	1

Conexión de corriente alterna	monofásica
Rendimiento máximo	93,50%
Rendimiento europeo	91,80%
<b>Parámetros dimensionales</b>	
Dimensiones	434 x 295 x 214 mm
Peso	25 Kg

Figura 15: Características principales del inversor.

### 7.3 Estructura de soporte.

La cubierta sobre la que se va a realizar la instalación es una cubierta de reciente construcción a dos aguas, no transitable, formada por perfiles HEB y chapa colaborante galvanizada. El aislamiento térmico ha sido realizado con fieltro ligero de lana de vidrio pegado sobre un papel alquitranado que sirve como barrera de vapor de 80 mm. La cubrición es de teja de hormigón de perfil plano tipo pirineos color pizarra, colocadas en hileras paralelas al alero y canalones de 0.6 mm de espesor y bajantes de cobre.

Los módulos irán sujetos a la cubierta mediante estructura de sujeción diseñada para tal efecto. En este proyecto se utilizará la estructura Sun Top III fabricada por la empresa Conergy. Al no ir montados los módulos directamente sobre las tejas, existe una separación entre estas y los módulos que permite su ventilación por la parte posterior, mejorando así su condiciones de temperatura.

El Conergy SunTop III ha sido desarrollado como sistema universal para el montaje sobre cubierta inclinada. Gracias a la utilización de los raíles patentados fabricados en aluminio, el conector Quickstone y la tecnología de conexión telescópica de Conergy, este sistema no precisa recortes y es especialmente fácil y rápido de montar.

Todos los elementos están contruidos en aluminio y acero inoxidable. Su alto grado de resistencia a la corrosión garantiza una larga vida útil y permite su total reciclaje. La garantía de los materiales empleados de 10 años.

Sus características principales son:

<b>Características</b>	
Lugar de montaje	Tejado inclinado, sobre tejado
Carga de viento	Adecuado para cualquier cubierta de tejado (más información a petición)
Inclinación del tejado	Hasta 60 grados <sup>1</sup>
Altura del edificio	Hasta 20 m
Carga de nieve	Hasta carga de nieve de 1,4 kN/m <sup>2</sup>
Módulos fotovoltaicos	Enmarcado
Distribución de los módulos	En filas o columnas <sup>3</sup>
Orientación de los módulos	Vertical, horizontal

Figura 16: Características principales de la estructura de soporte.



Figura 17: Imagen de módulos fotovoltaicos sobre la estructura de soporte.

#### ***7.4 Generador fotovoltaico.***

El generador fotovoltaico no se ha dimensionado en función de las necesidades energéticas del edificio o de conseguir la máxima producción posible, si no que el diseño esta condicionado a la superficie disponible y a criterios arquitectónicos, intentando instalar el máximo número de módulos en el espacio disponible.

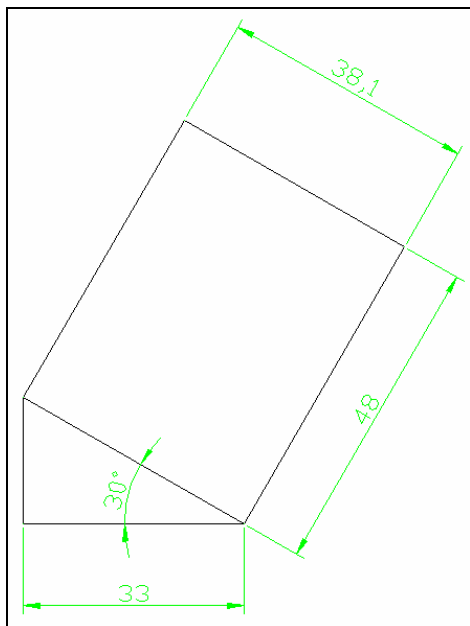


Figura 18: Inclinación y dimensiones del tejado.

En nuestro caso solamente tenemos disponible el tejado de la parte nueva situado sobre el salón. Es un tejado a dos aguas con orientación Norte-Sur con una desviación respecto al eje Norte-Sur de 20 grados hacia el Oeste. La parte que nos interesa, que es la orientada al sur, tiene unas dimensiones de 4.80 m de ancho por 3.81 m de alto, más 1.03 m de alero.

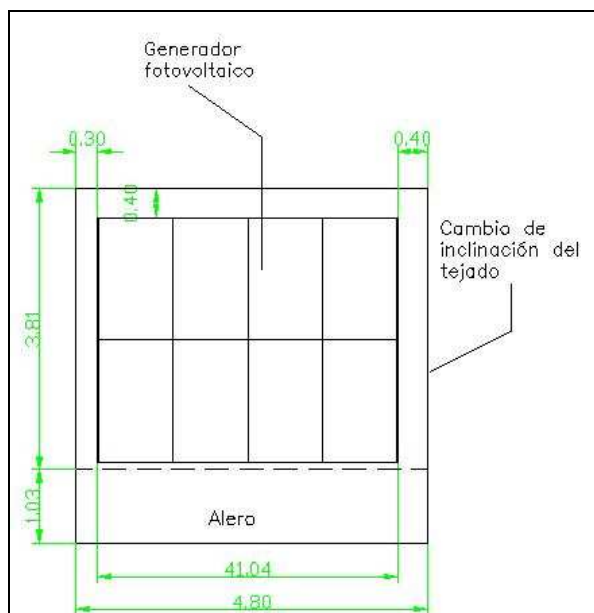


Figura 19: Esquema de situación del Generador Fotovoltaico.

#### **7.4.1 Número de módulos.**

En cuanto al número de módulos, el fabricante nos indica que los suministra en paquetes de 25 o de 4, por lo que nuestro generador tendrá un número de módulos múltiplo de 4.

Con respecto a la estructura de soporte, el fabricante nos indica unas fórmulas para calcular el espacio necesario en función del número de módulos y el tamaño de los mismos. Realizando el cálculo para 2 filas de 4 módulos en vertical y tomando las dimensiones de los módulos como las mayores posibles, teniendo en cuenta las tolerancias indicadas por el fabricante, tenemos:

- Ancho = 4.104 m.
- Alto = 3344 m.

Con lo cual podemos colocar 8 módulos y nos quedaría unos 70 cm de espacio a lo ancho y unos 40 cm a lo alto, sin contar con el alero. Este espacio libre lo distribuiremos en pasillos para facilitar su montaje y las tareas de mantenimiento, como se indica en los planos. En cualquier caso, la distribución de los espacios libres es orientativa y queda a criterio del montador de la instalación la distribución de los mismos siempre que se observe el fin de facilitar las tareas de montaje y mantenimientos futuros.

#### **7.4.2 Orientación e inclinación.**

Debido a que la instalación será superpuesta al tejado, tanto la inclinación como la orientación son fijas, siendo la orientación Suroeste con una desviación de 20° respecto al eje Norte-Sur y la inclinación la misma del tejado, es decir 30°.

#### **7.4.3 Pérdidas.**

No existen edificios más altos que el que servirá de apoyo al tejado solar, tampoco se observan montañas, árboles o cualquier otro obstáculo cercano, que pueda provocar sombras excepto las propias a la salida o la puesta de sol y que por la desconexión del inversor a bajas potencias no nos producirán ninguna incidencia en nuestro generador fotovoltaico.

Según indica el IDAE en su “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”, las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la tabla siguiente.

<i>Pérdidas de radiación del generador</i>	<i>Valor máximo permitido (%)</i>
Inclinación y orientación	20
Sombras	10
Combinación de ambas	20

Figura 20: Pérdidas máximas admisibles por inclinación, orientación o sombras del generador (Fuente: IDAE).

En nuestro caso hemos determinado que las pérdidas por sombreado son nulas y las de inclinación y orientación no superan el 5% por lo que cumplen con los máximos admitidos por el IDAE.

### **7.5 Cableado.**

Los conductores utilizados cumplirán las siguientes características:

- No propagación de la llama.
- No propagación del incendio.
- Libre de halógenos.
- Reducida emisión de gases tóxicos.
- Baja emisión de humos opacos.
- Nula emisión de gases corrosivos.

Emplearemos conductores de cobre que estarán aislados con polietileno reticulado XLPE y cubierta de PVC. Estarán además debidamente protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instalen para los cables subterráneos y contra los rayos ultravioleta para los colocados a la intemperie. Tendrán la resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos a que puedan estar sometidos. La sujeción se efectuará mediante bridas de sujeción, procurando no someter una excesiva doblez a los radios de curvatura. Los empalmes se realizarán con accesorios a tal efecto, usando cajas de derivación siempre que sea posible.

Los cables podrán ser de uno o más conductores y de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV, y deberán cumplir los requisitos especificados en la parte correspondiente de la Norma UNE 20.460-5-523. La sección de estos conductores será la adecuada a las intensidades y caídas de tensión previstas.

De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo. Al cable de alterna se le aplica el mismo criterio, respecto de la intensidad nominal de salida del inversor.

Para instalaciones generadoras de baja tensión la ITC-BT 40 en su punto 5, indica que 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 esta razón vamos a considerar una caída de tensión máxima en la parte de continua del 0,5 % y un 1 % en la parte de alterna, aunque lo indicado por IDAE es del 1,5 % en la parte de continua y 1,5 % en la parte de alterna. En cuanto a la temperatura, como margen de seguridad vamos a considerar que el cable de cobre puede alcanzar los 90 grados, siendo para esta temperatura su resistividad de 44.

Estas consideraciones van a tener como consecuencia un sobredimensionamiento en el cálculo del cableado y por consiguiente nos va a suponer un incremento en el coste, aunque este será insignificante con respecto al total. Además existe una tendencia general a emplear secciones altas en los cables enterrados. En la misma línea, diversos autores y fabricantes recomiendan tender al sobredimensionamiento del cableado, ya que a lo largo de la vida de la instalación, la caída de tensión y por tanto la pérdida de potencia vertida a la red, nos habría compensado un incremento en la sección del cableado.



El diámetro de los tubos se determina en función de la tabla 1 de la ITC-RBT-14, eligiendo por tanto tubo de 72 mm<sup>2</sup> de diámetro. Las uniones de los tubos rígidos serán roscadas o embutidas, de modo que no puedan separarse los extremos.

### ***7.5.1 Cableado de corriente continua.***

El cableado de continua discurrirá sobre el tejado a la intemperie y fijado al muro y llegará hasta el inversor situado dentro del garaje. Por ser a la intemperie tendremos en cuenta que tiene que ser protegido contra los rayos ultravioleta y que puede alcanzar altas temperaturas.

Aplicando los criterios de diseño, la sección mínima a emplear sería 2.83 mm<sup>2</sup>, sin embargo el fabricante de los módulos nos recomienda emplear como sección mínima 4 mm<sup>2</sup> para minimizar las caídas de tensión, por lo que esta será la sección elegida.

### ***7.5.2 Cableado de corriente alterna.***

El trazado de la línea de alterna se realizará lo mas corto y rectilíneo posible. La primera parte, desde la salida del inversor hasta la salida del garaje será aéreo, pero interior. Desde la salida del garaje hasta la arqueta, será subterránea y habrá que realizar una zanja a tal efecto. Al llegar a la arqueta existente, aprovecharemos la conducción existente de la acometida a la vivienda para efectuar el tendido de nuestro cableado bajo tubo, hasta la caja general de protección.

Aplicando los criterios de diseño, la sección mínima a emplear sería 13.03 mm<sup>2</sup>, sin embargo siguiendo el criterio fijado en la ITC\_BT\_07 “Redes subterráneas para distribución en baja tensión” para conductores enterrados, emplearemos cable de cobre de 16 mm<sup>2</sup>.

## ***7.6 Puesta a tierra.***

La puesta a tierra de la instalación limita la tensión que pueda presentarse en un momento dado en las masas metálicas de los componentes, delimitando el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos utilizados.

Todas las carcasas metálicas de los equipos irán unidas a una conexión equipotencial a tierra como medida de protección ante contactos indirectos. La línea de tierra discurrirá en paralelo a los conductores activos de corriente continua (en superficie) y a los de corriente alterna (subterráneos y bajo tubo).

Según las normas UNE 20-460-90/5-54 y la tabla 2 de la ITC-BT-18 para cable de puesta a tierra de cobre, la sección mínima a emplear será 16 mm<sup>2</sup>.

Siguiendo el criterio de la ITC-BT-18, los conductores de cobre utilizados como electrodos serán de construcción y resistencia eléctrica según la clase 2 de la norma UNE 21.022. El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deben ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,50 m.

Los materiales utilizados y la realización de las tomas de tierra deben ser tales que no se vea afectada la resistencia mecánica y eléctrica por efecto de la corrosión de forma que comprometa las características del diseño de la instalación

La toma de tierra propiamente dicha se efectuará en los aledaños del punto de interconexión en la zona limítrofe de la parcela, dejando al menos un metro de distancia entre los conductores de tierra y las vayas perimetrales y las zonas de paso. Esta, es una zona sombría por la arboleda cercana y cultivada con flores ornamentales en la que existe riego automático por lo que es la zona más húmeda de toda la parcela. Aunque no es de fácil acceso por los rosales existentes, se delimitará con un vaya perimetral que impida el acceso accidental.

En principio se colocará una única pica vertical de un metro de acero recubierto de cobre de 14 mm<sup>2</sup>, unida por un metro de cable de cobre de 35 mm<sup>2</sup> de sección también enterrado. Dado que la resistencia de un electrodo depende de la resistividad del terreno en el que se establece y esta resistividad varía frecuentemente de un punto a otro del terreno, previa a la entrega deberá ser obligatoriamente comprobada por el Instalador Autorizado. En caso de que no cumpla con lo establecido se incrementará el número de picas separadas un metro entre si y unidas por cable de cobre enterrado hasta conseguir que la resistencia a tierra sea inferior a 2.4 Ohmios.

Personal técnicamente competente efectuará la comprobación de la instalación de puesta a tierra, al menos anualmente, en la época en la que el terreno esté mas seco. Para ello, se medirá la resistencia de tierra, y se repararán con carácter urgente los defectos que se encuentren. Los electrodos y los conductores de enlace hasta el punto de puesta a tierra, se pondrán al descubierto para su examen, al menos una vez cada cinco años.

## ***7.7 Protecciones.***

### ***7.7.1 Protección de las personas en la red de continua.***

Actualmente la configuración mas empleada por ofrecer mejor seguridad es la llamada de generador flotante, que consiste en aislar el circuito activo de tierra y conectar a la misma las carcassas y elementos metálicos. En esta configuración y en condiciones normales de funcionamiento, la red de continua se encuentra aislada de tierra, siendo la única unión con esta las carcassas y los elementos aislantes del circuito. La resistencia a tierra suele presentar valores del orden de los Mega Ohmios y su valor dependerá de factores como: calidad de los aislantes empleados, envejecimiento de estos aislantes, calidad en la ejecución de la instalación, condiciones climáticas, en especial de la humedad, tamaño del generador, etc.

Para un generador flotante con un buen aislamiento, el valor de la intensidad de defecto es prácticamente despreciable al ser la resistencia a tierra tan elevada y en teoría un contacto directo no supone una situación de riesgo para la persona, ya que estos sólo se pueden producir en caso de negligencias o imprudencias. El propio diseño del generador constituye en si una medida de protección frente a los contactos directos.

El riesgo por contacto indirecto va a ser función del nivel de tensión que adquieran las masas metálicas de la instalación como consecuencia de un defecto de aislamiento entre las partes activas de la instalación y estas. La situación más desfavorable se presenta en defectos francos, esto es, uniones sin resistencia de las partes activas del generador con las masas.

El inversor incorpora internamente un vigilante de aislamiento de la parte de corriente continua que actúa en caso de detectar una derivación a tierra. Esta situación se señala en la parte frontal del equipo con un LED rojo y provoca la desconexión del inversor. Si la situación se corrige, el inversor rearma automáticamente. Esto unido al conexionado del generador en conexión flotante con las masas a tierra nos protege ante contactos indirectos.

### ***7.7.2 Interruptor de general de corriente continua.***

En la parte de corriente continua tenemos un interruptor general de continua integrado en el inversor por lo que podría ser suficiente con instalar unos fusibles para proteger contra sobrentensidades, sin embargo instalaremos un interruptor magnetotérmico, que nos protegerá la línea además de poder realizar cortes en carga de la línea con toda seguridad y sin tener que manipular ningún conductor activo, además de evitar el consumo propio de los fusibles y de ser un equipo con menos fallos que estos últimos.

Además, es obligatoria la instalación de un interruptor principal en continua entre generador e inversor, de acuerdo al estándar internacional IEC 60364-7-712. Dicho interruptor debe ser dimensionado para soportar la tensión de generador en las condiciones de operación más desfavorables.

Para seleccionar el interruptor magnetotérmico nos iremos a la serie S800PV de ABB, que es una serie específica para aplicaciones fotovoltaicas.

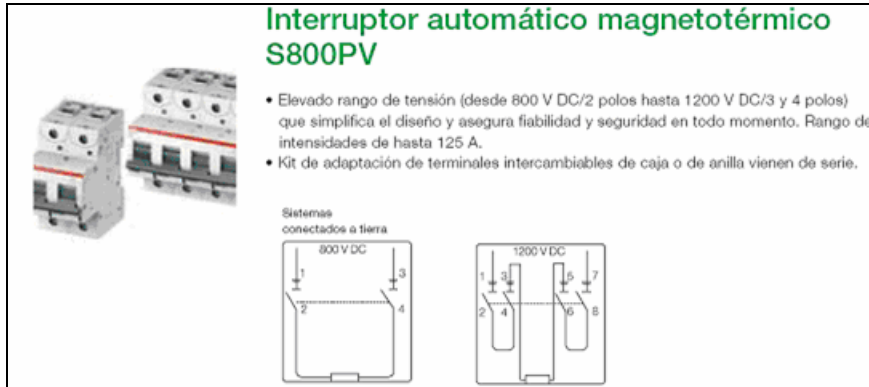


Figura 21: Interruptor general de continua.

Los valores máximos de tensión e intensidad que se podrán presentar en la línea serán 296.28 V y 10.45 A, con estos valores elegiremos el S802PV-S13 cuyos valores nominales serían 800 V y 13 A y un poder máximo de corte de 5000 A.

### 7.7.3 Protecciones en la red de corriente alterna.

El Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, en su art. 11, fija los elementos de maniobra y protección que se deben incluir en la red de baja tensión. En el siguiente esquema se muestra un esquema de conexión de un generador fotovoltaico a la red de baja tensión.

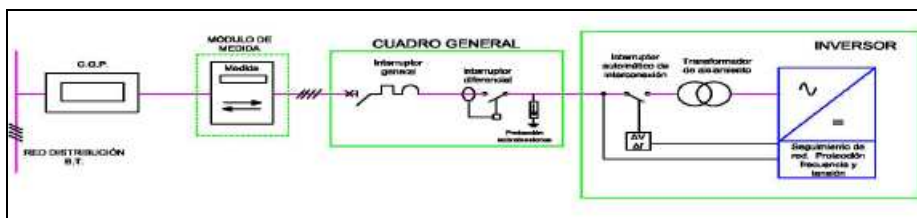


Figura 22: Esquema de protecciones según R.D. 1663/2000.

La protección externa o de la interconexión tiene por objeto evitar el funcionamiento en isla del generador y evitar que el generador alimente defectos producidos en la red de distribución, defectos externos.

Incluye los relés de máxima y mínima tensión y frecuencia, estos atacarían al interruptor automático de la interconexión que sería el encargado de desconectar el circuito. Es conveniente que el interruptor tenga un rearme automático para evitar que el generador se mantenga parado innecesariamente.

Estas funciones de protección la puede incorporar, con el correspondiente certificado, el inversor. Igualmente hay que incluir un aislamiento galvánico, que cada vez más usualmente lo incluyen los inversores.

En nuestro caso, el esquema de protecciones va a ser el siguiente:

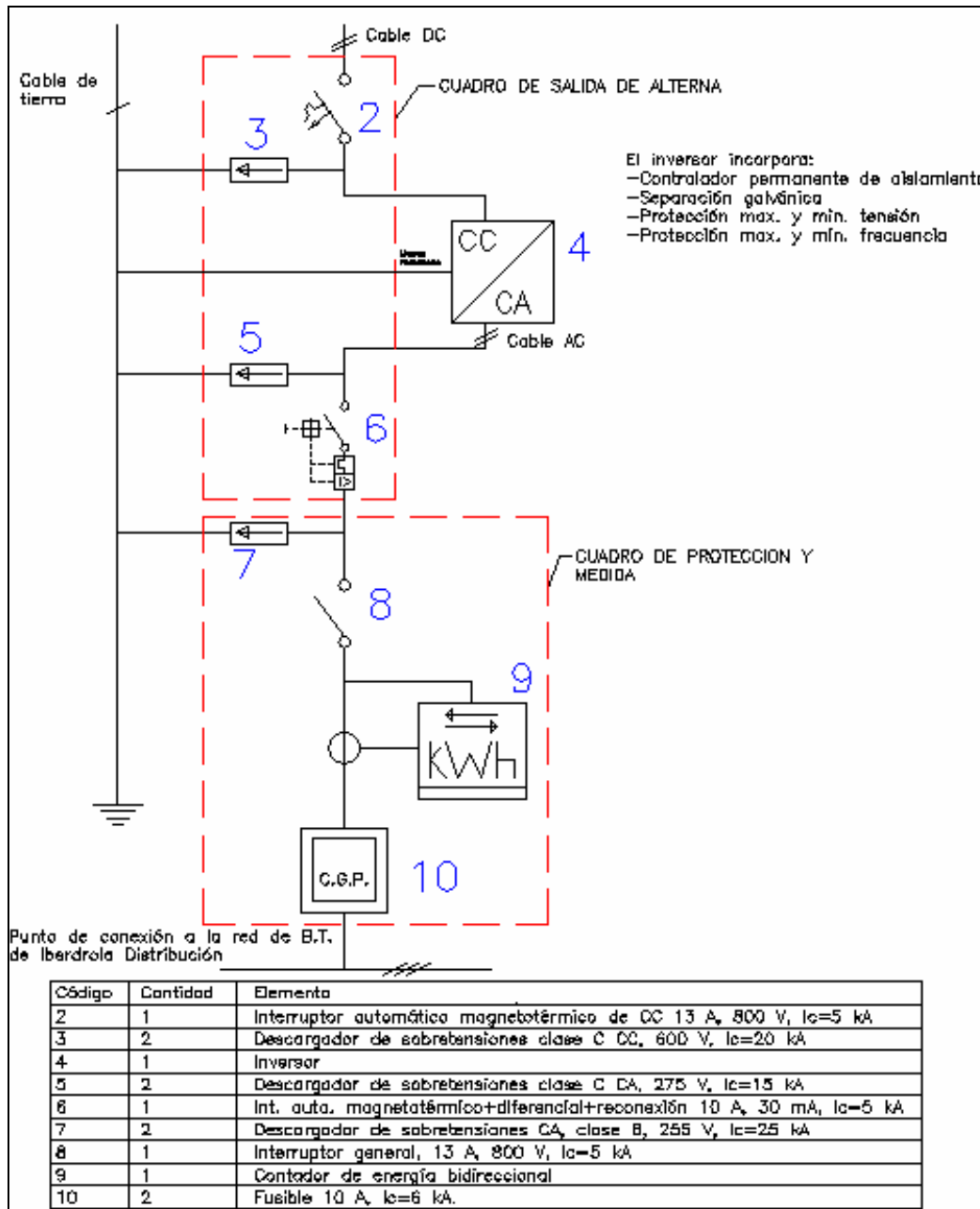


Figura 23: Esquema de protecciones de nuestra instalación.

### 7.7.3.1 Interruptor diferencial y magnetotérmico de corriente alterna.

Para evitar sobrecargas que puedan dañar nuestro circuito y para proteger a las personas ante fallos de aislamiento y contactos directos o indirectos tenemos que colocar elementos de protección. Se instalarán en el cuadro de salida de alterna y será una protección magnetotérmica y otra diferencial.

Con respecto al interruptor automático emplearemos uno bipolar de 10 A, siendo lo usual escoger una curva C de disparo magnético.

Se recomienda la instalación de un diferencial de sensibilidad 30 mA. Para evitar paradas de la instalación por disparos intempestivos, también se recomienda un interruptor diferencial de alta inmunidad o un interruptor diferencial con reconexión automática.

En nuestro caso emplearemos un interruptor magnetotérmico de 10 A de intensidad nominal y curva de disparo C, con bloque diferencial y una unidad de reconexión automática, que será el DS 202 AC curva C de ABB con su correspondiente bloque de reconexión automática.

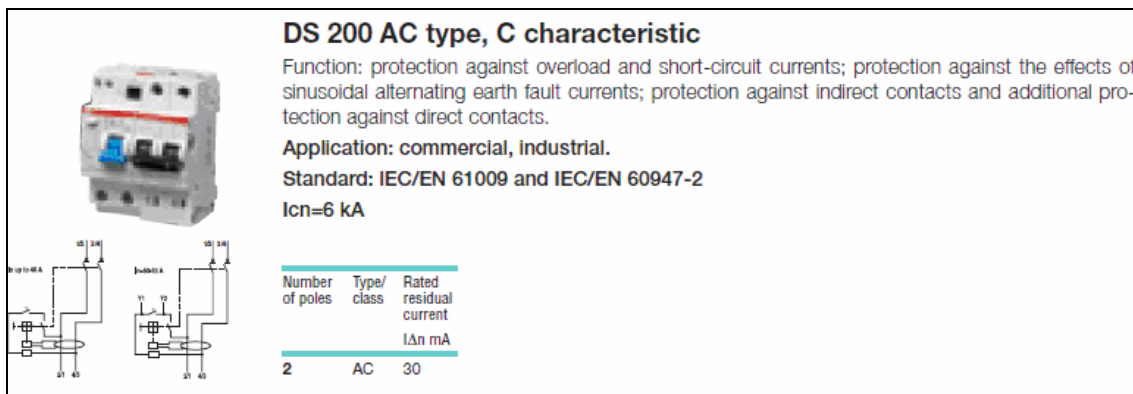


Figura 24: Interruptor magnetotérmico con bloque diferencial.

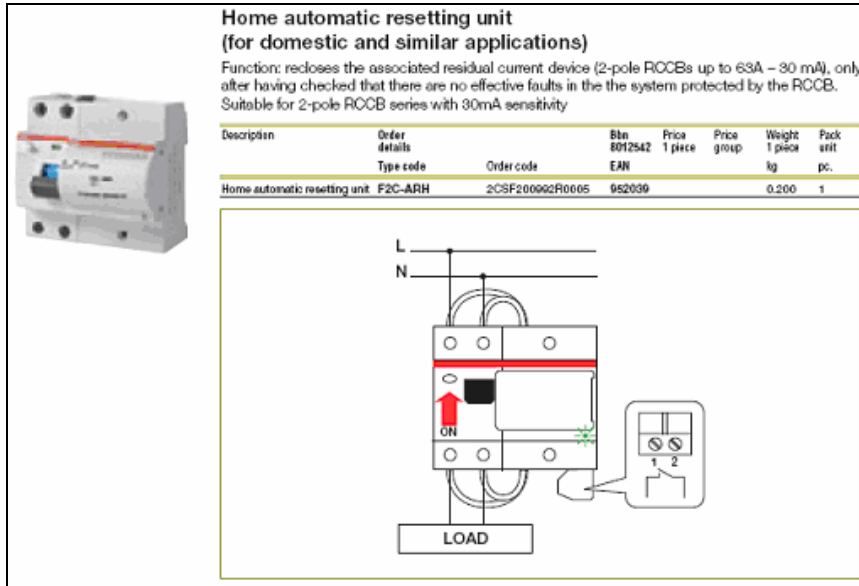


Figura 25: Unidad de reconexión automática para bloque diferencial.

### 7.7.3.2 Interruptor general de interconexión.

Tiene que ser tener accionamiento manual y ser accesible a la empresa distribuidora, será un interruptor magnetotérmico. Este interruptor protege frente a sobrecargas y sobrentensidades y permite separar con todas las garantías la instalación fotovoltaica de la red para trabajos de reparación y/o mantenimiento por parte de la distribuidora. Además se exige, por parte de la Distribuidora, que este dispositivo en su posición de abierto pueda ser bloqueado.

El poder de corte del dispositivo debe ser superior a la intensidad de cortocircuito máxima que pueda presentarse en la instalación, dato que tiene que ser facilitado por la compañía distribuidora. Las normas de Iberdrola Distribución fijan un valor mínimo de 6 kA.

En este caso instalaremos dos interruptores unipolares E201 de ABB de intensidad nominal 16 A y poder de corte 6 kA.

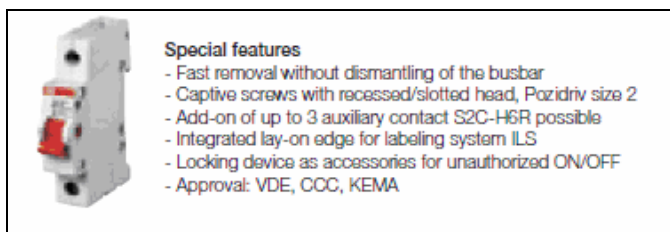


Figura 26: Interruptor general de interconexión.

### 7.7.3.3 Fusibles.

El punto de conexión de la instalación fotovoltaica a la red de distribución se establecerá en una Caja General de Protección (CGP) exclusivamente destinada a tal fin, que cumplirá con las Normas de la Cía Distribuidora. Dicha C.G.P. irá equipada con fusibles de protección cuya intensidad nominal se escogerá siguiendo la misma regla que para el interruptor general. En nuestro caso los fusibles estarán dentro del Cuadro de Protección y Medida y nos valdría con 2 fusibles de 10 A.

Emplearemos dos fusibles gG 8 x 23 de In 10 A y Vn 230 V AC de DF electric.

In (A)	REFERENCIA		U (V)	PODER DE CORTE (kA)	EMBALAJE Unid./CAJA
	SIN INDICADOR	CON INDICADOR			
<b>8x23</b>					
2	400012	400112	230	6	10/100
4	400014	400114	230	6	10/100
6	400016	400116	230	6	10/100
10	400018 <b>NF</b>	400118 <b>NF</b>	230	6	10/100
16*	400020	400120	230	6	10/100



400018

Figura 27: Fusibles.

Con su base correspondiente con indicador de funcionamiento, que nos permita comprobar a simple vista el estado del fusible.



Figura 28: Base de fusible.



#### **7.7.4 Protección frente a sobretensiones.**

Las sobretensiones es uno de los problemas más peligrosos que se pueden presentar en una instalación fotovoltaica. Las sobretensiones más importantes tienen su origen en descargas de rayos o en sobretensiones generadas en la propia red eléctrica como consecuencia de la conexión y desconexión de interruptores, transitorios, cortocircuitos, pérdidas de carga, etc.

Los descargadores son elementos que actúan como un interruptor controlado por tensión. Si la tensión en el dispositivo es mayor que un determinado nivel, pasa a un valor de baja impedancia y deriva a tierra. En estado de tensión nominal el dispositivo presenta una alta impedancia y se comporta como un circuito abierto

La conexión de los descargadores tiene que ser a la tierra de la instalación. Esto evita que, ante la caída de un rayo, se produzcan diferencias de potencial entre los distintos elementos del sistema. Como norma general esto es aplicable a todos los elementos, por lo que sólo debe haber una puesta a tierra.

##### **7.7.4.1 Protección frente a sobretensiones en corriente continua.**

En nuestro caso seleccionaremos el descargador OVR PV de clase 2 para aplicaciones fotovoltaicas de ABB. Con un dispositivo es suficiente ya que tiene dos entradas de línea y una de tierra.



Figura 29: Descargador de sobretensiones para corriente continua clase C.

Este dispositivo cumple con nuestros requisitos:

- Corriente continua.
- Clase C (clase 2): Diseñados para hacer frente a formas de onda 8/20  $\mu$ s, limitando las tensiones residuales a valores compatibles con las tensiones soportadas por los equipos de la instalación.
- Corriente nominal de descarga: 20 kA.
- Tensión máxima en régimen permanente: 700 V.

#### 7.7.4.2 Protección frente a sobretensiones en corriente alterna.

Al ser la distancia entre el inversor y el CGP mayor de 10 m colocaremos un clase 2 junto al inversor y un clase 1 junto a la acometida para proteger frente a sobretensiones de la red eléctrica.

El dispositivo seleccionado será el Tipo 1 OVR T1 25 255-7 TS (Electrónica + cámara apaga chispas) de ABB, cuyas características son:

- Corriente alterna.
- Clase B (clase 1): Diseñados para hacer frente a formas de onda 10/350  $\mu$ s, transformándola en una onda 8/20 que puede ser soportada por los descargadores de sobretensiones que colocaremos junto al inversor
- Corriente nominal de descarga: por polo 25 kA.
- Tensión máxima en régimen permanente: 255 V.

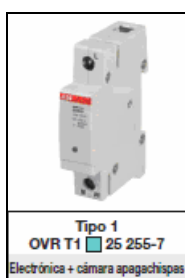


Figura 30: Descargador de sobretensiones para corriente alterna clase B.

Al ser unipolar hay que emplear dos dispositivos, uno entre cada conductor y tierra.

En cuanto al clase 2 será el OVR T2 para 230 V de ABB, cuyas características son:

Este dispositivo cumple con nuestros requisitos:

- Corriente alterna.
- Clase C (clase 2): Diseñados para hacer frente a formas de onda 8/20  $\mu$ s, limitando las tensiones residuales a valores compatibles con las tensiones soportadas por los equipos de la instalación.
- Corriente nominal de descarga: por polo 15 kA.
- Tensión máxima en régimen permanente: 275 V.

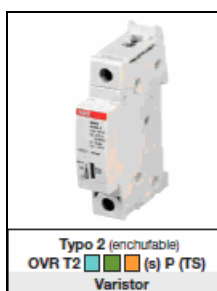


Figura 31: Descargador de sobretensiones para corriente alterna clase C.

## 7.8 Cuadros eléctricos.

Las disposiciones generales de los cuadros eléctricos quedan recogidas en la ITC-BT-13.

### 7.8.1 Cuadro de salida de corriente alterna.

En el cuadro de salida de alterna que estará situado junto al inversor, instalaremos el interruptor general de continua, los descargadores de sobretensiones de alterna lado inversor y un interruptor general magnetotérmico con bloque diferencial. Con estos dispositivos además de proteger la instalación y a las personas ante un posible funcionamiento anómalo, permitirán desconectar la partes de continua y alterna en caso de tener que realizar algún trabajo o labor de mantenimiento.

### 7.8.2 Cuadro de protección y medida.

Las cuadros eléctricos para protección y medida de utilizar corresponderán a uno de los tipos recogidos en las especificaciones técnicas de la empresa suministradora que hayan sido aprobadas por la Administración Pública competente, en función del número y naturaleza del suministro.

Dichos cuadros cumplirán todo lo que sobre el particular se indica en la Norma UNE-EN 60.439 - 1, tendrán grado de inflamabilidad según se indica en la UNE-EN 60.439 -3, una vez instaladas tendrán un grado de protección IP43 según UNE 20.324 e IK09 según UNE-EN 50.102 y serán precintables. La envolvente deberá disponer de la ventilación interna necesaria que garantice la no formación de condensaciones.

Por tratarse de un suministro a un único usuario, se colocará en un único conjunto la caja general de protección y el equipo de medida, llamándose Cuadro de Protección y Medida. El fusible de seguridad situado antes del contador coincidirá con el fusible que incluye una CGP.

La caja de protección y medida se situará en la fachada principal de la parcela con acceso a la compañía distribuidora. Tendrá precintados los elementos activos y se cerrará con una puerta metálica,

revestida exteriormente de acuerdo con las características del entorno. Estará protegida contra la corrosión, disponiendo de una cerradura normalizada por la empresa suministradora.

En el cuadro de protección y medida estarán los descargadores de sobretensiones de alterna lado interconexión, el equipo de medida, el interruptor general manual con posibilidad de bloqueo por la compañía distribuidora y los fusibles de protección de la interconexión.

### ***Capítulo 8: Orden de prioridad de los documentos.***

El orden de prioridad de los documentos de este proyecto es el siguiente:

- 1) Planos.
- 2) Pliego de condiciones.
- 3) Presupuesto.
- 4) Memoria.

### ***Capítulo 9: Resumen del presupuesto.***

El presupuesto de ejecución por contrata asciende a dieciséis mil ciento sesenta y un euros con sesenta y dos céntimos (**16,161.62 €**).

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCIA. Trabajo fin de Master.  
Sistema fotovoltaico conectado a red en vivienda situada en la Sierra de Madrid.  
Autor: Juan Manuel Reifs Serrano

---

Madrid, Noviembre de 2009

Fdo: Juan Manuel Reifs Serrano

# **CONCLUSIONES**

En los grandes huertos solares, es fácil ajustarse a las medidas del terreno, al número de módulos o inversores emplear, incluso al factor de dimensionamiento, ya que al entrar en juego un gran número de elementos se puede cambiar la configuración de los mismos obteniendo los parámetros que deseamos. En las pequeñas instalaciones es difícil ajustarse tanto a los tamaños, cuando tenemos un espacio reducido, como a las características, ya que no existe tanta variedad o incluso a los formatos de distribución, que a veces venden solamente por encima de cantidades mínimas.

Con esta premisa, conseguir altos rendimientos es una misión cuanto menos complicada. Igualmente se puede decir para el coste por vatio instalado, ya que en las instalaciones grandes se aprovechan unas economías de escala impensables para las pequeñas, de manera que aunque a medio plazo se consigan rendimientos económicos, el coste de instalación para usuarios domésticos supone un fuerte freno a la implantación.

Las líneas de investigación actuales pueden mejorar esta problemática, bien con el uso de las tejas solares, los módulos de capa delgada, las tecnologías de integración arquitectónica, etc., al menos en lo que a tamaño o parámetros del sistema se refiere. Sin embargo, el coste de las instalaciones es algo que no mejorará a no ser que las pequeñas instalaciones se generalicen a gran escala.

Esta generalización es difícil que se produzca, de hecho, es mucho más fácil encontrar viviendas diseñadas con criterios estéticos que de eficiencia energética. Sin embargo, ya no es raro ver en los tejados, módulos para agua caliente sanitaria y esto es debido a que la regulación lo ha hecho obligatorio y su conocimiento se ha hecho popular. En este punto hay que resaltar que a los primeros a los que habría que involucrar y formar es al personal de la construcción (arquitectos, promotores, constructores), de manera que se difundiese su uso en las construcciones nuevas o incluso se pudiesen establecer criterios para dejar soportes, anclajes, etc. durante el proceso de construcción, facilitando así la posterior instalación de una instalación fotovoltaica.

Otro aspecto que dificulta la generalización es el de la normativa y la tramitación. La normativa en algunos casos está aún por desarrollar, no estando recogida en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y además está muy dispersa, lo que no facilita el acercamiento de un neófito en la materia. En cuanto a la tramitación, los tramites son desproporcionados al tipo de instalación siendo prácticamente los mismos para unos pocos kilovatios que para varios megavatios. A esto se une que los trámites son competencia autonómica de manera que varían ligeramente de una comunidad a otra.

Para finalizar, decir que desde el punto de vista regulatorio existe bastante incertidumbre y las tarifas se están revisando continuamente a la baja. Aunque esto va en contra de la implantación de la fotovoltaica, el descenso de los costes de producción esta haciendo que el posible frenazo de esta tecnología no se haya producido y al menos por ahora la tecnología solar fotovoltaica, goce de buena salud.

# **ANEXO 1: CALCULOS**



## INDICE:

Capítulo 1: Generador Fovovoltaico. ....	3
1.1 Calculo de la superficie disponible .....	3
1.2 Generador e inversor .....	4
1.2.1 Elección de los componentes.....	4
1.2.2 Configuración del generador fotovoltaico. ....	7
Capítulo 2: Cableado. ....	8
2.1 Cableado de corriente continua.....	11
2.2 Cableado de corriente alterna.....	11
2.3 Cableado de puesta a tierra. ....	14
2.4 Puesta a tierra.....	14
Capítulo 3: Protecciones.....	14
3.1 Protecciones en la red de corriente continua.....	14
3.1.1 Interruptor general de continua.....	14
3.2 Protecciones en la red de corriente alterna.....	15
3.2.1 Interruptor diferencial y magnetotérmico de corriente alterna. ....	17
3.2.2 Interruptor general de interconexión. ....	17
3.3.3 Fusibles.....	18
3.3.4 Protección frente a sobretensiones.....	18
3.3.4.1 Protección frente a sobretensiones en corriente continua.....	18
3.3.4.2 Protección frente a sobretensiones en corriente alterna. ....	19
Capítulo 4: Estimación de la producción energética. ....	20
4.1 Irradiación sobre superficie horizontal.....	20
4.2 Irradiación sobre superficie inclinada .....	20
4.3 Performance Ratio .....	21
4.4 Cálculo de la producción esperada.....	22

## INDICE DE FIGURAS:

Figura 1: Inclinación y dimensiones del tejado.	3
Figura 2: Esquema de situación del Generador Fovovoltaico.	4
Figura 3: Datos técnicos del inversor.	5
Figura 4: Fs para de módulos de diferente potencia.	5
Figura 5: Parámetros eléctricos del módulo ISF-220.	6
Figura 6: Parámetros de temperatura del módulo ISF-220.	6
Figura 7: Recomendación de elección del Fs.	7
Figura 8: Intensidad soportada por el cableado en función de su sección y aislamiento.	9
Figura 8: Factores de corrección de intensidad en función de la temperatura ambiente.	10
Figura 10: Intensidad soportada por el cableado enterrado en función de su sección y aislamiento.	12
Figura 11: Factores de corrección de intensidad en función de la temperatura del terreno.	13
Figura 12: Esquema de protecciones de nuestra instalación.	16
Figura 13: Datos de Irradiación diaria sobre superficie horizontal. (Fuente: PVGIS).	20
Figura 14: Relación entre irradiación sobre horizontal y sobre superficie inclinada. (Fuente: IDAE).	21
Figura 15: Cálculo del PR conocidos orientación e inclinación.	22
Figura 16: Cálculo del PR conocidos orientación e inclinación.	23

## **Capítulo 1: Generador Fotovoltaico.**

### **1.1 Calculo de la superficie disponible**

La superficie que finalmente tenemos disponible es un rectángulo de 4.04 metros de ancho por 4.80 de largo. Descontando el alero, en el al quedar en voladizo preferimos no colocar cargas, nos queda un rectángulo de 3.81 m por 4.80 m.

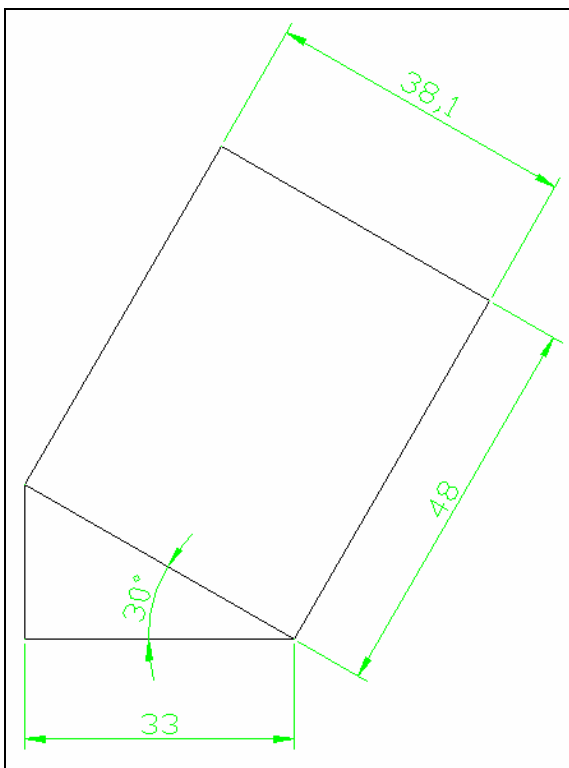


Figura 1: Inclinación y dimensiones del tejado.

En cuanto al número de módulos, el fabricante nos indica que los suministra en paquetes de 25 o de 4, por lo que nuestro generador tendrá un número de módulos múltiplo de 4.

Con respecto a la estructura de soporte, se utilizará la estructura Sun Top III fabricada por la empresa Conergy. El fabricante nos indica unas fórmulas para calcular el espacio necesario en función del número de módulos y el tamaño de los mismos.

- Ancho = (numero de módulos x (ancho módulo +18)) + 32
- Alto = numero de módulos x alto módulo

Así, realizando el cálculo para 2 filas de 4 módulos en vertical y tomando las dimensiones de los módulos como las mayores posibles, teniendo en cuenta las tolerancias indicadas por el fabricante, tenemos:

- Ancho =  $(4 \times (1000 + 18)) + 32 = 4104 \text{ mm} = 4.104 \text{ m}$ .
- Alto =  $2 \times 1672 = 3344 \text{ mm} = 3.344 \text{ m}$ .

Con lo cual podemos colocar 8 módulos y nos quedaría alrededor de 70 cm de espacio a lo ancho y casi 40 cm a lo alto, sin contar con el alero. Este espacio libre lo distribuiremos en pasillos para facilitar su montaje y las tareas de mantenimiento, como se indica en los planos. En cualquier caso, la distribución de los espacios libres es orientativa y queda a criterio del montador de la instalación la distribución de los mismos siempre que se observe el fin de facilitar las tareas de montaje y mantenimientos futuros.

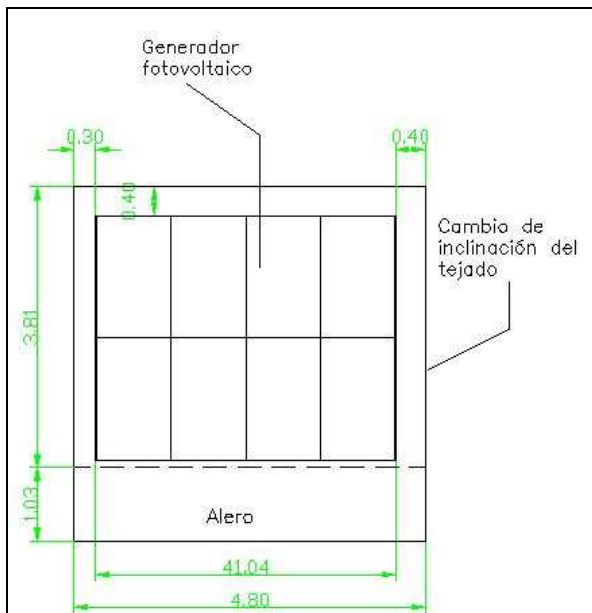


Figura 2: Esquema de situación del Generador Fotovoltaico.

## 1.2 Generador e inversor.

### 1.2.1 Elección de los componentes.

El módulo elegido será de ISOFOTON, pudiendo variar sus potencias entre los 180 Wp y los 220 Wp.

Por el espacio que tenemos disponible ya sabemos que como máximo podremos colocar 8 módulos, por lo que la potencia total del generador variará entre 1440 Wp y 1760 Wp. Con este rango

de potencias, en principio el inversor que vamos a emplear es el SUNNY BOY 1700, cuyas características eléctricas son:

Datos técnicos SUNNY BOY 1700	
	SB 1700
<b>Entrada (CC)</b>	
Potencia máxima de CC	1850 W
Tensión máxima de CC	400 V
Rango de tensión fotovoltaica, MPPT	139 V - 320 V
Corriente máx. de entrada	12,6 A
Número de seguidores de MPP	1
Número máximo de Strings (en paralelo)	2
<b>Salida (CA)</b>	
Potencia nominal de CA	1550 W
Potencia máxima de CA	1700 W
Corriente máx. de salida	8,6 A
Tensión nominal de CA / rango	220 V - 240 V / 180 V - 260 V
Frecuencia de red de CA (de ajuste automático) / rango	50 Hz / 60 Hz / $\pm 4,5$ Hz
Factor de potencia (cos $\phi$ )	1
Conexión de CA	monofásica

Figura 3: Datos técnicos del inversor.

Teniendo en cuenta las características de potencia de los módulos y del inversor, calculamos el factor de dimensionamiento ( $F_s$ ), siendo este el cociente entre la potencia de entrada del inversor en corriente continua y la potencia máxima del generador, así tenemos:

Ppico (W)	$P_{GFV}$ (8 módulos) (W)	$F_s$ (Adim)
180	1440	1.181
185	1480	1.149
190	1520	1.118
195	1560	1.090
200	1600	1.063
205	1640	1.037
210	1680	1.012
215	1720	0.988
<b>220</b>	<b>1760</b>	<b>0.966</b>

Figura 4:  $F_s$  para de módulos de diferente potencia.

El módulo elegido será el ISF-220 de Silicio monocristalino de la empresa ISOFOTON, cuyas características son las siguientes:

COMPORTAMIENTO BAJO CONDICIONES ESTÁNDAR DE PRUEBA	ISF-205	ISF-210	ISF-215	ISF-220
POTENCIA ELÉCTRICA MÁXIMA ( $P_{max}$ )	205	210	215	220
TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO ( $V_{oc}$ )	36,4	36,6	36,8	36,9
TENSIÓN EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA ( $V_{mpp}$ )	29,2	29,4	29,6	29,7
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO ( $I_{sc}$ )	7,75	7,85	7,95	8,05
CORRIENTE EN EL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA ( $I_{mpp}$ )	7,02	7,14	7,27	7,41
EFICIENCIA (%)	12,4%	12,7%	13,0%	13,3%
TOLERANCIA DE POTENCIA ( $\%P_{max}$ )	$\pm 3\%$	$\pm 3\%$	$\pm 3\%$	$\pm 3\%$

Datos medidos en simuladores solares Clase A, según IEC-60904-9 Ed.2, certificado por TÜV Rheinland

Figura 5: Parámetros eléctricos del módulo ISF-220.

PARÁMETROS DE TEMPERATURA	
TONC	47°C + / - 2°C
CCT $I_{sc}$	0,0294 %/K
CCT $V_{oc}$	-0,387 %/K
CCT $P_{max}$	-0,48 %/K

Figura 6: Parámetros de temperatura del módulo ISF-220.

Nuestro factor de dimensionamiento de 0.966 no supera al recomendado en la figura superior, que estaría rondando el 0.88, que es un valor aproximado que otros autores también consideran adecuado. Así nos aseguramos que la configuración generador – inversor es técnicamente viable.

La recomendación anterior es válida para generadores fotovoltaicos orientados al Sur e inclinados un ángulo aproximadamente igual a la latitud del lugar. En caso de utilizar otra orientación e inclinación,  $F_s$  puede ser obtenido bastante aproximadamente para España utilizando la gráfica representada en la figura 10.

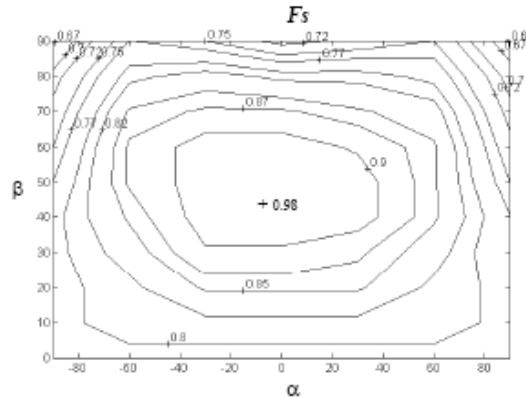


Figura 10. Factor de dimensionado recomendado para España en función del azimut y la inclinación del generador (fuente: Nofuentes G., y Almonacid G., 1999. Design tools for the electrical configuration of architecturally-integrated PV in buildings. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 7, 475-488)

Figura 7: Recomendación de elección del  $F_s$ .

### 1.2.2 Configuración del generador fotovoltaico.

Dado que tenemos la posibilidad de instalar 8 módulos, vamos a calcular la configuración adecuada. El número de módulos en serie tiene que cumplir el rango de tensiones del inversor, de manera que la máxima tensión del generador no supere la máxima del inversor y la mínima del generador sea superior la menor tensión en la que el inversor puede realizar el seguimiento del PMP. Para el cálculo de las tensiones de los módulos vamos a emplear unas temperaturas de operación definidas por convenio y que nos garantizan cierto margen de seguridad y son 70 °C para el mínimo y -10 °C para el máximo.

De la hoja del fabricante obtenemos el valor del coeficiente de variación de la tensión en circuito abierto con la temperatura  $\beta = -0.00387$  V por cada grado, y sabiendo que las medidas en condiciones estándar de medida se efectúan a 25 °C, tenemos:

$$V_{\text{MOD,OC}}(T_C=-10\text{ °C}) = V_{\text{MOD,OC}} + \Delta V = 36.9 + (-0.00387 \times (-35)) = \mathbf{37.035\text{ V.}}$$

$$V_{\text{MOD,M}}(T_C=70\text{ °C}) = V_{\text{MOD,M}} + \Delta V = 29.7 + (-0.00387 \times (45)) = \mathbf{29.526\text{ V.}}$$

Y de aquí el número máximo y mínimo de módulos en serie:

$$\mathbf{\max N_{ms} = \text{Int} (V_{\text{INV,M}}/V_{\text{MOD,OC}}(T_C=-10\text{ °C})) = 400/37.035 = 10.8 = \mathbf{10}}$$

$$\mathbf{min\ Nms} = \text{Int} (V_{\text{INV,m,PMP}}/ V_{\text{MOD,M}}(T_C=70\text{ °C})) + 1 = \text{Int}(139/29.526) + 1 = \text{Int}(4.7) + 1 = \mathbf{5}$$

Para el cálculo del número máximo de módulos en paralelo, vamos a dividir la corriente máxima de entrada al inversor entre la de cortocircuito del módulo:

$$\mathbf{max\ Nmp} = I_{\text{INV,M}}/I_{\text{MOD,SC,SCT}} = 12.6/8.05 = 1.565 = \mathbf{1}$$

De este cálculo se desprende que podremos colocar una única rama en paralelo y un mínimo de 5 módulos en serie y un máximo de 10, por lo que nuestra instalación estará constituida por 8 módulos en serie en una rama.

## ***Capítulo 2: Cableado.***

De acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de cada rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo. Al cable de alterna se le aplica el mismo criterio, respecto de la intensidad nominal de salida del inversor.

Para instalaciones generadoras de baja tensión la ITC-BT 40 en su punto 5, indica que 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. Esto mismo nos dice la normativa particular de la compañía distribuidora (Iberdrola Distribución), para la conexión de autoproducidos a la red eléctrica. Por esta razón vamos a considerar una caída de tensión máxima en la parte de continua del 0.5 % y un 1 % en la parte de alterna, aunque lo indicado por IDAE es del 1.5 % en la parte de continua y 1.5 % en la parte de alterna.

En cuanto a la temperatura como margen de seguridad vamos a considerar que el cable de cobre puede alcanzar los 90 grados, siendo para esta temperatura su resistividad de 44.



**Tabla A.52-1 bis**  
**Intensidades admisibles en amperios**  
**Temperatura ambiente 40 °C en el aire**

Método de instalación de la tabla 52-B1	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A1												
A2	PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C					PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Sección mm <sup>2</sup>												
Cu												
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	-
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	-
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	-
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	-
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	-
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	-
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	-	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	-	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	-	-	-	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	-	-	-	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	-	-	-	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	-	-	-	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	-	-	-	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	-	-	-	315	350	374	401	435	468	490	552	590
Aluminio												
2,5	11,5	12	13,5	14	16	17	18	20	20	22	25	-
4	15	16	18,5	19	22	24	24	26,5	27,5	29	35	-
6	20	21	24	25	28	30	31	33	36	38	45	-
10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	-
16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	-
25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105
35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130
50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160
70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206
95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251
120	-	-	-	162	171	193	196,5	213	228	239	269	293
150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338
185	-	-	-	212	225	236	259	281	301	316	359	388
240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461

Es necesario consultar las tablas 52 - C1 a 52 - C12 con el fin de determinar la sección de los conductores para la que la intensidad admisible anterior es aplicable para cada uno de los métodos de instalación.

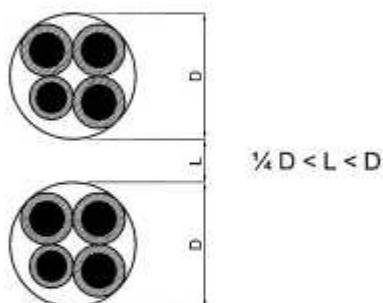
Figura 8: Intensidad soportada por el cableado en función de su sección y aislamiento.

La máxima intensidad admisible por el cable depende de la sección del conductor, con arreglo a la tabla A.52-1 bis de la norma UNE 20.460-5-523. Siguiendo un criterio pesimista se asume que el cable en continua puede llegar a trabajar a una temperatura del aire de 50°C, por lo que las intensidades reflejadas en la tabla 52-1 bis han de ser multiplicadas por un factor corrector de 0,9 de acuerdo con la tabla 7 de la instrucción técnica complementaria del reglamento de baja tensión 06 (ITC-BT06) “Redes aéreas para la distribución en baja tensión”. Adicionalmente, para el cable de alterna este factor disminuye hasta 0,78 al considerar que se halla enterrado y a una temperatura de suelo de 50°C.

MINISTERIO DE CIENCIA Y TECNOLOGIA	REDES AÉREAS PARA DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN	ITC-BT-06
		Página 19 de 20

Tabla 6. Factores de corrección de la intensidad máxima admisible en caso de agrupación de cables aislados en haz, instalados al aire

Número de cables	1	2	3	más de 3
Factor de corrección	1,00	0,89	0,80	0,75



A efectos de cálculo se considera como diámetro de un cable en haz, 2,5 veces el diámetro del conductor de fase.

#### 4.2.2.3 Factores de corrección en función de la temperatura ambiente.

En la tabla 7 figuran los factores de corrección para temperaturas diferentes a 40°C.

Tabla 7. Factores de corrección de la intensidad máxima admisible para cables aislados en haz, en función de la temperatura ambiente

Temperatura °C	20	25	30	35	40	45	50
Aislados con polietileno reticulado	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,90

Figura 9: Factores de corrección de intensidad en función de la temperatura ambiente.

## 2.1 Cableado de corriente continua.

Por el criterio de la máxima intensidad admisible, de acuerdo con el estándar IEC 60364-7-712, a su temperatura de trabajo, el cable de una rama debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo, por tanto:

$$I_{max} = 1.25 \times I_{MOD,SC,SCT} = 1.25 \times 8.05 = \mathbf{10.06 \text{ A.}}$$

De la tabla A.52-1 bis de la norma UNE 20.460-5-523, obtenemos que nos valdría con 1.5 mm<sup>2</sup>, que según la tabla 7 de la instrucción técnica complementaria del reglamento de baja tensión 06 (ITC-BT06) soporta  $0.9 \times 21 = 18.9 \text{ A}$ .

Dado que sólo tenemos una rama, la longitud del cableado de continua será la distancia desde el módulo mas alejado hasta el inversor, que en este caso será de 15 metros. Debido a que los conexiones entre módulos pueden incrementar esta distancia y al ser las distancias tan cortas, vamos a aplicar un factor de seguridad y consideraremos la distancia igual a 20 metros.

Por el criterio de la máxima caída de tensión:

$S_m = (2 \times L_{rama} \times I_{MOD,M,SCT}) / (\Delta V \times N_{ms} \times V_{MOD,M,STC} \times \sigma)$ , donde  $\sigma$  del cobre es 44, la caída de tensión será del 1% y  $L_{rama}$  igual a 20.

$$S_m = (2 \times 20 \times 7.41) / (0.01 \times 8 \times 29.7 \times 44) = \mathbf{2.83 \text{ mm}^2}.$$

En nuestro caso el fabricante de los módulos nos recomienda emplear como sección mínima **4 mm<sup>2</sup>** para minimizar las caídas de tensión. En aplicación de lo dicho en la norma UNE 20.460-5-523 y la ITC\_BT\_06 el cable soportaría  $0.9 \times 38 = 34.2 \text{ A}$ .

## 2.2 Cableado de corriente alterna

La sección de estos conductores será la adecuada a las intensidades y caídas de tensión previstas y, en todo caso, esta sección no será inferior a 6 mm<sup>2</sup> para conductores de cobre y a 16 mm<sup>2</sup> para los de aluminio.

Tabla A.52-2 bis  
 Intensidades admisibles en amperios  
 Temperatura ambiente 25 °C en el terreno

Método de instalación	Sección mm <sup>2</sup>	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento			
		PVC2	PVC3	XLPE2	XLPE3
D	Cobre				
	1,5	20,5	17	24,5	21
	2,5	27,5	22,5	32,5	27,5
	4	36	29	42	35
	6	44	37	53	44
	10	59	49	70	58
	16	76	63	91	75
	25	98	81	116	96
	35	118	97	140	117
	50	140	115	166	138
	70	173	143	204	170
	95	205	170	241	202
	120	233	192	275	230
	150	264	218	311	260
	185	296	245	348	291
240	342	282	402	336	
300	387	319	455	380	
D	Aluminio				
	2,5	20,5	17	24,5	21
	4	27,5	22,5	32,5	27,5
	6	34	28	40	34
	10	45	38	53	45
	16	58	49	70	58
	25	76	62	89	74
	35	91	76	107	90
	50	107	89	126	107
	70	133	111	156	132
	95	157	131	185	157
	120	179	149	211	178
	150	202	169	239	201
	185	228	190	267	226
	240	263	218	309	261
300	297	247	349	295	

Figura 10: Intensidad soportada por el cableado enterrado en función de su sección y aislamiento.

Por el criterio de la máxima I admisible, los cables deben soportar 1.25 veces la  $I_{INV,M,AC}$ , por tanto:

$$I_{max} = 1.25 \times I_{MOD,SC,SCT} = 1.25 \times 8.6 = 10.75 \text{ A.}$$

De la 52-2 bis de la norma UNE 20.460-5-523 obtenemos que nos valdría con 1.5 mm<sup>2</sup>, al que según el Reglamento de Baja Tensión hay que aplicar el factor 0.78 por ser enterrado y soporta 0.78 x 24.5 = 19.11 A.

Por el criterio de la máxima caída de tensión:

$S_m = 2 \times L_{AC} \times I_{INV,M,AC} \times \text{Cos}\phi / (\Delta V \times V_{INV,M,AC} \times \sigma)$ , donde la caída de tensión será del 0.5% y  $L_{AC}$  igual a 40.

$$S_m = (2 \times 40 \times 8.6 \times 1) / (0.005 \times 240 \times 44) = 13.03 \text{ mm}^2.$$

Siguiendo el criterio fijado en la ITC\_BT\_07 “Redes subterráneas para distribución en baja tensión” emplearemos cable de cobre de **16 mm<sup>2</sup>**. En aplicación de lo dicho en la norma UNE 20.460-5-523 y la ITC\_BT\_06 el cable soportaría 0.78 x 116 = 90.48 A.

MINISTERIO DE CIENCIA Y TECNOLOGIA	REDES SUBTERRÁNEAS PARA DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN	ITC-BT-07
		Página 14 de 22

(3) Para el caso de un cable bipolar, la intensidad máxima admisible será la correspondiente a la columna del cable tripolar o tetrapolar de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1,225.

3.1.2.2 Condiciones especiales de instalación enterrada y factores de corrección de intensidad admisible.

La intensidad admisible de un cable, determinada por las condiciones de instalación enterrada cuyas características se han especificado en los apartados 2.1.1 y 3.1.2.1, deberán corregirse teniendo en cuenta cada una de las magnitudes de la instalación real que difieran de aquellas, de forma que el aumento de temperatura provocado por la circulación de la intensidad calculada, no dé lugar a una temperatura en el conductor superior a la prescrita en la tabla 2. A continuación se exponen algunos casos particulares de instalación, cuyas características afectan al valor máximo de la intensidad admisible, indicando los factores de corrección a aplicar.

3.1.2.2.1 Cables enterrados en terrenos cuya temperatura sea distinta de 25°C.

En la tabla 6 se indican los factores de corrección, F, de la intensidad admisible para temperaturas del terreno  $\theta_1$ , distintas de 25°C, en función de la temperatura máxima de servicio  $\theta_s$ , de la tabla 2.

Tabla 6. Factor de corrección F, para temperatura del terreno distinto de 25°C

Temperatura de servicio $\theta_s$ (°C)	Temperatura del terreno, $\theta_1$ , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1.11	1.07	1.04	1	0.96	0.92	0.88	0.83	0.78
70	1.15	1.11	1.05	1	0.94	0.88	0.82	0.75	0.67

El factor de corrección para otras temperaturas del terreno, distintas de las de la tabla, será:

$$F = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_1}{\theta_s - 25}}$$

Figura 11: Factores de corrección de intensidad en función de la temperatura del terreno.

### ***2.3 Cableado de puesta a tierra.***

Según la norma UNE 20-460-90/5-54 y la tabla 2 de la ITC\_BT\_18 para cable de puesta a tierra de cobre, la sección mínima a emplear para cableado de fase de secciones comprendidas entre 16 mm<sup>2</sup> y 35 mm<sup>2</sup>, es de 16 mm<sup>2</sup>, por tanto esa será la sección a emplear.

### ***2.4 Puesta a tierra.***

La resistencia del cable la podemos calcular, sabiendo que la resistividad del cobre a 20°C es de 0.018 ohmios x mm<sup>2</sup>/m, y que la longitud sería aproximadamente la suma del tramo de continua más el de alterna, es decir 60 metros. Como medida de precaución vamos a tomar como longitud de cálculo 80 metros y la resistividad del cobre a 90 °C que es de 0.022 ohmios x mm<sup>2</sup>/m.

$$R = 0.023 \times 80 / 16 = \mathbf{0.115 \text{ ohmios}}$$

El electrodo se dimensionará de forma que su valor de resistencia de tierra será tal que cualquier masa no pueda dar lugar a tensiones de contacto superiores a:

- 24 V en local o emplazamiento conductor
- 50 V en los demás casos.

Si las condiciones de la instalación son tales que pueden dar lugar a tensiones de contacto superiores a los valores señalados anteriormente, se asegurará la rápida eliminación de la falta mediante dispositivos de corte adecuados a la corriente de servicio.

La resistencia máxima de puesta a tierra la determinaremos teniendo en cuenta que la Imáxima en alterna es de 30 mA y en continua tendríamos la protección del vigilante de aislamiento que en caso de derivación desconectaría el inversor. Por tanto para que tengamos una tensión residual superior a 24 V, lo que nos da que la resistencia total a tierra no puede ser superior a 2.4 Ohmios.

## ***Capítulo 3: Protecciones.***

### ***3.1 Protecciones en la red de corriente continua.***

#### ***3.1.1 Interruptor general de continua.***

Es obligatoria la instalación de un interruptor principal en continua entre generador e inversor, de acuerdo al estándar internacional IEC 60364-7-712. Dicho interruptor debe ser dimensionado para soportar la tensión de generador en las condiciones de operación que por convenio considerábamos

más desfavorables, o sea con una temperatura de la célula de  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  y una corriente de corte de 1.25 veces la intensidad de cortocircuito del generador fotovoltaico en condiciones estándar.

Anteriormente ya calculamos la  $V_{\text{MOD,OC}}(T_{\text{C}}=-10\text{ }^{\circ}\text{C}) = 37.035\text{ V}$  para un módulo. Puesto que tenemos 8 en serie, la total del generador será:

$$V_{\text{GFV,OC}}(T_{\text{C}}=-10\text{ }^{\circ}\text{C}) = V_{\text{MOD,OC}}(T_{\text{C}}=-10\text{ }^{\circ}\text{C}) \times 8 = 37.035 \times 8 = \mathbf{296.28\text{ V}}$$

En cuanto a la corriente de corte, será la misma que puede soportar el cable de continua, 1.25 veces la  $I_{\text{MOD,SC,STC},X\text{ Nmp}}$ :

$$I_{\text{c}} = 1.25 \times 1 \times 8.36 = \mathbf{10.45\text{ A}}$$

Con estos valores elegiremos el S802PV-S13 cuyos valores nominales serían 800 V y 13 A y un poder máximo de corte de 5000 A

### ***3.2 Protecciones en la red de corriente alterna.***

El Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, en su art. 11, fija los elementos de maniobra y protección que se deben incluir en la red de baja tensión.

La protección externa o de la interconexión tiene por objeto evitar el funcionamiento en isla del generador y evitar que el generador alimente defectos producidos en la red de distribución, defectos externos.

Incluye los relés de máxima y mínima tensión y frecuencia, estos atacarían al interruptor automático de la interconexión que sería el encargado de desconectar el circuito. Es conveniente que el interruptor tenga un rearme automático para evitar que el generador se mantenga parado innecesariamente. Estas funciones de protección al igual que el aislamiento galvánico las incorpora el inversor.

En nuestro caso, el esquema de protecciones va a ser el siguiente:

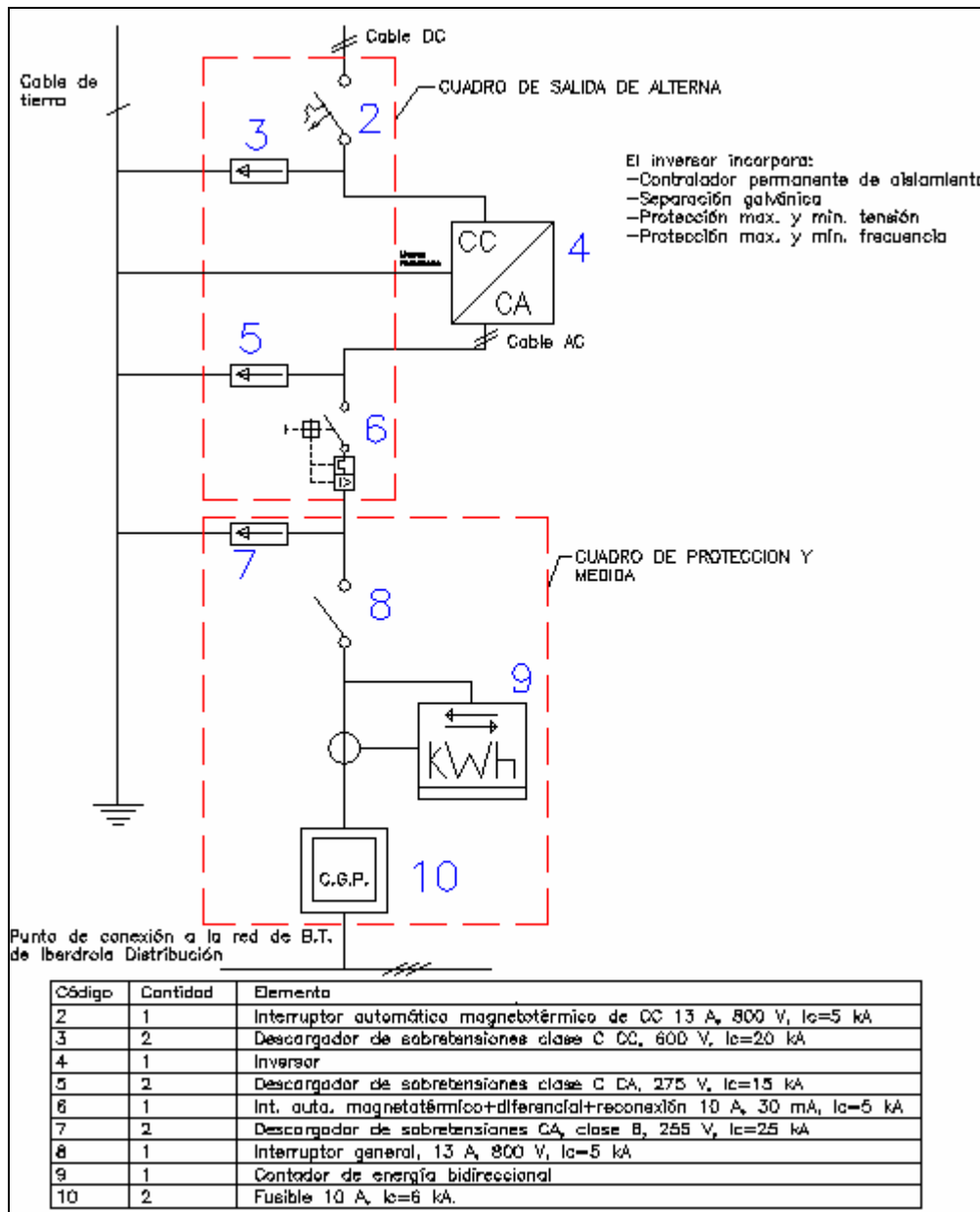


Figura 12: Esquema de protecciones de nuestra instalación.

Los valores para los que habría que diseñar las protecciones son:

- Tensión de línea  $V_L$ : 230 V, al ser monofásica en baja tensión.
- Intensidad de línea:  $I_L = I_{INV,M,AC} = 8.6$  A.
- $I_{max}$ : Con cableado enterrado de  $16 \text{ mm}^2$ , este soportaría  $0.78 \times 116 = 90.48$  A.



### ***3.2.1 Interruptor diferencial y magnetotérmico de corriente alterna.***

Para evitar sobreintensidades que puedan dañar nuestro circuito y para proteger a las personas ante fallos de aislamiento y contactos directos o indirectos tenemos que colocar elementos de protección. Se instalarán en el cuadro de salida de alterna y será una protección magnetotérmica y otra diferencial.

Con respecto al interruptor automático emplearemos uno bipolar de 10 A, siendo lo usual escoger una curva C de disparo magnético.

Se recomienda la instalación de un diferencial de sensibilidad 30 mA. Para evitar paradas de la instalación por disparos intempestivos, también se recomienda un interruptor diferencial de alta inmunidad o un interruptor diferencial con reconexión automática.

En nuestro caso emplearemos un interruptor magnetotérmico de 10 A de intensidad nominal y curva de disparo C, con bloque diferencial y una unidad de reconexión automática, que será el DS 202 AC curva C de ABB con su correspondiente bloque de reconexión automática.

### ***3.2.2 Interruptor general de interconexión.***

Tiene que ser tener accionamiento manual y ser accesible a la empresa distribuidora, será un interruptor magnetotérmico. Este interruptor protege frente a sobrecargas y sobreintensidades y permite separar con todas las garantías la instalación fotovoltaica de la red para trabajos de reparación y/o mantenimiento por parte de la distribuidora. Además se exige, por parte de la distribuidora, que este dispositivo en su posición de abierto pueda ser bloqueado.

El poder de corte del dispositivo debe ser superior a la intensidad de cortocircuito máxima que pueda presentarse en la instalación, dato que tiene que ser facilitado por la compañía distribuidora. Las normas de Iberdrola Distribución fijan un valor mínimo de 6 kA.

Las características de funcionamiento del dispositivo deben seguir la siguiente regla:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z ; I_2 \leq 1.45 \times I_Z$$

$$8.6 \leq I_N \leq 90.48 ; I_2 \leq 131.19$$

$$\text{Siendo } I_2 = 5 \times I_N = 5 \times 10 = 50.$$

Siendo:

- $I_N$  corriente para la que se ha diseñado el circuito.
- $I_N$  corriente máxima admisible del circuito.
- $I_N$  corriente asignada del interruptor.
- $I_N$  corriente que asegura la actuación del dispositivo.
- Y la  $I_{max}$  para  $16 \text{ mm}^2$  sería 116 A que enterrado sería  $0.78 \times 116 = 90.48 \text{ A}$ .

Por tanto escogeremos el de 10 A que está ligeramente por encima de los 8.6 y cumple la regla de selección. En cuanto a la curva de disparo, lo usual es escoger una curva C de disparo magnético.

En nuestro caso podemos elegir uno bipolar de 10 A de I nominal, de la serie S202-C 8 2CDS252001R0084 de ABB:

### **3.3.3 Fusibles.**

El punto de conexión de la instalación fotovoltaica a la red de distribución se establecerá en una Caja General de Protección (CGP) exclusivamente destinada a tal fin, que cumplirá con las Normas de la Cía Distribuidora. Dicha C.G.P. irá equipada con fusibles de protección cuya intensidad nominal se escogerá siguiendo la misma regla que para el interruptor general.

$$I_B \leq I_N \leq I_Z ; I_2 \leq 1.45 \times I_Z$$

$$8.6 \leq I_0 \leq 90.48 ; 1.9 \times 10 \leq 1.45 \times 90.48$$

Siendo:

- $I_2 = 1,6 I_n$  para  $I_n \geq 16$  A
- $I_2 = 1,9 I_n$  para  $4 < I_n < 16$  A
- $I_2 = 2,1 I_n$  para  $I_n \leq 4$  A
- $I_B$  corriente para la que se ha diseñado el circuito.
- $I_Z$  corriente máxima admisible del circuito.
- $I_N$  corriente asignada del interruptor.
- $I_2$  corriente que asegura la actuación del dispositivo.
- Y la  $I_{max}$  para  $16 \text{ mm}^2$  sería 116 A que enterrado sería  $0.78 \times 116 = 90.48$  A.

En nuestro caso nos valdría con 2 fusibles de 10 A, por lo que emplearemos dos fusibles gG 8 x 23 de  $I_n$  10 A y  $V_n$  230 V AC de DF Electric.

### **3.3.4 Protección frente a sobretensiones.**

La conexión de los descargadores tiene que ser a la tierra de la instalación. Esto evita que, ante la caída de un rayo, se produzcan diferencias de potencial entre los distintos elementos del sistema. Como norma general esto es aplicable a todos los elementos, por lo que sólo debe haber una puesta a tierra.

#### **3.3.4.1 Protección frente a sobretensiones en corriente continua.**

Puesto que la distancia entre los paneles y el inversor es tan escasa, sólo vamos colocar unos descargadores en el cuadro de continua que esta junto al inversor.

Los descargadores que debemos emplear son los de clase C (clase 2) diseñados para hacer frente a formas de onda 8/20  $\mu$ s, limitando las tensiones residuales a valores compatibles con las tensiones soportadas por los equipos de la instalación. Como corriente nominal de descarga se debe escoger no menos de 10 kA en instalaciones sin protección externa y no menos de 20 kA en instalaciones con protección externa.

En nuestro caso seleccionaremos el descargador OVR PV de clase 2 para aplicaciones fotovoltaicas de ABB. Con un dispositivo es suficiente ya que tiene dos entradas de línea y una de tierra. Sus características son:

- $U_N$  : 600 V
- $I_N$  : 20 kA.
- $U_C$ : 700 V

#### **3.3.4.2 Protección frente a sobretensiones en corriente alterna.**

En la parte de alterna al ser la distancia entre el inversor y el CGP mayor de 10 m colocaremos un clase 2 junto al inversor y un clase 1 junto a la acometida para proteger frente a sobretensiones de la red eléctrica.

El dispositivo seleccionado será el Tipo 1 OVR T1 25 255-7 TS (Electrónica + cámara apagachispas), cuyas características son:

- $U_N$  : 230 V
- $I_N$  : 25 kA.
- $U_C$ : 255 V
- $U_P$ : 2.5 kV

Al ser unipolar hay que emplear dos dispositivos, uno entre cada conductor y tierra.

En cuanto al clase 2 será el OVR T2 para 230 V, cuyas características son:

- $U_N$  : 230 V
- $I_N$  : 15 kA.
- $U_C$ : 275 V
- $U_P$ : 1 kV

Al ser unipolar hay que emplear dos dispositivos, uno entre cada conductor y tierra.

## ***Capítulo 4: Estimación de la producción energética.***

### ***4.1 Irradiación sobre superficie horizontal***

La comisión europea nos ofrece información acerca de los datos de radiación solar a través del sistema PVGIS. Nuestra localización está en el límite del término municipal de Navalafuente con Cabanillas de la Sierra. Su climatología es similar a la de Madrid, aunque las temperaturas medias suelen ser 4 o 5 °C menores.

Los datos que obtenemos para la ciudad de Madrid son:

<b>Irradiación diaria sobre superficie horizontal (Wh/m<sup>2</sup>)</b>	
Mes	Irradiación
Enero	1989
Febrero	2701
Marzo	4443
Abril	5099
Mayo	6497
Junio	7232
Julio	7335
Agosto	6435
Septiembre	4980
Octubre	3359
Noviembre	2147
Diciembre	1619
<b>Año</b>	<b>4497</b>

Figura 13: Datos de Irradiación diaria sobre superficie horizontal. (Fuente: PVGIS)

### ***4.2 Irradiación sobre superficie inclinada***

En caso de una superficie arbitrariamente orientada,  $G_{da}(\alpha, \beta)$  puede ser obtenido muy aproximadamente, a partir de la irradiación media sobre superficie horizontal  $G_{da}(0,0)$  para España utilizando la gráfica representada en la siguiente figura .

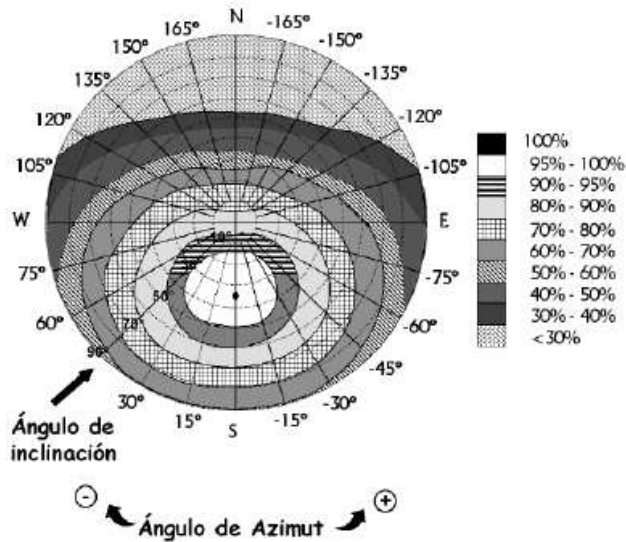


Figura 3. Relación porcentual entre el valor medio anual de la irradiación diaria sobre una superficie arbitrariamente orientada y el máximo valor de este parámetro para España. El punto negro para  $\alpha = 0^\circ$  y  $\beta = 35^\circ$  representa la orientación e inclinación para las que se logra este máximo. N.B.: el área anular que rodea a la de color blanco se corresponde íntegramente con valores comprendidos entre 90-95% (fuente: IDAE, 2002. Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas IDAE, Madrid, p.55)

Figura 14: Relación entre irradiación sobre horizontal y sobre superficie inclinada. (Fuente: IDAE).

Las circunferencias concéntricas representan la inclinación mientras que los radios indican el azimut de la superficie colectora de irradiación. La orientación sur en el hemisferio norte ( $\alpha = 0^\circ$ ) e inclinación ligeramente inferior a la latitud local ( $\beta \approx \varphi$ ) del generador fotovoltaico maximizan la producción anual de electricidad solar. Esta orientación e inclinación son consecuentemente consideradas óptimas.

Para realizar el cálculo partiremos de la radiación sobre superficie horizontal, correspondiente al centro del círculo de la figura 13. Sabemos, que este valor se corresponde con un 85% de la máxima  $G_{da}$  ( $0^\circ, 35^\circ$ ) y una vez conocido este dato y obteniendo el factor correspondiente a la inclinación de  $30^\circ$  y desviación de  $20^\circ$  respecto al Sur, que será 0.95, podemos calcular la producción anual esperada:

### 4.3 Performance Ratio

El parámetro PR, se encuentra comprendido entre 0 y 1, pudiendo ser obtenido su valor ideal muy aproximadamente para España utilizando la siguiente gráfica. Aunque podamos obtener valores mayores, debido a las pérdidas en los cables, sombreados, desconexiones del inversor, etc. aconsejan utilizar valores para PR más realistas comprendidos entre 0,70 y 0,85 para SFCR cuyo generador posea una orientación óptima o cercana a ésta.

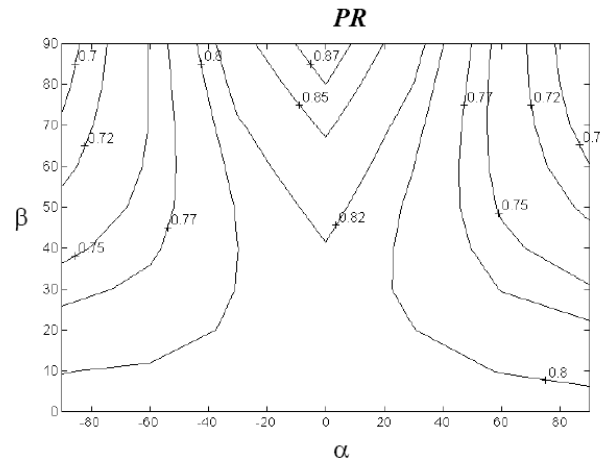


Figura 4. Valor ideal del rendimiento del sistema para España en función del azimut y la inclinación del generador fotovoltaico (fuente: Nofuentes G., y Almonacid G., 1999. Design tools for the electrical configuration of architecturally-integrated PV in buildings. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 7, 475-488)

Figura 15: Cálculo del PR conocidos orientación e inclinación.

Para nuestra instalación inclinada  $30^\circ$  y con una desviación de  $20^\circ$  hacia el Oeste, obtenemos según esta figura un PR, cercano a 0.8. Si bien es verdad que habíamos calculado el cableado para una caída de tensión máxima de 1.5%, que es menor que lo normalmente recomendado y que la instalación va a estar situada en una localización con menos contaminación ambiental y con temperaturas más bajas que las de la ciudad, por otro lado tenemos que considerar que los inversores de pequeña potencia como el nuestro tienen un menor rendimiento y además la instalación no va a estar continuamente vigilada y monitorizada por lo que ante una parada o problema la respuesta será más lenta. Atendiendo a todo lo dicho vamos a estimar un valor del PR medio anual de 0.75 que nos parece más ajustado a la realidad de la instalación.

#### 4.4 Cálculo de la producción esperada.

Para calcular la producción anual esperada utilizaremos la siguiente ecuación, que es la propuesta por el I.D.A.E. En su Pliego de Condiciones Técnicas.

$$E_{gfvdiaria} = (G_{da}(\alpha, \beta) \times P_{mod,max} \times PR) / G_{cem}$$

Donde:

- $E_{gfvdiaria}$  : Energía inyectada a la red (kWh/día).
- $G_{da}(\alpha, \beta)$  : Valor medio diario mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador ( $Wh/m^2/día$ ), siendo  $\alpha$  el azimut y  $\beta$  la inclinación de los paneles.
- $P_{mod,max}$  : Potencia del generador fotovoltaico (W).
- PR: Performance Ratio.
- GCEM : Constante de irradiación que tiene valor  $1(KW/m^2)$ .

Para realizar el cálculo partiremos de la radiación sobre superficie horizontal, correspondiente al centro del círculo de la figura 13. Sabemos, que este valor se corresponde con un 85% de la máxima Gda (0°,35°) y una vez conocido este dato y obteniendo el factor correspondiente a la inclinación de 30° y desviación de 20° respecto al Sur, que será 0.95, podemos calcular la producción anual esperada:

Mes	Gda(0°,0°)	PR	Gda(0°,35°)	Gda(20°,30°)	Nms	Pmod,max	Egfvdia/mes = Gda(20°,30°) x Nms x Pmod x PR	Egfvmensual = Gda(20°,30°) x Nms x Pmod x PR x Ndias/mes
Enero	1989	0,75	2340	2223	8	220	3	91
Febrero	2701	0,75	3178	3019	8	220	4	112
Marzo	4443	0,75	5227	4966	8	220	7	203
Abril	5099	0,75	5999	5699	8	220	8	226
Mayo	6497	0,75	7644	7261	8	220	10	297
Junio	7232	0,75	8508	8083	8	220	11	320
Julio	7335	0,75	8629	8198	8	220	11	335
Agosto	6435	0,75	7571	7192	8	220	9	294
Septiembre	4980	0,75	5859	5566	8	220	7	220
Octubre	3359	0,75	3952	3754	8	220	5	154
Noviembre	2147	0,75	2526	2400	8	220	3	95
Diciembre	1619	0,75	1905	1809	8	220	2	74
							<b>79</b>	<b>2421</b>

Figura 16: Cálculo del PR conocidos orientación e inclinación.

Obteniendo como resultado una producción anual esperada de 2421 kWh.

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCIA. Trabajo fin de Master.  
Sistema fotovoltaico conectado a red en vivienda situada en la Sierra de Madrid.  
Autor: Juan Manuel Reifs Serrano

---

Madrid, Noviembre de 2009

Fdo: Juan Manuel Reifs Serrano



# **ANEXO 2: SIMULACION DEL FUNCIONAMIENTO**

## INDICE:

Capítulo 1: Introducción.....	2
Capítulo 2: Simulación mediante el software de la base de datos PVGIS.....	3
2.1 Datos de partida.....	3
2.2 Irradiación sobre superficie horizontal.....	4
2.3 Irradiación mensual en el plano del sistema FV.....	4
2.4 Producción media diaria y anual esperada.....	5
Capítulo 3: Simulación con CALESOF 4.0.....	6
3.1 Parámetros ambientales.....	7
3.1.1 Irradiancia.....	7
3.1.2 Temperatura ambiente.....	7
3.2 Parámetros del Generador fotovoltaico.....	8
3.2.1 Temperatura de las células.....	8
3.2.2 Intensidad máxima.....	8
3.2.3 Voltaje máximo.....	9
3.2.4 Potencia de corriente continua.....	9
3.3 Parámetros del Inversor.....	10
3.3.1 Potencia de corriente alterna.....	10
3.3.1 Eficiencia.....	10
3.4 Energías mensuales y eficiencia mensual del inversor.....	11

## Capítulo 1: Introducción.

El número de aplicaciones de simulación de sistemas fotovoltaicos se ha incrementado de la misma forma que el mercado fotovoltaico, existiendo en la actualidad diferentes programas tanto de entidades públicas como privadas. Aunque en teoría todos deberían arrojar los mismos resultados estos variarán en función de los parámetros que consideren y de los datos de radiación que tomen como dato de partida.

Con respecto a los parámetros, se suelen fijar por provincia, sin embargo no es lo mismo una localidad con mucha contaminación que otra con cielos muy limpios, ni una en la ciudad y otra en alta montaña con temperaturas medias inferiores, etc.

Igualmente existen diferentes bases de datos de radiación solar que tampoco ofrecen los mismos datos, bien sea por la diferencia en el periodo de muestreo, los equipos utilizados, etc. Como ejemplo se presenta la siguiente tabla en la que se dan datos de promedios mensuales de irradiación global diaria horizontal de diversas fuentes (Fuente: Retratos de la conexión fotovoltaica a la red VI):

*Datos de radiación solar, en términos de los promedios mensuales de la irradiación global diaria horizontal, en Wh/m<sup>2</sup>, tal y como figuran en diferentes fuentes de información.*

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
<i>Satelitales</i>													
CIEMAT	2170	2990	4320	5400	5990	6870	6830	6240	4740	3600	2430	1750	4451
PVGIS	1969	2687	4433	5076	6478	7203	7309	6414	4962	3340	2117	1592	4476
NASA	1830	2560	3930	4660	5590	6380	6670	5800	4630	3000	1920	1550	4040
<i>Terrestres</i>													
IES	1990	2640	4320	5320	6280	7290	7470	6620	5110	3400	2160	1720	4530
Censolar	1860	2940	3780	5220	5800	6530	7220	6420	4690	3170	2080	1640	4290

Como consecuencia, podemos decir que las simulaciones nos dan una idea aproximada de cómo se va a comportar el sistema, influyendo no sólo las características de los equipos empleados si no la calidad de los mismos, el mantenimiento que realicemos, etc.

Actualmente no existe una normativa internacional que especifique como ha de calcularse la producción energética de un sistema fotovoltaico, si bien, la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) está trabajando para elaborar un marco normativo que homogenice y regule los términos en los que ha de calcularse la energía producida por un módulo fotovoltaico.

Por estos motivos hemos realizado una simulación complementaria a los cálculos realizados, pero para ello hemos inclinado por emplear el software libre CALENSOF 4.0, accesible a todo el mundo, realizado por una entidad pública y que a lo largo de su tiempo de funcionamiento ha demostrado, a pesar de sus carencias si se compara con otras aplicaciones comercializadas, que sus resultados está ajustados a lo que se requiere de una simulación.

En primer lugar se ofrecen los resultados obtenidos mediante el software proporcionado por la base de datos PVGIS.

## ***Capítulo 2: Simulación mediante el software de la base de datos PVGIS.***

### ***2.1 Datos de partida.***

Location: 40°23'14" North, 3°36'33" West, Elevation: 657 m a.s.l.

Nearest city: Madrid, Spain (0 km away)

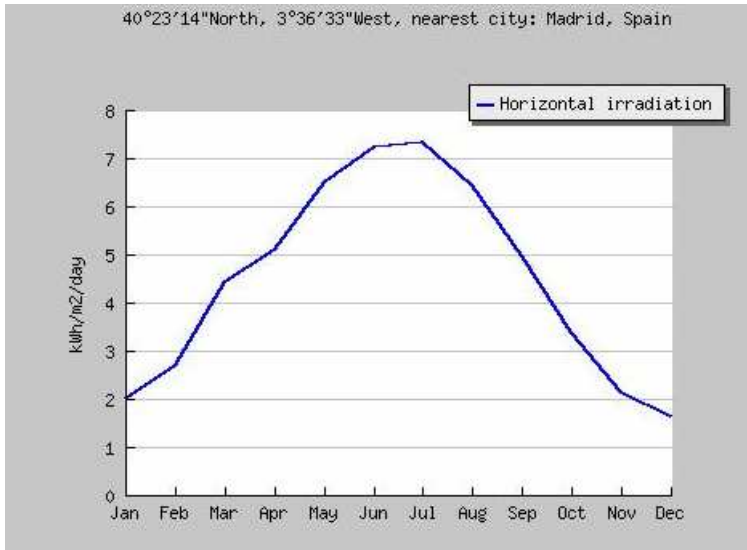
Land cover class: agro-forestry areas (CLC244)

Optimal inclination angle is: 34 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

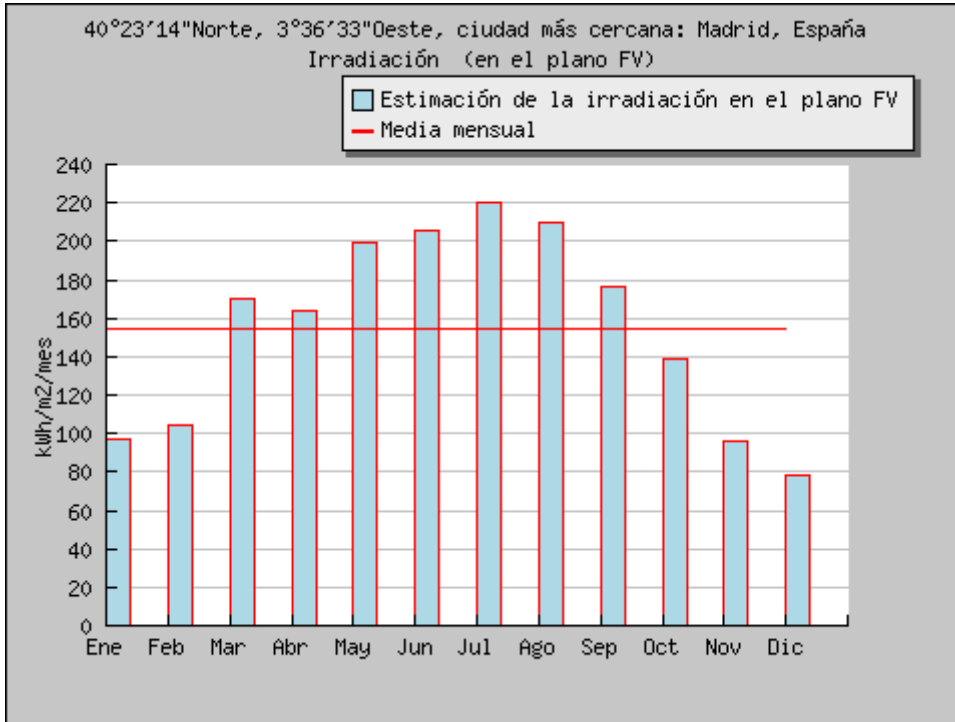
Month	Irradiation at inclination: (Wh/m2/day)
	0 deg.
Jan	1989
Feb	2701
Mar	4443
Apr	5099
May	6497
Jun	7232
Jul	7335
Aug	6435
Sep	4980
Oct	3359
Nov	2147
Dec	1619
<b>Year</b>	<b>4497</b>

## 2.2 Irradiación sobre superficie horizontal.



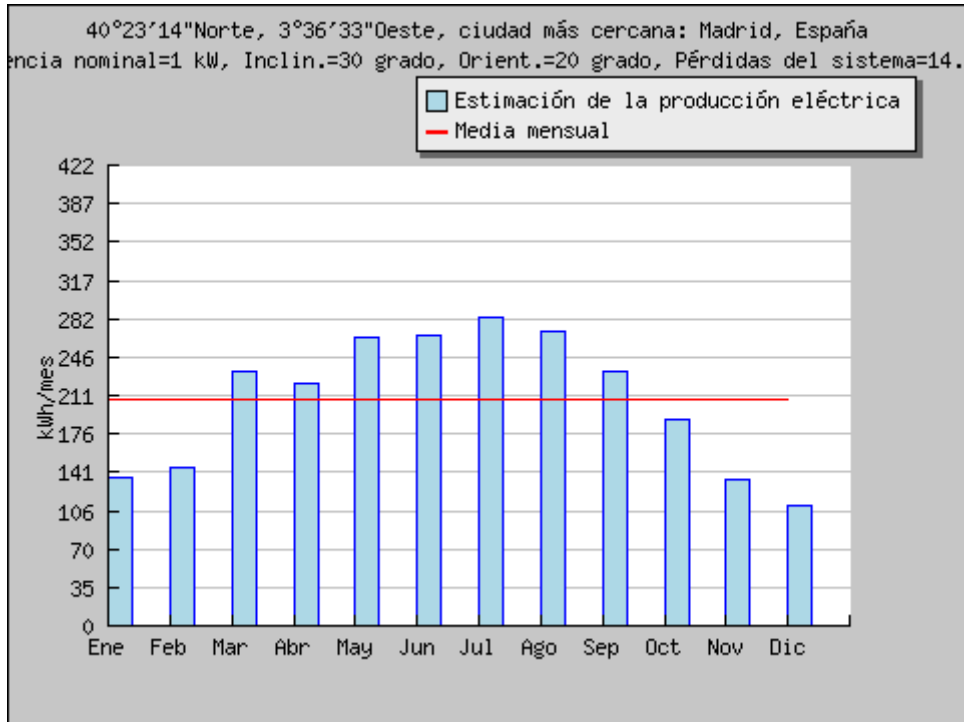
## 2.3 Irradiación mensual en el plano del sistema FV.

Irradiación (en el plano FV) para: Inclinación = 30°, Orientación = 20°		
Mes	Irradiación mensual (kWh/m <sup>2</sup> )	Irradiación diaria (kWh/m <sup>2</sup> )
Enero	97	3.1
Febrero	104	3.7
Marzo	171	5.5
Abril	164	5.5
Mayo	199	6.4
Junio	206	6.9
Julio	220	7.1
Agosto	209	6.8
Septiembre	176	5.9
Octubre	139	4.5
Noviembre	96	3.2
Diciembre	78	2.5
<b>Media anual</b>	<b>155</b>	<b>5.1</b>
<b>Irradiación total anual (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>1859</b>	



#### 2.4 Producción media diaria y anual esperada

Producción de electricidad FV para: Potencia nominal = 1.8 kW., Pérdidas del sistema=14.0%		
Mes	Producción mensual (kWh)	Producción diaria (kWh)
Enero	137	4.4
Febrero	145	5.2
Marzo	233	7.5
Abril	222	7.4
Mayo	264	8.5
Junio	267	8.9
Julio	282	9.1
Agosto	270	8.7
Septiembre	233	7.8
Octubre	188	6.1
Noviembre	134	4.5
Diciembre	111	3.6
<b>Media anual</b>	<b>207</b>	<b>6.8</b>
<b>Producción total anual (kWh)</b>		<b>2488</b>

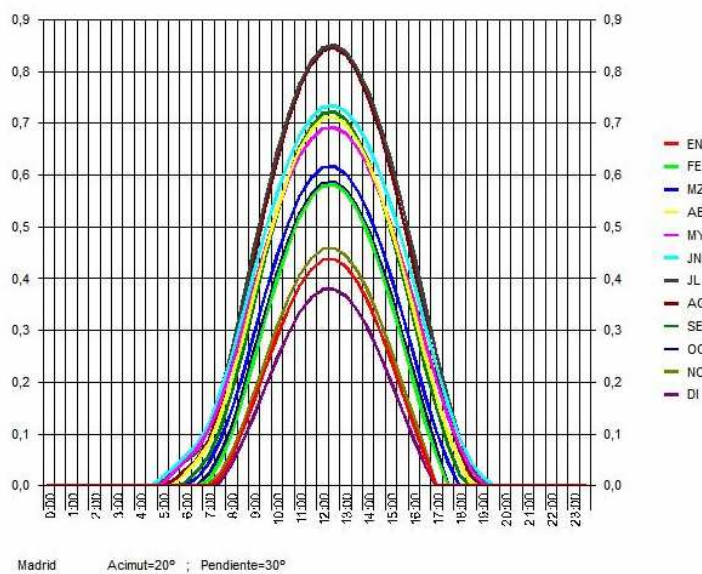


### ***Capítulo 3: Simulación con CALESOF 4.0.***

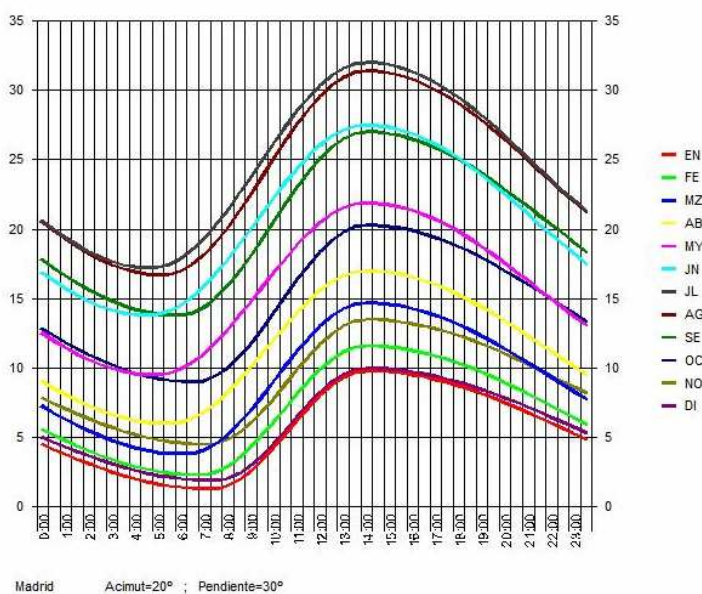
A continuación se ofrecen los resultados de la simulación en forma de gráficos anuales con los valores para un día medio de cada mes y tablas con valores mensuales:

### 3.1 Parámetros ambientales.

#### 3.1.1 Irradiancia.



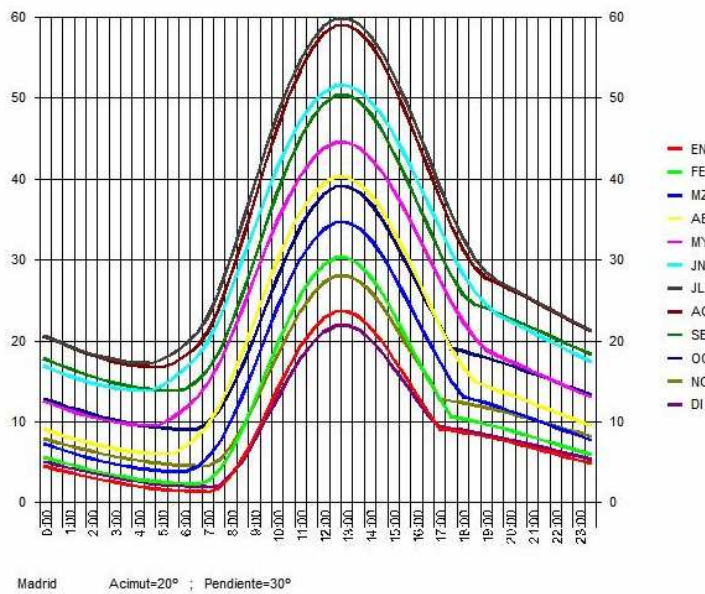
#### 3.1.2 Temperatura ambiente.



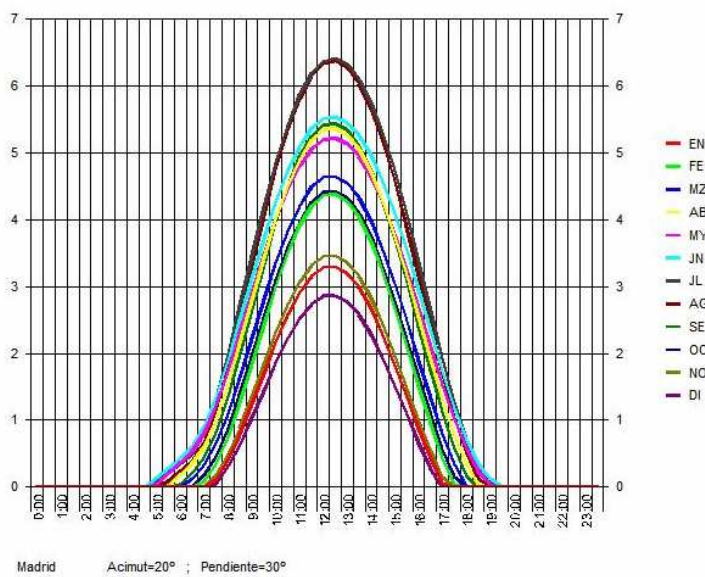


### 3.2 Parámetros del Generador fotovoltaico.

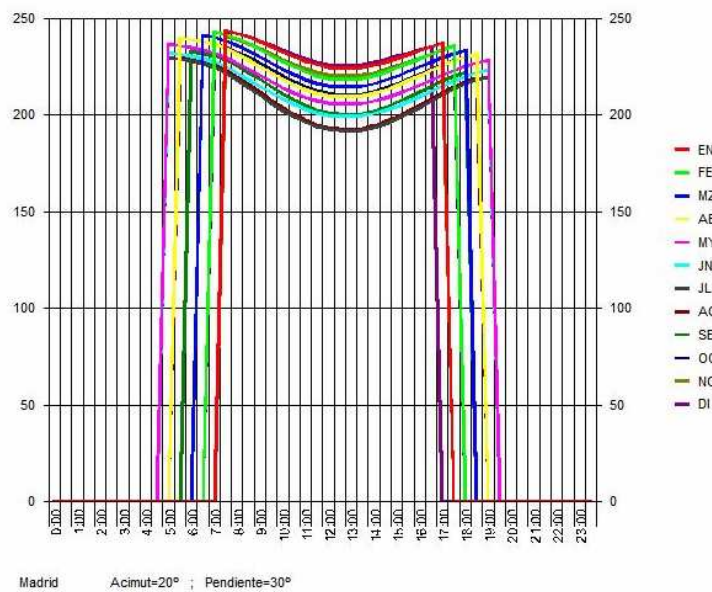
#### 3.2.1 Temperatura de las células.



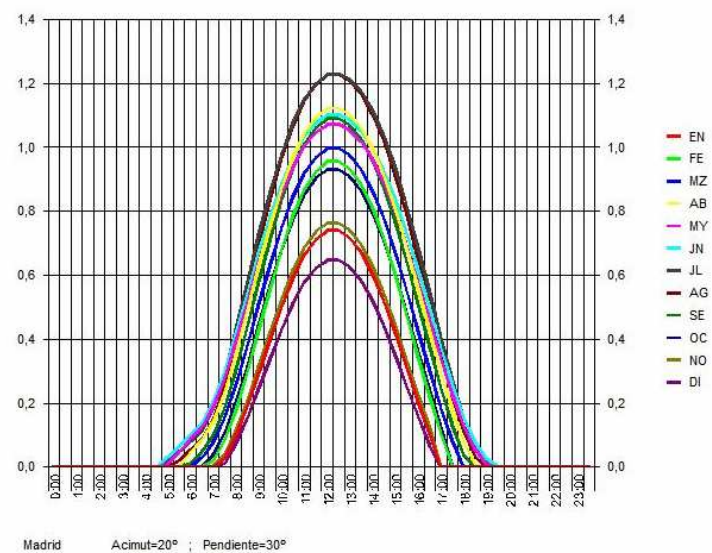
#### 3.2.2 Intensidad máxima.



### 3.2.3 Voltaje máximo.

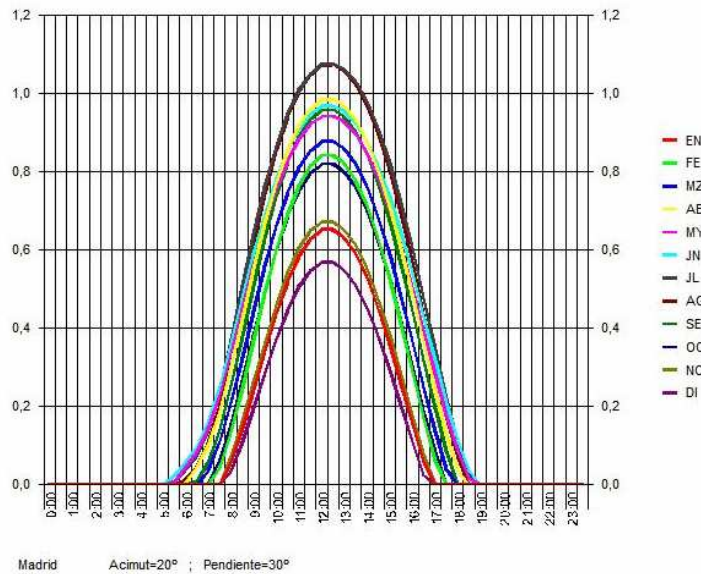


### 3.2.4 Potencia de corriente continua.

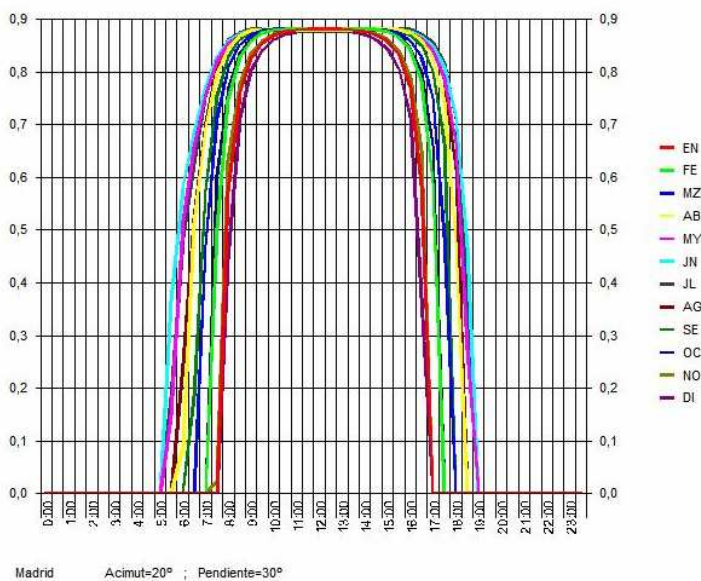


### 3.3 Parámetros del Inversor.

#### 3.3.1 Potencia de corriente alterna.



#### 3.3.2 Eficiencia.



### *3.4 Energías mensuales y eficiencia mensual del inversor.*

	Energía DC(kW)	Energía AC (kW)	Efic. INV (adim)
<b>Enero</b>	131.77403	112.95548	0.85719
<b>Febrero</b>	183.14382	158.61693	0.86608
<b>Marzo</b>	205.82156	178.07532	0.86519
<b>Abril</b>	249.23566	215.69614	0.86543
<b>Mayo</b>	251.67242	217.2556	0.86325
<b>Junio</b>	264.54114	228.27207	0.8629
<b>Julio</b>	289.1787	249.78576	0.86378
<b>Agosto</b>	278.22128	240.6482	0.86495
<b>Septiembre</b>	233.02824	201.60571	0.86516
<b>Octubre</b>	183.42607	158.74635	0.86545
<b>Noviembre</b>	138.51064	118.96545	0.85889
<b>Diciembre</b>	112.4415	95.40932	0.84852
<b>Anual</b>	<b>2520.99506</b>	<b>2176.03233</b>	<b>0.86223</b>

Efic,med,INV (adim)

# **ANEXO 3: DOCUMENTACION TECNICA**

**INDICE:**

- Características del módulo ISF-220.
- Características del inversor SUNNY BOY 1700.
- Características del sistema de soporte SUN TOP III.
- Resolución de inscripción en el registro de pre-asignación del tercer trimestre de 2009.

# **DOCUMENTO 4: PLANOS**

**INDICE:**

- Plano 1: Situación.
- Plano 2: Emplazamiento.
- Plano 3: Distribución General.
- Plano 4: Fachada Posterior.
- Plano 5: Distribución de Módulos.
- Plano 6: Esquema Eléctrico.
- Plano 7: Esquema de Conexionado.



# **DOCUMENTO 5: PLIEGO DE CONDICIONES**

## INDICE:

Capítulo 1: Objeto .....	2
Capítulo 2: Documentos que definen las obras. ....	2
Capítulo 3: Componentes y materiales .....	2
3.1 Módulos Fotovoltaicos.....	3
3.2 Estructura de soporte.....	4
3.3 Generador Fotovoltaico. ....	4
3.4 Inversor. ....	5
3.5 Cableado. ....	6
3.6 Conexión a red. ....	6
3.7 Medidas.....	6
3.8 Protecciones. ....	7
3.9 Puesta a tierra.....	8
Capítulo 4: Condiciones de ejecución de las obras.....	9
4.1 Replanteo de la obra.....	9
4.2 Ejecución del trabajo.....	9
4.3 Estructuras de fijación de los módulos.....	9
4.4 Conexiones.....	9
4.5 Protección del Medio Ambiente.....	10
Capítulo 5: Recepción y pruebas. ....	10
Capítulo 6: Mantenimiento.....	11
6.1 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.....	11
6.2 Mantenimiento a realizar por el propietario.....	11
Capítulo 7: Garantías.....	12
7.1 Plazos.....	12
7.2 Condiciones económicas.....	13
7.3 Anulación de la garantía. ....	13
7.4 Lugar y tiempo de la prestación.....	13

### ***Capítulo 1: Objeto.***

El objeto de este pliego es la ordenación de las condiciones técnicas que han de regir en la ejecución, desarrollo, control y recepción de las obras relativas a la construcción de nuestra instalación solar fotovoltaica conectada a red. El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de la instalación, así como a la obra civil necesaria para su construcción.

En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas.

### ***Capítulo 2: Documentos que definen las obras.***

Los documentos contractuales que definen las obras y que la propiedad entregará al Contratista, son los Planos, Pliego de Condiciones, Presupuesto y Memoria, que se incluyen en el presente Documento.

Cualquier cambio en el planteamiento de la Obra que implique un cambio sustancial respecto de lo proyectado deberá ponerse en conocimiento del proyectista o técnico competente para que lo apruebe, si procede, y redacte el oportuno proyecto reformado.

En caso de contradicción entre los Planos y el Pliego de Condiciones, prevalecerá lo prescrito en este último documento. Lo mencionado en los Planos y omitido en el Pliego de Condiciones o viceversa, habrá de ser ejecutado como si estuviera expuesto en ambos documentos.

### ***Capítulo 3: Componentes y materiales.***

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico. El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable. Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

Las marcas comerciales nombradas en la memoria, son recomendaciones a título orientativo. La elección de las mismas queda como responsabilidad del instalador, en función de la disponibilidad, existencia en el momento de la ejecución o preferencia de trabajo del instalador.

Los materiales seleccionados cumplirán con todas las características de diseño y la normativa aplicable. En el caso de que no fuese posible elegir un componente que cumpla con los requisitos de este proyecto, será necesario el visto bueno del proyectista o de un técnico cualificado que evalúe su idoneidad y efecto en el resto de componentes.

La aceptación final de los materiales y componentes se realizará con la firma del propietario del presupuesto presentador por el contratista.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se resaltarán los cambios que hubieran podido producirse respecto a la Memoria de Solicitud, y el motivo de los mismos. Además, se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en Castellano.

### **3.1 Módulos Fotovoltaicos.**

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente. El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65. Los marcos laterales, en caso de existir, serán de aluminio o acero inoxidable.

Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, y con las mismas características de las células, incluidas las características físicas (color, dimensiones, etc.).

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 5\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo. Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales del generador. La estructura del generador se conectará a tierra.

El módulo fotovoltaico tipo con el que se ha realizado el diseño es un módulo de 220 Wp, con unas dimensiones de 1.667 x 994 x 40 mm. Los módulos fotovoltaicos ofertados por el licitador deberán tener potencia y dimensiones similares, con un margen de +10%/-5% para la potencia pico y de  $\pm 5\%$  para la longitud y anchura. En caso de que los módulos no se ajusten a estas especificaciones, el licitador deberá presentar una nueva implantación que se ajuste al diseño general y que cumpla con la condición de tener aproximadamente 1800 Wp de potencia instalada con un margen de +10%/-5%.

### ***3.2 Estructura de soporte.***

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el código técnico de la edificación CTE. El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.

La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

La estructura soporte será calculada según el código técnico de la edificación CTE para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

### ***3.3 Generador Fotovoltaico.***

La ubicación, orientación e inclinación del generador fotovoltaico serán las descritas en la Memoria. En cualquier caso, formará parte del proyecto constructivo, el cálculo de la producción eléctrica esperada y su justificación en base a datos de radiación estadísticos y algoritmos de cálculo reconocidos.

### **3.4 Inversor.**

Será del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día. Las características básicas del inversor serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.
- Incorporarán vigilante de aislamiento y separación galvánica.

El inversor cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

El inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo. Incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor al circuito de CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas del inversor serán las siguientes:

- El autoconsumo en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, deberá inyectar en red.
- Tendrá un grado de protección mínima IP 20 para instalaciones en el interior de edificios y lugares inaccesibles e IP 65 para instalaciones en exterior.
- Estará garantizado para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

### ***3.5 Cableado.***

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 0.5 % y los de la parte de alterna para que la caída de tensión sea inferior del 1 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de engancho por el tránsito normal de personas. El cableado entre las cajas de conexiones de cada módulo en cada panel para formar las conexiones en serie y el inversor se efectuará mediante cable flexible y de longitud adecuada para que no exista peligro de cizalladura.

Los cables utilizados cumplirán con la normativa vigente en cuanto a aislamiento y grado de protección. En particular han de poseer un aislamiento mayor de 1000V y ser de doble aislamiento (clase II). Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Los cables utilizados para la interconexión de los módulos FV en cada una de los paneles estarán protegidos contra la degradación por efecto de la intemperie: radiación solar, UV, y condiciones ambientales de elevada temperatura ambiente.

Los cableados estarán adecuadamente etiquetados, identificados, de acuerdo con los esquemas eléctricos.

### ***3.6 Conexión a red.***

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, así como lo prescrito por la compañía distribuidora.

En el circuito de generación hasta el equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto del fotovoltaico, ni de acumulación o de consumo.

### ***3.7 Medidas.***

La medida consumos se realizará con equipos propios e independientes, que servirán de base para su facturación. Los contadores se deberán señalar de forma indeleble.

Todos los elementos integrantes del equipo de medida, tanto los de entrada como los de salida de energía, serán precintados por la empresa distribuidora. El instalador autorizado sólo podrá abrir los precintos con el consentimiento escrito de la empresa distribuidora. No obstante, en caso de peligro pueden retirarse los precintos sin consentimiento de la empresa eléctrica; siendo en este caso obligatorio informar a la empresa distribuidora con carácter inmediato.

Cuando el titular de la instalación se acoja al modo de facturación que tiene en cuenta el precio final horario medio del mercado de producción de energía eléctrica, definido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, serán de aplicación el Reglamento de Puntos de Medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica, y sus disposiciones de desarrollo.

Además de las prescripciones anteriores, los equipos de medida deberán cumplir con todas las especificaciones de la compañía distribuidora.

### **3.8 Protecciones.**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

#### *Artículo 11: Protecciones.*

*El sistema de protecciones deberá cumplir las exigencias previstas en la reglamentación vigente. Este cumplimiento deberá ser acreditado adecuadamente en la documentación relativa a las características de la instalación a que se refiere el artículo 3, incluyendo lo siguiente:*

- Interruptor general manual, que será un 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.*
- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continúa de la instalación.*
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión y conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.*
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).*
- Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora, tras las verificaciones a las que hacen referencia los artículos 6 y 7.*
- 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. En este caso sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor automático diferencial, si se cumplen las siguientes condiciones:*



- a) *Las funciones serán realizadas mediante un contactor cuyo rearme será automático, una vez se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red.*
- b) *El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente.*
- c) *El estado del contactor ("on/off"), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado.*
- d) *En caso de que no se utilicen las protecciones precintables para las interconexiones de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión mencionadas en este artículo, el fabricante del inversor deberá certificar:*
- *Los valores de tara de tensión.*
  - *Los valores de tara de frecuencia.*
  - *El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.).*
  - *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.*
- e) *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.*
- *En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.*
  - *A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.*
  - *Además de las prescripciones anteriores, los equipos de protección instalados deberán cumplir con todas las especificaciones de la compañía distribuidora.*

### **3.9 Puesta a tierra.**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

*Artículo 12: Condiciones de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas.*

*La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.*

*Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.*

*Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.*

## **Capítulo 4: Condiciones de ejecución de las obras.**

### **4.1 Replanteo de la obra.**

Antes de comenzar las obras, deberá hacer el replanteo de la mismas, con especial interés en los puntos singulares, detallando la situación de las cimentaciones y arquetas, situación de los puntos de anclaje de la estructura de soporte en el tejado, distribución de los módulos etc., de manera que se fije completamente la ubicación de todas las instalaciones antes de comenzar las obras.

### **4.2 Ejecución del trabajo.**

Durante el transcurso de las obras se realizará, entre otras cosas, las siguientes comprobaciones:

- Comprobación de los distintos equipos, tales como módulos, inversores, equipos auxiliares y conductores.
- Comprobación de la calidad y alineamiento de los soportes y estructuras, pernos de anclaje, tuercas y arandelas, etc.
- Verificación de la alineación, orientación, altura y nivelación de los equipos, teniendo en cuenta el entorno en el que se ubican.
- Comprobación de la instalación y estética general.

Corresponde al contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberá realizarse conforme a criterios de calidad reconocidos.

### **4.3 Estructuras de fijación de los módulos.**

Es responsabilidad del instalador la fijación de las estructuras de sujeción de los paneles a la cubierta de la nave, su cálculo e instalación.

### **4.4 Conexiones.**

Todas las conexiones de los conductores entre sí y con los aparatos y dispositivos se efectuarán mediante conectores con la protección IP adecuada al ambiente en el que se encuentren.

Los conductores desnudos, preparados para efectuar una conexión estarán limpios, carentes de toda materia que impida un buen contacto, y sin daños sobre el conductor a la hora de quitar el revestimiento del cable. En ningún caso será admitido un empalme por simple retorcimiento empleándose para ello fichas, petacas y demás dispositivos existentes en el mercado.

#### ***4.5 Protección del Medio Ambiente.***

En el proceso de instalación de los equipos se observarán, además de todas las normas ambientales aplicables, las medidas necesarias para la correcta gestión de los residuos generados, que serán por cuenta en su totalidad del contratista, debiendo declarar por escrito al Ayuntamiento todos los residuos peligrosos generados al finalizar los trabajos.

Se observarán todas las medidas preventivas necesarias para respetar el medio ambiente circundante al ámbito de actuación (flora, fauna, aguas, suelos, calidad del aire, etc.). En caso de observarse daños en fauna, flora, contaminación de suelo, aire o agua, o derroche de agua, será obligatorio restaurar el medio ambiente afectado, independientemente del expediente sancionador correspondiente al que hubiera lugar.

### ***Capítulo 5: Recepción y pruebas.***

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán Castellano.

Las pruebas a realizar por el instalador, serán, como mínimo, las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
- Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Entrega de la documentación.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.

## ***Capítulo 6: Mantenimiento.***

### ***6.1 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.***

Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años realizado por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora. Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual e incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes.

El Plan de mantenimiento preventivo debe incluir como mínimo los siguientes aspectos:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

El Plan de mantenimiento correctivo debe incluir todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil, incluyendo:

- La visita a la instalación cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación, en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento
- El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

### ***6.2 Mantenimiento a realizar por el propietario.***

Sin menoscabo de lo que indique el instalador autorizado, sería conveniente que como mínimo, el propietario realizase las siguientes de mantenimiento preventivo:

- Supervisión general: Comprobación general de que todo está funcionando correctamente. Para ello basta observar los indicadores de los inversores, con lo que se comprueba que el inversor recibe energía del campo solar y genera corriente alterna.
- Limpieza: Eliminación de hierbas, ramas, objetos o suciedad que proyecten sombras sobre las células fotovoltaicas.
- Verificación visual del campo fotovoltaico: Comprobación de eventuales problemas en las fijaciones de la estructura sobre el edificio, aflojamiento de tornillos, aparición de zonas de oxidación, etc.
- Verificación de las medidas: La verificación periódica de las cifras de electricidad generada nos permitirá detectar bajadas imprevistas de producción, que serían síntoma de un mal funcionamiento. La producción queda registrada en el contador de venta de electricidad que mensualmente hay que anotar para la emisión de la correspondiente factura. El balance mensual, aunque varía a lo largo del año, se mantiene en torno a un máximo y un mínimo que se debe conocer, por lo que se podrá detectar rápidamente una bajada no habitual de producción, lo cual podría indicar que se está produciendo un mal funcionamiento.

## ***Capítulo 7: Garantías.***

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años como mínimo, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años como mínimo, contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional. No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenderse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

### ***7.1 Plazos.***

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de 8 años. Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

## ***7.2 Condiciones económicas.***

La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra. Quedan incluidos los siguientes gastos:

- Tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.
- Mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

## ***7.3 Anulación de la garantía.***

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto en las caso de incumplimiento por parte del suministrador.

## ***7.4 Lugar y tiempo de la prestación.***

El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCIA. Trabajo fin de Master.  
Sistema fotovoltaico conectado a red en vivienda situada en la Sierra de Madrid.  
Autor: Juan Manuel Reifs Serrano

---

Madrid, Noviembre de 2009

Fdo: Juan Manuel Reifs Serrano

# **DOCUMENTO 6: ESTADO DE MEDICIONES**



**INDICE:**

Capítulo 1: Generador fotovoltaico e inversor. ....	2
1.1 Unidad constructiva 1: Generador fotovoltaico. ....	2
1.2 Unidad constructiva 2: Inversor. ....	2
Capítulo 2: Cuadros eléctricos. ....	3
2.1 Unidad constructiva 3: Cuadro de protección y medida. ....	3
2.2 Unidad constructiva 4: Cuadro de salida de corriente alterna. ....	4
Capítulo 3: Conductores y puesta a tierra. ....	4
3.1 Unidad constructiva 5: Línea de corriente continua. ....	4
3.2 Unidad constructiva 6: Línea de corriente alterna. ....	5
3.3 Unidad constructiva 7: Línea de puesta a tierra. ....	5

## ***Capítulo 1: Generador fotovoltaico e inversor.***

### ***1.1 Unidad constructiva 1: Generador fotovoltaico.***

UNIDAD DE OBRA	CANTIDAD
Estructura de acero galvanizado con marcado CE para soporte de 1 panel solar sobre superficie horizontal, con tratamiento contra inclemencias meteorológicas, fabricada según exigencias de la Unión Europea, instalada sobre la cubierta inclinada.	8
Módulo fotovoltaico monocristalino de alto rendimiento de clase II, grado de protección mínimo IP65 y 220 Wp de potencia, cualificado por el CIEMAT u otro laboratorio acreditado y conforme a las especificaciones UNE-EN 61215:1997, totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento según DB HE-5 del CTE.	8

### ***1.2 Unidad constructiva 2: Inversor.***

UNIDAD DE OBRA	CANTIDAD
Inversor de onda senoidal pura monofásico con marcado CE para instalación interior y en conexión a red, de 1850 W de potencia máxima de entrada y tensión de entrada de 139 a 320 Vcc, con leds indicadores de tensión, sobrecarga y temperatura, trabajando como fuente de corriente, autoconmutado, protección anti-isla, separación galvánica y vigilante de aislamiento, con seguidor del punto de máxima potencia conforme a las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética según DB HE-5 del CTE, totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.	1

## ***Capítulo 2: Cuadros eléctricos.***

### ***2.1 Unidad constructiva 3: Cuadro de protección y medida.***

UNIDAD DE OBRA	CANTIDAD
Caja general de protección y medida, equipada con bornes de conexión, bases unipolares previstas para colocar fusibles para protección de la línea general de alimentación, con una capacidad para 9 pequeños interruptores automáticos bipolares de 36mm de anchura, formada por una envolvente aislante, precintable y autoventilada, según UNE-EN 60439-1, grado de inflamabilidad según se indica en UNE-EN 60439-3, grado de protección IP 43 según UNE 20324 e IK 08 según UNE-EN 50102. Normalizada por la empresa suministradora y preparada para acometida subterránea. Incluso elementos de fijación y conexión con la conducción enterrada de puesta a tierra. Incluso elementos de fijación y conexión con las conducciones. Totalmente montada, conexionada y probada.	1
Fusible cerámico cilíndrico de calibre 10 A, monofásico y con un poder de corte de 6 kA. Incluida base para fusible con indicador de funcionamiento.	2
Interruptor general magnetotérmico de intensidad nominal 16 A, bipolar, de hasta 400V, poder de corte de 6 kA.	1
Descargador de sobretensiones clase B monofásico para corriente alterna, tensión máxima en régimen permanente de 255 V y corriente nominal de descarga 25 kA.	2

## ***2.2 Unidad constructiva 4: Cuadro de salida de corriente alterna.***

UNIDAD DE OBRA	CANTIDAD
Caja de distribución de superficie de material autoextinguible con un grado de protección IP40, con una capacidad para 9 pequeños interruptores automáticos bipolares de 36mm de anchura formada por una envolvente aislante y autoventilada. Incluso elementos de fijación y conexión con la conducción enterrada de puesta a tierra. Incluso elementos de fijación y conexión con las conducciones. Totalmente montada, conexionada y probada.	1
Interruptor magnetotérmico automático de corriente continua, de intensidad nominal 13 A, bipolar, de hasta 800V, con curva de disparo tipo C y poder de corte de 5 kA.	1
Descargador de sobretensiones clase C bipolar para corriente continua, tensión máxima en régimen permanente de 600 V y corriente nominal de descarga 20 kA.	1
Interruptor combinado magnetotérmico y diferencial de intensidad nominal 10 A, bipolar con sensibilidad de defecto 30 mA, curva de disparo tipo C y un poder de corte de 6 kA. Incluida unidad de reconexión automática.	1
Descargador de sobretensiones clase C monofásico para corriente alterna, tensión máxima en régimen permanente de 275 V y corriente nominal de descarga 15 kA.	2

## ***Capítulo 3: Conductores y puesta a tierra.***

### ***3.1 Unidad constructiva 5: Línea de corriente continua.***

UNIDAD DE OBRA	CANTIDAD
Metro lineal de cable flexible de cobre de 2x4mm <sup>2</sup> de sección y de tensión nominal 0.6/1kV, tipo RV-K, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Incluido montaje bajo tubo.	15
Metro lineal de tubo flexible de PVC diámetro nominal 72 mm <sup>2</sup> , características según UNE-EN 61386-22, grado de protección IP54, para canalización de superficie, no propagador de la llama y exento de halógenos norma UNE-EN-50267-2-2.	15

### ***3.2 Unidad constructiva 6: Línea de corriente alterna.***

UNIDAD DE OBRA	CANTIDAD
Metro lineal de cable flexible de cobre de 2x16mm <sup>2</sup> de sección y de tensión nominal 0.6/1kV, tipo RV-K, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Incluido montaje bajo tubo.	40
Metro lineal de tubo de PVC para canalización subterránea, diámetro nominal 72 mm <sup>2</sup> , curvable, no propagador de la llama, características según UNE-EN 50086-2-4.	40

### ***3.3 Unidad constructiva 7: Línea de puesta a tierra.***

UNIDAD DE OBRA	CANTIDAD
Metro lineal de cable flexible de cobre de 1x16mm <sup>2</sup> de sección y de tensión nominal 0.6/1kV, tipo RV-K, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Incluido montaje y conexionado.	80
Cable desnudo de cobre recocido de 1x35mm <sup>2</sup> de sección.	
Electrodo de pica de acero recubierto de cobre de diámetro 14 mm <sup>2</sup> y longitud 1.5 metros, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.	1
Taco y collarín para sujeción del electrodo, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Incluido montaje y conexionado.	1

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCIA. Trabajo fin de Master.  
Sistema fotovoltaico conectado a red en vivienda situada en la Sierra de Madrid.  
Autor: Juan Manuel Reifs Serrano

---

Madrid, Noviembre de 2009

Fdo: Juan Manuel Reifs Serrano

# **DOCUMENTO 7: PRESUPUESTOS**

## INDICE:

Capítulo 1: Presupuestos parciales .....	2
1.1 Generador fotovoltaico e inversor.....	2
1.1.1 Unidad constructiva 1: Generador fotovoltaico.....	2
1.1.2 Unidad constructiva 2: Inversor. ....	3
1.2 Cuadros eléctricos.....	3
1.2.1 Unidad constructiva 3: Cuadro de protección y medida.....	3
1.2.2 Unidad constructiva 4: Cuadro de salida de corriente alterna. ....	4
1.3 Conductores y puesta a tierra.....	5
1.3.1 Unidad constructiva 5: Línea de corriente continua.....	5
1.3.2 Unidad constructiva 6: Línea de corriente alterna.....	5
1.3.3 Unidad constructiva 7: Línea de puesta a tierra.....	6
Capítulo 2: Presupuesto general .....	6



## ***Capítulo 1: Presupuestos parciales***

### ***1.1 Generador fotovoltaico e inversor.***

#### ***1.1.1 Unidad constructiva 1: Generador fotovoltaico.***

UNIDAD DE OBRA	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Estructura de acero galvanizado con marcado CE para soporte de 1 panel solar sobre superficie horizontal, con tratamiento contra inclemencias meteorológicas, fabricada según exigencias de la Unión Europea, instalada sobre la cubierta inclinada.	8	146	1168
Módulo fotovoltaico monocristalino de alto rendimiento de clase II, grado de protección mínimo IP65 y 220 Wp de potencia, cualificado por el CIEMAT u otro laboratorio acreditado y conforme a las especificaciones UNE-EN 61215:1997, totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento según DB HE-5 del CTE.	8	1137.94	9103.52

Total unidad constructiva 1. Generador fotovoltaico: 10271.52 €

**1.1.2 Unidad constructiva 2: Inversor.**

UNIDAD DE OBRA	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Inversor de onda senoidal pura monofásico con marcado CE para instalación interior y en conexión a red, de 1850 W de potencia máxima de entrada y tensión de entrada de 139 a 320 Vcc, con leds indicadores de tensión, sobrecarga y temperatura, trabajando como fuente de corriente, autoconmutado, protección anti-isla, separación galvánica y vigilante de aislamiento, con seguidor del punto de máxima potencia conforme a las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica en Baja Tensión y Compatibilidad Electromagnética según DB HE-5 del CTE, totalmente instalado, comprobado y en correcto funcionamiento.	1	2236	2236

Total unidad constructiva 2. Inversor: 2236 €

**1.2 Cuadros eléctricos.**

**1.2.1 Unidad constructiva 3: Cuadro de protección y medida.**

UNIDAD DE OBRA	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Caja general de protección y medida, equipada con bornes de conexión, bases unipolares previstas para colocar fusibles para protección de la línea general de alimentación, con una capacidad para 9 pequeños interruptores automáticos bipolares de 36mm de anchura, formada por una envolvente aislante, precintable y autoventilada, según UNE-EN 60439-1, grado de inflamabilidad según se indica en UNE-EN 60439-3, grado de protección IP 43 según UNE 20324 e IK 08 según UNE-EN 50102. Normalizada por la empresa suministradora y preparada para acometida subterránea. Incluso elementos de fijación y conexión con la conducción enterrada de puesta a tierra. Incluso elementos de fijación y conexión con las conducciones. Totalmente montada, conexionada y probada.	1	97.5	97.5

Fusible cerámico cilíndrico de calibre 10 A, monofásico y con un poder de corte de 6 kA. Incluida base para fusible con indicador de funcionamiento.	2	12.25	24.5
Interruptor general magnetotérmico de intensidad nominal 16 A, bipolar, de hasta 400V, poder de corte de 6 kA.	1	36.15	36.15
Descargador de sobretensiones clase B monofasico para corriente alterna, tensión máxima en régimen permanente de 255 V y corriente nominal de descarga 25 kA.	2	27.25	54.5

Total unidad constructiva 3. Cuadro de protección y medida: 212.65 €

#### 1.2.2 Unidad constructiva 4: Cuadro de salida de corriente alterna.

UNIDAD DE OBRA	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Caja de distribución de superficie de material autoextinguible con un grado de protección IP40, con una capacidad para 9 pequeños interruptores automáticos bipolares de 36mm de anchura formada por una envolvente aislante y autoventilada. Incluso elementos de fijación y conexión con la conducción enterrada de puesta a tierra. Incluso elementos de fijación y conexión con las conducciones. Totalmente montada, conexiónada y probada.	1	75.5	75.5
Interruptor magnetotérmico automático de corriente continua, de intensidad nominal 13 A, bipolar, de hasta 800V, con curva de disparo tipo C y poder de corte de 5 kA.	1	25.35	25.35
Descargador de sobretensiones clase C bipolar para corriente continua, tensión máxima en régimen permanente de 600 V y corriente nominal de descarga 20 kA.	1	37.2	37.2
Interruptor combinado magnetotérmico y diferencial de intensidad nominal 10 A, bipolar con sensibilidad de defecto 30 mA, curva de disparo tipo C y un poder de corte de 6 kA. Incluida unidad de reconexión automática.	1	157.85	157.85
Descargador de sobretensiones clase C monofasico para corriente alterna, tensión máxima en régimen permanente de 275 V y corriente nominal de descarga 15 kA.	2	25.5	51

Total unidad constructiva 4. Cuadro de salida de corriente alterna: 346.9 €

### ***1.3 Conductores y puesta a tierra.***

#### ***1.3.1 Unidad constructiva 5: Línea de corriente continua.***

UNIDAD DE OBRA	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Metro lineal de cable flexible de cobre de 2x4mm <sup>2</sup> de sección y de tensión nominal 0.6/1kV, tipo RV-K, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Incluido montaje bajo tubo.	15	2.77	41.55
Metro lineal de tubo flexible de PVC diámetro nominal 72 mm <sup>2</sup> , características según UNE-EN 61386-22, grado de protección IP54, para canalización de superficie, no propagador de la llama y exento de halogenos norma UNE-EN-50267-2-2.	15	1.11	16.65

Total unidad constructiva 5. Línea de corriente continua: 58.2 €

#### ***1.3.2 Unidad constructiva 6: Línea de corriente alterna.***

UNIDAD DE OBRA	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Metro lineal de cable flexible de cobre de 2x16mm <sup>2</sup> de sección y de tensión nominal 0.6/1kV, tipo RV-K, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Incluido montaje bajo tubo.	40	4.25	170
Metro lineal de tubo de PVC para canalización subterránea, diámetro nominal 72 mm <sup>2</sup> , curvable, no propagador de la llama, características según UNE-EN 50086-2-4.	40	0.62	24.8

Total unidad constructiva 6. Línea de corriente alterna: 194.8 €

### 1.3.3 Unidad constructiva 7: Línea de puesta a tierra.

UNIDAD DE OBRA	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Metro lineal de cable flexible de cobre de 1x16mm <sup>2</sup> de sección y de tensión nominal 0.6/1kV, tipo RV-K, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Incluido montaje y conexionado.	80	3.08	246.4
Metro lineal de cable desnudo de cobre recocido de 1x35mm <sup>2</sup> de sección.	1	2.96	2.96
Electrodo de pica de acero recubierto de cobre de diámetro 14 mm <sup>2</sup> y longitud 1.5 metros, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.	1	9.88	9.88
Taco y collarín para sujeción del electrodo, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Incluido montaje y conexionado.	1	1.88	1.88

Total unidad constructiva 7. Línea de puesta a tierra: 261.12 €

## Capítulo 2: Presupuesto general

Unidad Constructiva	Descripción	Precio
1	Generador fotovoltaico	10.271,52 €
2	Inversor	2.236,00 €
3	Cuadro de protección y medida	212,65 €
4	Cuadro de salida de corriente alterna	346,90 €
5	Línea de corriente continua	58,20 €
6	Línea de corriente alterna	194,80 €
7	Línea de puesta a tierra	261,12 €
Total de presupuesto de ejecución material (P.E.M)		13.581,19 €
13% Gastos generales (G.G)		1.765,55 €
6% Benefio industrial (B.I.)		814,87 €
Presupuesto de ejecución por contrata (P.E.M + G.G + B.I.)		<b>16.161,62 €</b>

El presupuesto de ejecución por contrata asciende a dieciséis mil ciento sesenta y un euros con sesenta y dos céntimos.

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCIA. Trabajo fin de Master.  
Sistema fotovoltaico conectado a red en vivienda situada en la Sierra de Madrid.  
Autor: Juan Manuel Reifs Serrano

---

Madrid, Noviembre de 2009

Fdo: Juan Manuel Reifs Serrano

# **ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD**

## INDICE:

Capítulo 1: Objeto.....	2
Capítulo 2: Normas y referencias.....	2
2.1 Disposiciones legales aplicables.....	2
2.2 Condiciones para los medios de protección.....	3
Capítulo 3: Características de la instalación.....	3
3.1 Descripción de los procesos.....	3
3.2 Número máximo previsto de personal y duración estimada de los trabajos de instalación.....	4
Capítulo 4: Definición de los riesgos.....	4
4.1 Riesgos generales.....	4
4.2 Riesgos específicos.....	5
4.2.1 Albañilería y pintura.....	5
4.2.2 Transporte de materiales y equipos dentro de la obra.....	5
4.2.3 Montajes electromecánicos de equipos y de accesorios.....	5
4.2.4 Máquinas fijas, portátiles, herramientas y cuadros eléctricos.....	5
4.2.5 Medios de elevación y transporte.....	6
4.2.6 Andamios, plataformas y escaleras.....	6
4.2.7 Equipos de soldadura y corte.....	6
Capítulo 5: Medidas de protección y prevención.....	7
5.1 Medidas preventivas colectivas y de carácter general.....	7
5.2 Medidas preventivas personales.....	8



## ***Capítulo 1: Objeto.***

Este documento contiene el Estudio Básico de Seguridad y Salud, para la realización de los trabajos correspondientes a la conexión de una instalación de producción de energía eléctrica fotovoltaica de baja tensión, situada en el tejado de una vivienda en la urbanización Peña Hueca, en el término municipal de Navalafuente (Madrid).

## ***Capítulo 2: Normas y referencias.***

Como consecuencia de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales el Ministerio de la Presidencia ha aprobado el Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, publicado en el B.O.E. núm. 256 de 25 de Octubre de 1997.

Según el artículo 17 de este Real Decreto, es obligatoria la inclusión del Estudio de Seguridad y Salud o del Estudio Básico de Seguridad y Salud en el proyecto de obra para poder visar dicho proyecto y también para la expedición de la licencia municipal y de otras autorizaciones y trámites por parte de las diferentes Administraciones públicas.

La elaboración del Estudio de Seguridad y Salud será obligatorio en el caso de:

- a) presupuesto de ejecución para contrata igual o superior a 451.000 Euros.
- b) duración de la obra superior a 30 días laborables y presencia simultánea de más de 20 trabajadores en la obra.
- c) suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra superior a 500.
- d) obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

En el resto de proyectos de obras no incluidos en el apartado anterior, se tendrá que elaborar un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

El estudio básico deberá precisar las normas de seguridad y salud aplicables a la obra. A tal efecto, deberá contemplar la identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello; relación de los riesgos laborales que no puedan eliminarse conforme a lo señalado anteriormente, especificando las medidas preventivas y protecciones técnicas tendentes a controlar y reducir dichos riesgos y valorando su eficacia, en especial cuando se propongan medidas alternativas.

### ***2.1 Disposiciones legales aplicables.***

Serán de obligado cumplimiento las disposiciones que están dentro de las siguientes reglamentaciones:

- Ley 31/1.995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 485/1.997 de 14 de abril, sobre Señalización de Seguridad en el trabajo.
- Real Decreto 485/1.997 de 14 de abril, sobre Seguridad y Salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1.997 de 14 de abril, sobre Manipulación de cargas.
- Real Decreto 773/1.997 de 30 de mayo, sobre Utilización de Equipos de Protección Individual.
- Real Decreto 39/1.997 de 17 de enero, Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1215/1.997 de 18 de julio, sobre Utilización de Equipos de Trabajo.
- Real Decreto 1627/1.997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias

## ***2.2 Condiciones para los medios de protección.***

Todas las piezas de protección personal y los elementos de protección colectiva tendrán un período de vida útil. Una vez finalizado este elemento se sustituirá por otro nuevo.

Cuando por las circunstancias del trabajo se produzca un deterioro más rápido de lo previsto en una determinada pieza o equipo, será repuesto inmediatamente, será rehusado y sustituido inmediatamente.

Se sustituirán las piezas y los equipos que a causa del uso se hayan deformado y no tengan la forma que recomienda el fabricante.

El uso de una pieza o de un equipo de protección, nunca representará un riesgo en sí mismo.

## ***Capítulo 3: Características de la instalación.***

La obra objeto de este estudio son las instalaciones eléctricas, obras y montajes asociados para la instalación de un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red eléctrica de baja tensión.

### ***3.1 Descripción de los procesos.***

Por orden cronológico los procesos a realizar son los siguientes.

- Montaje de sistemas para asegurar la seguridad de las personas y las cosas.
- Montaje de estructura de soporte anclada a la cubierta existente.
- Montaje de los módulos fotovoltaicos.
- Instalación del inversor y tendido de líneas de corriente continua y corriente alterna.
- Conexiones de la puesta a tierra.
- Instalación del cuadro de protección y medida.

- Pruebas y puesta en marcha.

### ***3.2 Número máximo previsto de personal y duración estimada de los trabajos de instalación.***

La punta máxima de personal para las instalaciones eléctricas se prevé en 4 personas. La duración prevista para los trabajos es de 1 semana.

## ***Capítulo 4: Definición de los riesgos.***

Analizamos a continuación los riesgos previsibles inherentes a las actividades de ejecución previstas así como los derivados del uso de la maquinaria y medios auxiliares o de la manipulación de instalaciones, máquinas o herramientas eléctricas.

Analizaremos primero los riesgos generales, que puedan darse en cualquiera de las actividades, y seguiremos después con el análisis de los específicos de cada actividad, incluyendo los que puedan afectar a terceras personas ajenas a la obra.

### ***4.1 Riesgos generales.***

Son aquellos que afectan a todas las personas que trabajen en las actividades objeto de este Plan, independientemente de la actividad concreta que realicen.

Se prevé que puedan darse los siguientes:

- Caída de objetos, o componentes de la instalación sobre personas.
- Caída de personas a distinto nivel.
- Caída de personas al mismo nivel.
- Proyecciones de partículas a los ojos.
- Heridas, en manos o pies, por el manejo de materiales.
- Sobreesfuerzos.
- Golpes y cortes por el manejo de herramientas.
- Heridas por objetos punzantes o cortantes.
- Golpes contra objetos.
- Atrapamiento por objetos o maquinaria.
- Quemaduras por contactos térmicos.
- Exposición a descargas eléctricas.
- Atropellos o golpes por vehículos en movimiento.
- Polvo, ruido, etc.

## ***4.2 Riesgos específicos.***

Hacemos referencia a los riesgos propios de actividades concretas que afectan solo al personal que realiza trabajos en la misma. Este personal estará expuesto a los riesgos generales antes relacionados, más los específicos de su actividad.

### ***4.2.1 Albañilería y pintura.***

- Aumento de posibilidades de caídas de altura, de materiales o personas, a causa de la continua movilidad del trabajo.
- Intoxicación por inhalación de vapores tóxicos.
- Salpicaduras, principalmente a los ojos, de productos irritantes.
- Incendios de vapores combustibles.

### ***4.2.2 Transporte de materiales y equipos dentro de la obra.***

- Desprendimiento y caída de la carga.
- Golpes contra partes salientes de la carga.
- Atropellos de personas.
- Vuelcos.
- Choques contra otros vehículos o máquinas.

### ***4.2.3 Montajes electromecánicos de equipos y de accesorios.***

- Caída de materiales por mala ejecución de maniobras de elevación y acoplamiento de los mismos o fallo mecánico de los equipos.
- Caída de los materiales.
- Caída de personas desde escaleras de mano o estructuras.
- Contactos eléctricos directos e indirectos.
- Explosiones o incendios debido al uso de gases en trabajos con soplete.

### ***4.2.4 Máquinas fijas, portátiles, herramientas y cuadros eléctricos.***

- Contacto eléctrico directo.
- Contacto eléctrico indirecto.
- Cortes y erosiones.

- Enganches.
- Golpes o cortes por rebotes violentos de las herramientas.
- Quemaduras.
- Ambiente con polvo.
- Lesiones por uso inadecuado, o malas condiciones, de máquinas giratorias o de corte.
- Proyecciones de partículas

#### ***4.2.5 Medios de elevación y transporte.***

- Caída de la carga por deficiente anclaje.
- Golpes o aplastamientos por movimientos incontrolados de la carga.
- Vuelco de la grúa.
- Exceso de carga con la consiguiente rotura, o vuelco, del medio correspondiente.
- Fallo de elementos mecánicos o eléctricos.
- Caída de personas a distinto nivel durante las operaciones de movimiento de cargas.

#### ***4.2.6 Andamios, plataformas y escaleras.***

- Caídas de personas a distinto nivel.
- Vuelcos de andamios por fallos de la base o faltas de arriostramiento.
- Derrumbamiento de andamios por fallo de los soportes de sujeción.
- Vuelcos o deslizamiento de escaleras.
- Caída de materiales o herramientas desde el andamio.

#### ***4.2.7 Equipos de soldadura y corte***

- Incendios.
- Quemaduras.
- Explosión de botellas de gases.
- Proyecciones incandescentes.

## ***Capítulo 5: Medidas de protección y prevención.***

### ***5.1 Medidas preventivas colectivas y de carácter general.***

Se adoptaran las medidas preventivas propias de la obra, como son:

- Las generales de la obra a prevenir por el contratista constructor y las específicas del trabajo de instalación eléctrica prevista.
- Andamios metálicos.
- Redes: Se colocarán redes a lo largo de todo el tejado, de manera que se impida la caída de personas a distinto nivel.
- Líneas de vida: Se colocarán líneas de vida a las que todos los trabajadores deberán estar unidos en todo momento mientras trabajen sobre la cubierta.
- Escaleras de mano.
- Plataformas de trabajo
- Se tendrá un especial interés en el mantenimiento de las superficies de tránsito y evacuación de los escombros.
- El montaje de aparatos eléctricos siempre se realizará con personal especializado.
- La iluminación con luces portátiles se hará mediante portalámparas estanco con mango aislante y reja de protección de la bombilla, alimentado a 220 V.
- No se podrán establecer conexiones de conductores sin enchufes macho-hembra.
- Las escaleras de mano serán del tipo tijera, con zapatillas antideslizantes y cadena limitadora de la abertura.
- Se prohíbe expresamente la formación de andamios utilizando escaleras de mano.
- No se podrán utilizar escaleras de mano o andamios de capitel en lugares con riesgo de caídas desde una altura, si antes no se han instalado las redes o protecciones de seguridad correspondientes.
- Las herramientas a utilizar estarán protegidas con material aislante normalizado contra contactos con energía eléctrica.
- Se retiraran inmediatamente las herramientas con el aislamiento defectuoso, cambiándolas con otras en buen estado.
- Antes de conectar la instalación eléctrica se hará una revisión en profundidad de las conexiones de mecanismos, protecciones y uniones de todos los cuadros eléctricos y aparatos.
- Los cables eléctricos de alimentación tendrán aislamientos en un estado de conservación correcto. Si se hacen servir prolongaciones serán con conectores adecuados y nunca se empalmarán provisionalmente aunque se haga servir cinta aislante como protector.
- Las herramientas portátiles tendrán los siguientes sistemas de seguridad: doble aislamientos, toma de tierra de las masas (PTM) o utilización con transformador de seguridad o separación de circuitos.
- Se llevará ropa ajustada, no se llevará anillos o cadenas ni nada que conlleve la posibilidad de engancharse o pillarse.
- Teniendo en cuenta que la emisión de polvo es puntual, cuando se trabaje se llevarán caretas.
- Se dispondrá de un botiquín conteniendo el material especificado en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo, con los medios necesarios para efectuar las curas de

urgencia en caso de accidente, y estará a cargo de él una persona capacitada designada por la empresa constructora.

### ***5.2 Medidas preventivas personales.***

Se utilizarán las siguientes medidas de protección personal:

- Casco de polietileno homologado para utilizarlo dentro de la obra de forma permanente.
- Botas aislantes.
- Botas de seguridad.
- Guantes aislantes.
- Ropa de trabajo.
- Faja elástica para la sujeción de la cintura.
- Banqueta de maniobra aislante.
- Comprobadores de tensión.
- Herramientas aislantes.

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCIA. Trabajo fin de Master.  
Sistema fotovoltaico conectado a red en vivienda situada en la Sierra de Madrid.  
Autor: Juan Manuel Reifs Serrano

---

Madrid, Noviembre de 2009

Fdo: Juan Manuel Reifs Serrano



# **ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL**

**INDICE:**

Capítulo 1: Introducción.....	2
Capítulo 2: Impacto ambiental de la instalación.....	2
2.1 Impacto ambiental durante la fabricación.....	2
2.2 Impacto ambiental durante el funcionamiento.....	3
Capítulo 3: Emisiones evitadas por el uso del sistema fotovoltaico.....	3

## ***Capítulo 1: Introducción.***

Hoy en día es generalmente aceptado que el aumento de la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera es una de las principales causas del cambio climático y que este cambio puede tener un elevado impacto económico. Se estima que el CO<sub>2</sub> es el principal gas de efecto invernadero (60%-85% del impacto total), siendo los combustibles fósiles los principales causantes de su emisión.

Los líderes de los gobiernos integrantes del Consejo Europeo han decidido situar a la Unión Europea a la cabeza de la lucha contra el cambio climático, fijando para 2020 un objetivo firme de reducción de emisiones del 20% frente a las de 1990, que podría ser ampliado hasta el 30% en función de las acciones de otros países. Adicionalmente, se ha fijado el objetivo de incrementar la cuota de energías renovables desde el 7% actual, hasta el 20% en 2020.

España, al igual que el resto de países de la Unión Europea, ha asumido este compromiso de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Este compromiso, concretado en las directivas europeas 96/61/CE y 2003/87/CE ha sido adoptado por la Administración española en el Real Decreto 5/2004 y modificado por la Ley 1/2005 y desarrollado en numerosos Reales Decretos a posteriori. Actualmente, España está un 34% por encima del nivel de emisiones de gases de efecto invernadero necesarios para cumplir sus compromisos.

El sector eléctrico es, tras el del transporte, el mayor contribuyente a la emisión de gases de efecto invernadero en España, con un 29% del total de las emisiones en 2006. Adicionalmente, es el sector en el que, debido a la existencia de tecnologías alternativas, la reducción de emisiones es más sencilla.

## ***Capítulo 2: Impacto ambiental de la instalación.***

### ***2.1 Impacto ambiental durante la fabricación.***

La generación eléctrica con fuentes de energías renovables no emite CO<sub>2</sub> durante la fase de operación de las instalaciones de producción. No obstante, considerado todo el ciclo de vida del kilovatio hora de origen renovable, existen emisiones de CO<sub>2</sub> en las fases de fabricación, transporte o instalación de los equipos, por lo que el balance global es positivo aunque siempre inferior al de la generación eléctrica con fuentes convencionales.

El impacto principal se produce en las operaciones extractivas de las materias primas, ya que aunque la mayoría de las células fotovoltaicas se fabrican con silicio, material obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante en la naturaleza, es necesario transformarlo con consumo de energía hasta conseguir silicio de grado solar.

En la fase de uso las cargas ambientales son despreciables, y en la fase de eliminación, después de la vida útil, pueden establecerse vías claras de reutilización o retirada, aunque hasta el momento, dado el escaso volumen, esta poco estudiado.

En cuanto a la energía consumida en el proceso de fabricación, tenemos el dato de que en un tiempo de entre 2 y 5 años, los módulos fotovoltaicos devuelven la energía consumida en la fabricación, periodo muy inferior a la vida prevista para estos que es superior a los 20 años.

## ***2.2 Impacto ambiental durante el funcionamiento.***

El impacto visual es uno de los pocos inconvenientes que poseen este tipo de instalaciones. En este caso, el impacto visual se reduce al mínimo puesto que la instalación está situada en el tejado de la vivienda en una zona no visible desde el exterior.

El impacto acústico es el que podría provocar el inversor. Aunque ya de por si es muy pequeño, en nuestro caso lo vamos a considerar nulo, ya que para evitar molestias el inversor se ha situado en el interior.

De otros aspectos, como las emisiones o los residuos, está totalmente libre durante su funcionamiento.

## ***Capítulo 3: Emisiones evitadas por el uso del sistema fotovoltaico.***

Dejando a un lado los criterios económicos, las instalaciones solares fotovoltaicas se están implantando sobre todo por consideraciones ecológicas. El balance desde este punto de vista es totalmente favorable, tanto en reducción de emisiones, como en el balance energético.

Toda la energía generada con un sistema fotovoltaico equivale a un ahorro de energía generada con otras fuentes, con toda probabilidad con mayor grado de poder contaminante, lo que conlleva una reducción de emisiones.

Para calcular el ahorro de CO<sub>2</sub> que se obtiene gracias a la generación energía de un sistema fotovoltaico, podemos utilizar como referencia una central de Ciclo Combinado de gas para generación eléctrica, con un rendimiento del 54%, que emitirá 0.372 tCO<sub>2</sub> por cada MWh producido (Fuente: Plan de Energías Renovables en España 2005-2010).

En nuestro caso, para la cubierta solar fotovoltaica conectada a red y con una producción anual estimada 2421 kWh/año el ahorro total de CO<sub>2</sub> será de 900 kg anuales.

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCIA. Trabajo fin de Master.  
Sistema fotovoltaico conectado a red en vivienda situada en la Sierra de Madrid.  
Autor: Juan Manuel Reifs Serrano

---

Madrid, Noviembre de 2009

Fdo: Juan Manuel Reifs Serrano