



TÍTULO

**PROYECTO DE INSTALACIÓN DE SISTEMA FOTOVOLTAICO
CONECTADO A RED PARA AUTOCONSUMO EN VIVIENDA
UNIFAMILIAR
SITA EN JEREZ DE LOS CABALLEROS (BADAJOZ)**

AUTOR

Francisco C. Rangel Romero

Esta edición electrónica ha sido realizada en 2014

Director/Tutor	Mariano Sidrach de Cardona
Curso	Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica (2012/2013)
ISBN	978-84-7993-581-8
©	Francisco C. Rangel Romero
©	De esta edición: Universidad Internacional de Andalucía
Fecha documento	Noviembre de 2013



Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas

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 licenciadore (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.*

**MASTER OFICIAL EN TECNOLOGÍA DE SISTEMAS
DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**



**PROYECTO DE INSTALACIÓN DE
SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO
A RED PARA AUTOCONSUMO EN
VIVIENDA UNIFAMILAR**
**SITA EN JEREZ DE LOS CABALLEROS
(BADAJOZ)**

REDACTOR: FRANCISCO C. RANGEL ROMERO

TUTOR: MARIANO SIDRACH DE CARDONA

NOVIEMBRE DE 2013

DOCUMENTO N° 1
ÍNDICE DEL PROYECTO

INDICE

MEMORIA

1. Objeto y alcance
2. Antecedentes.
3. Situación y emplazamiento.
4. Normas y referencias.
 - 4.1 Disposiciones legales y normas aplicadas.
 - 4.2 Bibliografía.
 - 4.3 Programas de cálculo.
 - 4.4 Enlaces de interés.
5. Compañía suministradora y tensión de suministro.
6. Definiciones y abreviaturas.
7. Requisitos de diseño y análisis de soluciones.
 - 7.1 Documentación de partida.
 - 7.2 Requisitos establecidos por la normativa.
 - 7.3 Requisitos establecidos por el cliente.
 - 7.4 Requisitos impuestos por los usos e instalaciones existentes.
 - 7.5 Datos meteorológicos.
8. Descripción de los elementos.
 - 8.1 Módulo fotovoltaico.
 - 8.2 Inversor.
 - 8.3 Estructura de soporte.
 - 8.4 Generador fotovoltaico.
 - 8.5 Cableado.
 - 8.5.1 Cableado de corriente continua.
 - 8.5.2 Cableado de corriente alterna.
 - 8.6 Puesta a tierra.
 - 8.7 Protecciones.
 - 8.7.1. Protecciones de la red de corriente continua
 - 8.7.1.1. Protección de las personas en la red de continua.
 - 8.7.1.2. Fusible de protección de la red de continua
 - 8.7.1.3. Interruptor de general de corriente continua.
 - 8.7.1.4. Protección frente a sobretensiones en corriente continua.
 - 8.7.2. Protecciones en la red de corriente alterna.
 - 8.7.2.1. Interruptor diferencial y magnetotérmico
 - 8.7.2.2. Interruptor general de interconexión

- 8.7.2.3. Fusibles.
- 8.7.2.4 Protección frente a sobretensiones en corriente alterna.
- 8.8 Cuadros eléctricos.
 - 8.8.1 Cuadro de salida de corriente alterna.
 - 8.8.2 Cuadro de protección y medida.
- 9. Producción esperada .
- 10. Orden de prioridad de los documentos.
- 11. Conclusión.

ANEXO 1: CALCULOS

- 1. Generador Fotovoltaico.
 - 1.1 Calculo de la superficie disponible
 - 1.2 Generador e inversor.
 - 1.2.1 Elección de los componentes.
 - 1.2.2 Configuración del generador fotovoltaico.
- 2. Cableado.
 - 2.1 Cableado de corriente continua.
 - 2.2 Cableado de corriente alterna
 - 2.3 Cableado de puesta a tierra.
 - 2.4 Puesta a tierra.
- 3. Protecciones.
 - 3.1 Protecciones en la red de corriente continua.
 - 3.1.1 Interruptor general de continua.
 - 3.2 Protecciones en la red de corriente alterna.
 - 3.2.1 Interruptor diferencial y magnetotérmico de corriente alterna.
 - 3.2.2 Interruptor general de interconexión.
 - 3.2.3 Fusibles.
 - 3.2.4 Protección frente a sobretensiones.
 - 3.2.4.1 Protección frente a sobretensiones en corriente continua.
 - 3.2.4.2 Protección frente a sobretensiones en corriente alterna.
- 4. Estimación de la producción energética.
 - 4.1 Irradiación sobre superficie horizontal
 - 4.2 Irradiación sobre superficie inclinada
 - 4.3 Performance Ratio
 - 4.4 Cálculo de la producción esperada.

ANEXO 2: SIMULACION DEL FUNCIONAMIENTO

1. Introducción.
2. Simulación mediante el software de la base de datos PVGIS.
3. Simulación con CALENSOF 4.0.
4. Simulación mediante el software PVSYST

ANEXO 3: ESTUDIO ECONÓMICO DE LA INSTALACIÓN.

1. Objeto del estudio
2. Datos de partida.
3. Tabla de resultados
4. Conclusión.

ANEXO 4: DOCUMENTACION TECNICA

- Características del módulo A-245M.
- Características del inversor FRONIUS IG20
- Características de los cables
- Características de otros componentes

ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD

1. Objeto del estudio
2. Designación de los coordinadores en materia de seguridad y salud
3. Principios generales aplicables al proyecto y a la instalación
4. Características de la instalación.
 - 4.1. Descripción y situación
 - 4.2. Presupuesto, plazos de ejecución y mano de obra
 - 4.3. Unidades constructivas que componen la instalación
5. Riesgos
 - 5.1. Riesgos profesionales
 - 5.2. Riesgos de daños a terceros
 - 5.3. Otros riesgos
6. Planificación de la acción preventiva
 - 6.1. Prevención de riesgos profesionales
 - 6.1.1. Prevención de riesgos individuales.
 - 6.1.2. Prevención de riesgos colectivos.
 - 6.2. Normas generales de seguridad para el personal.
 - 6.3. Formación.
- 6.4. Medicina preventiva y primeros auxilios.

PLIEGO DE CONDICIONES

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

MEDICIONES Y PRESUPUESTO

PLANOS

- Plano 1: Situación y emplazamiento.
- Plano 2: Distribución general.
- Plano 3: Esquema eléctrico de la instalación.
- Plano 4: Puesta a tierra
- Plano 5: Estructura soporte de módulos

DOCUMENTO N° 2
MEMORIA

MEMORIA

1. Objeto y alcance
2. Antecedentes.
3. Situación y emplazamiento.
4. Normas y referencias.
 - 4.1 Disposiciones legales y normas aplicadas.
 - 4.2 Bibliografía.
 - 4.3 Programas de cálculo.
 - 4.4 Enlaces de interés.
5. Compañía suministradora y tensión de suministro.
6. Definiciones y abreviaturas.
7. Requisitos de diseño y análisis de soluciones.
 - 7.1 Documentación de partida.
 - 7.2 Requisitos establecidos por la normativa.
 - 7.3 Requisitos establecidos por el cliente.
 - 7.4 Requisitos impuestos por los usos e instalaciones existentes.
 - 7.5 Datos meteorológicos.
8. Descripción de los elementos.
 - 8.1 Módulo fotovoltaico.
 - 8.2 Inversor.
 - 8.3 Estructura de soporte.
 - 8.4 Generador fotovoltaico.
 - 8.5 Cableado.
 - 8.5.1 Cableado de corriente continua.
 - 8.5.2 Cableado de corriente alterna.
 - 8.6 Puesta a tierra.
 - 8.7 Protecciones.
 - 8.7.1. Protecciones de la red de corriente continua
 - 8.7.1.1. Protección de las personas en la red de continua.
 - 8.7.1.2. Fusible de protección de la red de continua
 - 8.7.1.3. Interruptor de general de corriente continua.
 - 8.7.1.4. Protección frente a sobretensiones en corriente continua.
 - 8.7.2. Protecciones en la red de corriente alterna.
 - 8.7.2.1. Interruptor diferencial y magnetotérmico
 - 8.7.2.2. Interruptor general de interconexión
 - 8.7.2.3. Fusibles.
 - 8.7.2.4 Protección frente a sobretensiones en corriente alterna.
 - 8.8 Cuadros eléctricos.
 - 8.8.1 Cuadro de salida de corriente alterna.
 - 8.8.2 Cuadro de protección y medida.
9. Producción esperada .
10. Orden de prioridad de los documentos.
11. Conclusión.

1. Objeto y alcance del proyecto.

Se redacta este proyecto como trabajo final del Master Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica, teniendo una finalidad académica.

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 el suroeste de Extremadura , en Jerez de los Caballeros , así como evaluar la viabilidad tanto técnica como económica de la instalación, pues esta vivienda dispone un consumo elevado de energía eléctrica , ya que dispone de calefacción por suelo radiante con bomba de calor.

Aunque el estudio no se centra en el consumo interior de la vivienda , si se tiene en cuenta para evaluar cuánta de la energía producida se consumiría en la propia instalación y que sobrante se inyectaría en la red.

Consta el presente proyecto de los siguientes documentos: Memoria, Anexo de Cálculo, Anexo de Simulación de Funcionamiento, Anexo de Estudio Económico, Anexo de Características Técnicas, Estudio Básico de Seguridad y Salud, Pliego de Condiciones , Mediciones y Presupuesto y Planos.

2. Antecedentes.

El titular del presente proyecto dispone de una vivienda unifamiliar en la localidad de Jerez de los Caballeros (Badajoz) . Disponiendo esta vivienda del sistema de calefacción por suelo radiante con bomba de calor aire-água , y refrigeración por splits de aire acondicionado aire/aire con un consumo anual de energía eléctrica para toda la vivienda alrededor de los 7500 kWh, y ante las constantes subidas de esta energía (más de un 60% en 10 años) y la sensibilización con el medio ambiente , se plantea la posibilidad de instalación de un sistema fotovoltaico conectado a red (en adelante SFCR) para decrementar en lo posible este consumo energético exterior y apostar por una energía renovable y limpia.

En los últimos años los avances tecnológicos y la reducción de los costos de los equipos que integran este sistema, han hecho que estos sistemas ganen popularidad y cada vez más personas estén interesadas en esta solución.

Esto contrasta con la reacción del Gobierno de España , para atajar el denominado “déficit tarifario” que se ha ido incrementando año a año, lo que ha desembocado en la reforma del sector eléctrico por medio del Real Decreto Ley 9/2013 de 12 de julio, y que por sorpresa ha castigado cruelmente estas instalaciones denominadas de autoconsumo , imponiéndoles el denominado “peaje de respaldo” lo que ha provocado un frenazo en seco de este tipo de instalaciones.

Se realiza este proyecto de instalación sin tener en cuenta en el estudio económico , el impacto de este peaje de respaldo en la instalación, pues carecemos en estos momentos de la ley que determina y cuantifica este nuevo peaje.

3. Situación y emplazamiento.

La vivienda en la cual se va a proyectar la instalación está situada en :

- Localidad: Jerez de los Caballeros.
- Latitud 38,3 Norte Longitud: 6,79 Oeste
- Provincia: Badajoz

4. Normas y referencias

4.1. Disposiciones legales y normas aplicadas.

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre. Regula los procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica en general (Titulo VIII).
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
- RD 1699/2011 de 18 de noviembre por el que se regula la conexión a la red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- RDL 1/2012, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para

nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

- RDL 9/2013 de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Normas particulares de la Cía. Suministradora (ENDESA)
- ANUNCIO de 11 de enero de 2013 por el que se da publicidad a la Circular de la Dirección General de Incentivos Agroindustriales y Energía de 20 de diciembre de 2012, por la que se aclara la normativa aplicable para la legalización de las instalaciones solares fotovoltaicas incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones conectadas a red del IDAE.

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,
- 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-Heinz and 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 Fotovoltaica a La Red (II). Hacia La Consolidación De Un Observatorio Fotovoltaico. *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 Fotovoltaica*. Mairena del Aljarafe (Sevilla): Progensa, 2001.
- LORENZO, E.; and HERNANDEZ, S. Viviendas Fotovoltaicas 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 Fotovoltaica 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 Fotovoltaica 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, 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 Fotovoltaicos. *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 Fotovoltaicos 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 Fotovoltaicos. *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.
- Apuntes y material del Master de Tecnología de los Sistemas de Energía Solar .

4.3. Programas de cálculo.

4.3.1. Calensof

CALENSOF 4.0. (Cálculo de Energía Solar Fotovoltaica) 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).

4.3.3. PVSYST

PVSYST es un software de pago que le permite estudiar y diseñar sistemas fotovoltaicos con precisión. El programa ofrece tres principales opciones de diseño.

La opción de diseño preliminar le permite evaluar instalaciones conectadas a la red , autónomas y sistemas de bombeo, y el uso de los valores mensuales para llevar a cabo una

rápida evaluación del rendimiento del sistema. Para cada proyecto se tiene que especificar la ubicación y el sistema que se utilizará. El programa incluye los valores predefinidos de lugares de diferentes partes del mundo, pero también se pueden introducir las coordenadas geográficas y la información meteorológica mensual de nuevas ubicaciones.

La opción de diseño de proyectos le permite crear el estudio y análisis de los sistemas tanto conectados a la red , como autónomos y de bombeo con todas las funciones y calcular con precisión el rendimiento del sistema utilizando datos detallados de simulación por hora . Se pueden utilizar diferentes variantes de simulación, incluyendo las pérdidas detalladas, y añadir componentes reales para hacer las evaluaciones económicas .

Tras la simulación del proyecto, puede generar informes y exportar información en el portapapeles .

La tercera y última opción es la opción Herramientas , que incluye las bases de datos de información meteorológica , los componentes y el análisis de los datos de medición real.

En las preferencias usted será capaz de cambiar las unidades de sistemas y modificar los valores de algunos parámetros ocultos para obtener resultados más precisos recomendado sólo para expertos

4.4. Enlaces de interés.

- www.abb.es (Empresa de material eléctrico).
- www.aemet.es (Agencia Estatal de Meteorología).
- www.agenex.net (Agencia Extremeña de la energía)
- www.agores.org (Portal de las Energías Renovables de la Unión Europea).
- <http://anpier.org/> (Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica)
- www.atersa.com (Empresa del sector de la energía solar).
- www.asif.org (Asociación de la Industria Fotovoltaica).
- www.cne.es (Comisión Nacional de la Energía).
- www.cener.com (Centro Nacional de Energías Renovables).
- www.censolar.es (Centro de Estudios de la Energía Solar, centro dedicado a la formación técnica en energía solar).
- www.energiasrenovables.ciemat.es/ (Portal de energías renovables del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas).
- www.energias-renovables.com (Revista digital de energías renovables).
- www.enervia.com (Revista digital de energías renovables).
- www.endesaonline.com (Empresa del sector eléctrico).
- <http://www.epia.org/> (Asociación de industrias europeas fotovoltaicas)

- www.fotovoltaica.com/retrato1.pdf a www.fotovoltaica.com/retrato13.pdf (Retratos de la conexión fotovoltaica a la red. Artículos acerca de temas variados relacionados con la energía solar fotovoltaica).
- www.idae.es (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía).
- www.iea.org (Internacional Energy Agency).
- www.ies.upm.es (Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid).
- www.itic.org (ITIC Information Technology Industry Council).
- www.ree.es (Red Eléctrica de España).
- www.renewableenergyaccess.com/rea/home (Revista digital de energías renovables).
- <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm> (Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)).
- http://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar/atlas_de_radiacion_24042012.pdf Atlas de radiación solar de Aemet.
- <http://www.eupvplatform.org> (Plataforma Tecnológica Europea de Energía Fotovoltaica)

5. Empresa suministradora de electricidad y tensión de suministro

La empresa suministradora en la zona es Endesa Distribución Eléctrica S.A. y la tensión de suministro 230V monofásica (Fase y neutro). La urbanización dónde se encuentra la vivienda dispone de una red de distribución nueva formada por un nuevo centro de transformación prefabricado y líneas subterráneas de baja tensión distribuidas en varios circuitos de 150 mm² de sección en aluminio.

6. Definiciones y abreviaturas.

6.1. Definiciones.

- *Irradiancia*: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo. Se mide en kW/m².
- *Irradiación*: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en kWh/m².
- *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 (SFCR)*: 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 W/m².
 - Distribución espectral AM 1,5 G.
 - Temperatura de célula 25 °C.
 - Potencia pico: potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

6.2. Abreviaturas.

- $\beta_{VMOD,OC}$ = Coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico (mV·°C⁻¹).
- ΔV (**adim**) = caída de tensión permisible, en tanto por uno.
- $\eta_{INV,M}$ (**adim**) = Eficiencia máxima del inversor.
- η_{STC} (**adim**) = Eficiencia de conversión de la célula solar en condiciones estándar de medida.
- ϕ (**grados sexagesimales**) = latitud local.
- σ (**m·Ω⁻¹·mm⁻²**) = Conductividad.
- $\cos \phi$ (**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⁻²)** = Irradiancia incidente.
- **G_{STC} (Wm⁻²)** = Irradiancia en condiciones estándar (1000 Wm⁻²).
- **Gda(0) (kWh/m²·día)** = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal.
- **Gda(α,β) (kWh/m²·día)** = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre la superficie del generador.

- $I_{INV,AC}$ (A) = Intensidad nominal a la salida del inversor.
- $I_{INV,M,DC}$ (A) = Intensidad máxima a la entrada del inversor.
- $I_{,M}$ (A) = Corriente del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- $I_{MOD,M,STC}$ (A) = Corriente del punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico para condiciones estándar de medida.
- $I_{MOD,SC}$ (A) = Corriente del módulo fotovoltaico en cortocircuito para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- $I_{MOD,SC,STC}$ (A) = Corriente del módulo fotovoltaico en cortocircuito para condiciones estándar de medida.
- L_{AC} (m) = Longitud simple de cable en alterna.
- L_{princ} (m) = Longitud simple de cable principal en continua.
- L_{rama} (m) = Longitud simple de cable de rama.
- N (adim) = Número total de módulos integrantes del generador fotovoltaico.
- N_{cp} (adim) = Número de células en paralelo del módulo fotovoltaico.
- N_{cs} (adim) = Número de células en serie del módulo fotovoltaico.
- N_{mp} (adim) = Número de módulos en paralelo del generador fotovoltaico.
- N_{ms} (adim) = Número de módulos en serie del generador fotovoltaico.
- $P_{GFV,M}$ (W) = Potencia del generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- $P_{GFV,M,STC}$ (Wp) = Potencia máxima del generador fotovoltaico en condiciones estándar de medida o potencia nominal del generador fotovoltaico.
- $P_{INV,AC}$ (W) = Potencia de salida nominal del inversor.
- $P_{INV,DC}$ (W) = Potencia de entrada nominal del inversor.
- $P_{MOD,M}$ (W) = Potencia máxima del módulo fotovoltaico para unas condiciones de trabajo cualesquiera.
- $P_{MOD,M,STC}$ (Wp) = Potencia máxima del módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida o potencia nominal del módulo fotovoltaico.
- PR (adim.) = Rendimiento del sistema.
- T_a (°C) = Temperatura ambiente.
- T_c (°C) = Temperatura de la célula solar.
- $V_{INV,AC}$ (V) = Tensión nominal a la salida del inversor.
- $V_{INV,M}$ (V) = Tensión máxima a la entrada del inversor.
- $V_{INV,m,MPP}$ (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.

7. Requisitos de diseño y análisis de soluciones.

7.1 Documentación de partida.

La documentación que tenemos está constituida por el proyecto inicial de la vivienda cuyo año de construcción es del 2006. Como se ha mencionado anteriormente la vivienda se encuentra ubicada en el suroeste de la provincia de Badajoz. La vivienda está formada por semisótano, planta baja, planta primera y planta cubierta y azotea.

La fachada sur de la vivienda se muestra en la siguiente figura:



Y vista desde el lateral que da al oeste se puede comprobar que carece de sombras:



7.2 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 (ENDESA) para las instalaciones de autoconsumo que quieran conectarse a su red de baja tensión..

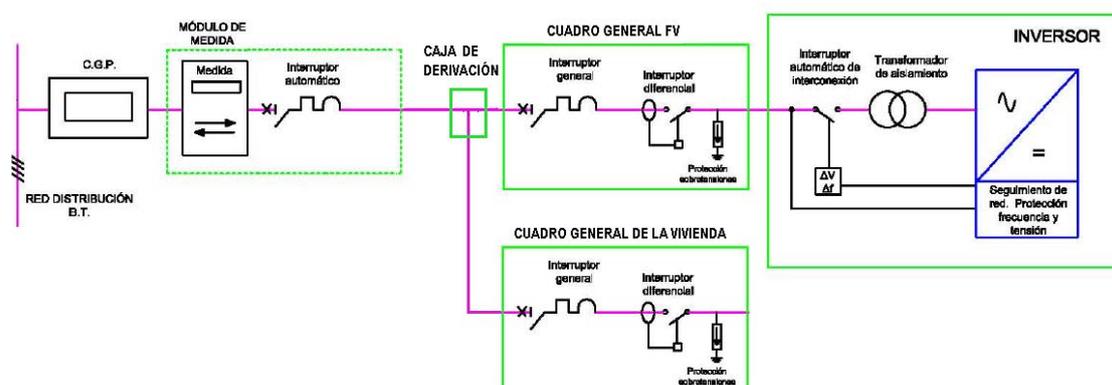


Figura . Esquema de conexión a la red de distribución de B.T.

7.3 Requisitos establecidos por el cliente.

La propiedad de la vivienda nos ha impuesto una serie de requisitos que nos condicionan el diseño del proyecto y que se detallan a continuación:

- La instalación se colocará de manera que el impacto visual sea lo menor posible Si se desea utilizar el tejado para el generador.

- No se ocupará la azotea ni el castillete para la ocupación por los paneles.
- La instalación de inversor se realizará en el semisótano.
- La propiedad que en el momento de su construcción preveía la posibilidad de conexión de un generador fotovoltaico, dejó la comunicación física por conducto entre la planta cubierta y el semisótano, además de un armario de medida doble y caja general de protección.
- · Componentes empleados: Todos los componentes empleados serán de empresas de reconocido prestigio y que ofrezcan servicio técnico en España.
- Los módulos de silicio cristalino.
-

7.4 Requisitos impuestos por los usos e instalaciones existentes.

Debido a la disponibilidad que tenemos de superficie para paneles en la fachada sur , sin utilizar la azotea, tenemos una limitación en el número de módulos a emplear, pues esta condición va a ser la restrictiva.

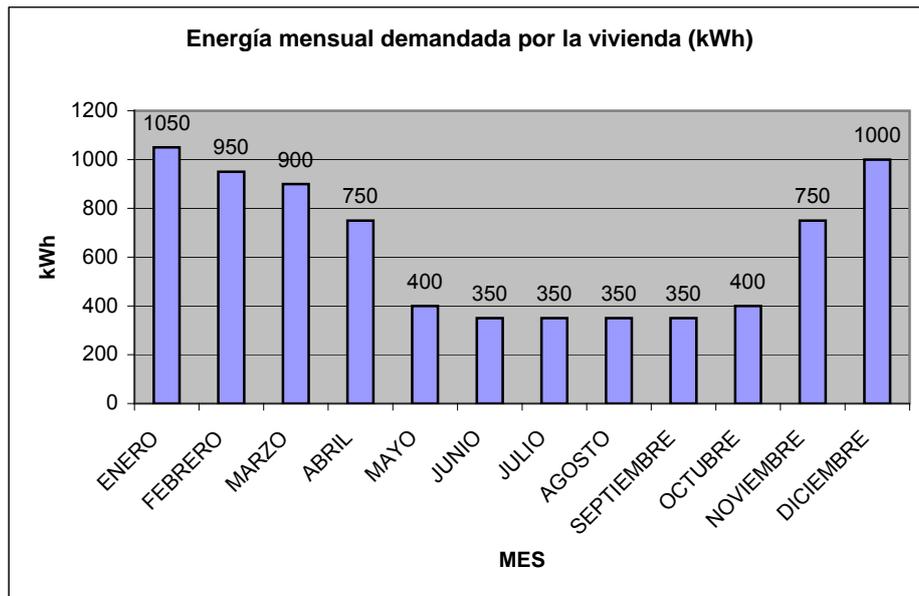
Al plano de los paneles se puede dar una inclinación máxima de 19°, para que no sobresalga por la azotea, además la orientación de la fachada es exactamente de un acimur de – 5° (Oeste). La pérdida de productividad con respecto al ángulo de inclinación óptimo para esta latitud y longitud y acimut de 0° es practicamente un 0,7%.

Se dispone en la planta semisótano de un trastero para la ubicación del inversor , de la caja general DC y la Caja General AC.

El contador de venta de energía se instalará en el armario existente junto al contador de consumo existente y que se encuentra al otro lado de la pared donde se ubica el inversor y el Cuadro General de Alterna.

Por otro lado , puesto que la finalidad de la instalación es para autoconsumo , se procurará que la potencia del generador no supere la energía consumida por la vivienda pues , no sabemos en un futuro , como quedará la venta de excedente a la red.

El consumo eléctrico por meses de la vivienda se indica a continuación:



Como vemos el consumo anual de la vivienda es de 7600 kWh, pero existe mucha desigualdad entre los meses. Estos es debido al uso de la calefacción por suelo radiante mediante bomba de calor aire-agua.

7.5 Datos meteorológicos.

La climatología del emplazamiento (Jerez de los Caballeros) es muy similar a la de Badajoz capital. Los datos de Irradiación sobre superficie horizontal y sobre la superficie inclinada se han obtenido de la página de datos de radiación solar de la Junta de Extremadura, que dispone de estación meteorológica en Jerez



Los datos de radiación sobre superficie horizontal son los siguientes:

Radiación Global (kWh/m²)

Mes	Media
1 (Enero)	69.5
2 (Febrero)	91.1
3 (Marzo)	135.5
4 (Abril)	164.1
5 (Mayo)	204.4
6 (Junio)	237.8
7 (Julio)	243.4
8 (Agosto)	213.8
9 (Septiembre)	158.1
10 (Octubre)	107
11 (Noviembre)	74.4
12 (Diciembre)	57.4

Y sobre superficie inclinada :

Radiación Global (kWh/m²)

[Generar gráfico]

Mes	Media
1 (Enero)	90.1
2 (Febrero)	113.8
3 (Marzo)	155.7
4 (Abril)	175.5
5 (Mayo)	207.5
6 (Junio)	235.3
7 (Julio)	243.7
8 (Agosto)	226.1
9 (Septiembre)	178.6
10 (Octubre)	127.9
11 (Noviembre)	94.4
12 (Diciembre)	73.5

8.Descripción de los elementos.

8.1 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.

El módulo solar propuesto es el modelo A-245MN del fabricante ATERSA. 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.

+Ultra
nueva gama

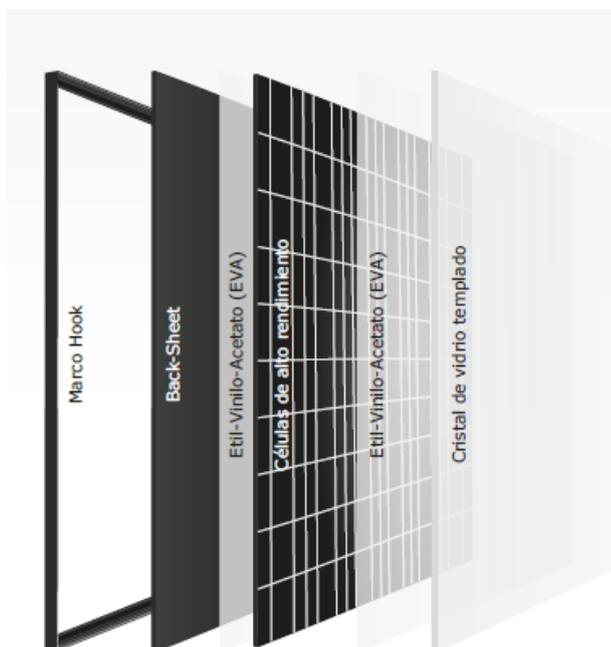
Módulo fotovoltaico
A-245M MN TN / A-250M MN TN / A-255M MN TN

- +UltraTolerancia positiva**
Positiva 0/+5 Wp
- +UltraCalidad**
Anti Hot-Spot
- +UltraGarantía**
10 años de garantía de producto
- +UltraFiabilidad**
En el mercado desde 1979
- +UltraResistencia**
Cristal templado de 4 mm
- +UltraTES**
Verificación eléctrica célula a célula

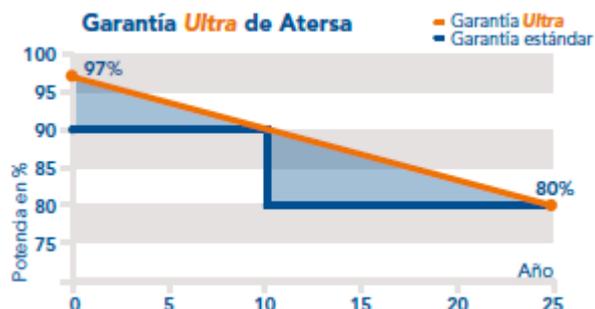
ICIM FACTORY INSPECTION | made in SPAIN | TES Verified

Sistema único en el mercado, patentado por Atersea.

La composición del panel por capas se indica en la siguiente figura:



Presentan una vida útil de 25 años con una pérdida de potencia que indica en el siguiente gráfico:



Las características fundamentales del módulo A245MN, son las siguientes:

- **Parámetros Eléctricos**
 - o Potencia máxima (Pmax) 245 Wp
 - o Tensión en circuito abierto (Voc) 37,48 V
 - o Tensión en el punto de máxima potencia (Vpmp) 30,13 V
 - o Corriente de cortocircuito (Isc) 8,69 A
 - o Corriente en el punto de máxima potencia (Ipmp) 8,14 A
 - o Eficiencia (%) 15,04%
 - o Tolerancia de potencia (%Pmax) $\pm 3\%$
- **Parámetros de temperatura**
 - o Tonc 47 °C +/- 2 °C
 - o Variación de Isc 0,03%/°C
 - o Variación de Voc -0,34 %/°C
 - o Variación de Pmax -0,43 %/°C
- **Parámetros dimensionales**
 - o Dimensiones 1645 x 990 x 40 mm
 - o Peso 21,5 Kg

Todas las características técnicas del mismo se indican en el documento adjunto en el anexo de características técnicas.

8.2 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 IG 20 Indoor del fabricante Fronius, que está especialmente indicado para las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red.

FRONIUS IG Inversor fotovoltaico

Datos técnicos

- + Pantalla informativa para vigilar todas las funciones del sistema.
- + Instalación fácil y rápida.
- + Máxima fiabilidad en el modo de trabajo.
- + La tecnología de transformadores de alta frecuencia (HF) ofrece el máximo rendimiento en el mínimo espacio.
- + El proceso inteligente del Module-Manager™ optimiza las ganancias.
- + Aumento en la producción de energía en el área de carga parcial gracias al concepto MIX™.
- + Visualización y monitorización fiable y sencilla a través de los diversos componentes del sistema FRONIUS IG DatCom.





POWERING YOUR FUTURE

Entre algunas características del IG 20 nos encontramos :

DATOS TÉCNICOS	FRONIUS IG 15	20	30	40	60
Gama de tensión MPP	150 - 400 V	150 - 400 V	150 - 400 V	150 - 400 V	150 - 400 V
Tensión máx. de entrada (a 1000 W/m ² ; -10°C)	500 V	500 V	500 V	500 V	500 V
Potencia del generador fotovoltaico	1300 - 2000 Wp	1800 - 2700 Wp	2500 - 3600 Wp	3500 - 5500 Wp	4600 - 6700 Wp
Potencia nominal de salida	1300 W	1800 W	2500 W	3500 W	5000 W
Potencia máx. de salida	1500 W	2000 W	2650 W	4100 W	5000 W
Rendimiento máx.	94,2 %	94,3 %	94,3 %	94,3 %	94,3 %
Rendimiento Euro	91,4 %	92,3 %	92,7 %	93,5 %	93,5 %
Tensión de red / frecuencia	230 V / 50 Hz				
Dimensiones (l x a x h)	366 x 344 x 220 mm (500 x 435 x 225 mm) 610 x 344 x 220 mm (733 x 435 x 225 mm)				
Peso	9 Kg (12 Kg)		16 Kg (20 Kg)		
Refrigeración	ventilación forzada regulada				
Variantes de la carcasa	carcasa interior de diseño; carcasa exterior opcional				
Gama de temperatura ambiente	-20 50 °C				

Las características del mismo se detallan en el anexo de características técnicas.

8.3 Estructura de soporte.

La cubierta sobre la que se va a realizar la instalación es una cubierta de reciente construcción y con capacidad para soportar los esfuerzos a los que se verá sometidos por esta nueva instalación. La estructura soporte se realizará a medida sobre esta esta cubierta con las dimensiones indicadas en planos y con perfiles L de 50 mm de lado de aluminio, que irán anclados en parte inferior a la cubierta de tejas y en la parte posterior a la pared de la azotea. La estructura estará

atornillada con tornillos de M8x30 de acero inoxidable . Su alto grado de resistencia a la corrosión garantiza una larga vida útil y permite su total reciclaje.

8.4 Generador fotovoltaico.

El generador fotovoltaico se ha dimensionado en función de las necesidades energéticas de la vivienda y teniendo en cuenta la superficie disponible según las especificaciones facilitadas por la propiedad de la vivienda.

La composición del generador fotovoltaico es la siguiente :

- Número total de módulos fotovoltaicos: 8
- Número de modulos en serie: 8
- Número de ramas en paralelo: 1
- Disposición: 2 filas de 4 módulos.
- Inclinación 19°
- Acimut -5° (Oeste)
- Potencia máxima (Pmax) 1960 Wp
- Tensión en circuito abierto (Voc) 299,84 V
- Tensión en el punto de máxima potencia (Vpmp) 241,04 V
- Corriente de cortocircuito (Isc) 8,69 A
- Corriente en el punto de máxima potencia (Ipmp) 8,14 A
- Sin pérdidas por sombras por obstáculos o edificios más altos.

8.5 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 cables de cobre multiconductores que estarán aislados con polietileno reticulado XLPE y cubierta tipo libre de halógenos .



CARACTERÍSTICAS CABLE



- Norma constructiva: UNE 21123-4.
- Temperatura de servicio (instalación fija): -40 °C, +90 °C. (Cable termoestable).
- Tensión nominal de servicio: 0,6/1 kV.
- Ensayo de tensión en c.a. durante 5 minutos: 3500 V.

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 50265-2-1 ; IEC 60332-1 ; NFC 32070-C2.
- No propagación del incendio: UNE EN 50266-2-4; IEC 60332-3; NFC 32070-C1.
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1 ; IEC 60754-1 ; BS 6425-1.
- Reducida emisión de gases tóxicos: NES 713 ; NFC 20454 ; It ≤ 1,5.
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 50268 ; IEC 61034 - 1,2.
- Muy baja emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-3 ; IEC 60754-2 ; NFC 20453 ; BS 6425-2 ; pH ≥ 4,3 ; C ≤ 10 μS/mm.

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico recocido.
Flexibilidad: Flexible, clase 5, según UNE 21022.
Temperatura máxima en el conductor: 90 °C en servicio permanente, 250 °C en cortocircuito.

AISLAMIENTO

Material: Mezcla de polietileno reticulado (XLPE), tipo DIX3.
Colores: Amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro; según UNE 21089-1.
 (Ver tabla de colores según número de conductores).

CUBIERTA

Material: Mezcla especial cero halógenos, tipo AFUMEX Z1.
Color: Verde, con franja de color identificativa de la sección y que permite escribir sobre la misma para identificar circuitos (ver colores en página siguiente).



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 20.123-4. 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 1 % y un 0,5 % 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.

El diámetro de los tubos se determina en función de la ITC-BT-21 .Las uniones de los tubos rígidos serán roscadas o embutidas, de modo que no puedan separarse los extremos.

8.5.1 Cableado de corriente continua.

El cableado de continua discurrirá una parte sobre el tejado a la intemperie y fijado al muro y otra parte en el interior de tubo empotrado en pared aislante y llegará hasta el inversor situado dentro del trastero en el semisótano. Por ser a la intemperie tendremos en cuenta que tiene que ser protegido contra los rayos ultravioleta y que puede alcanzar altas temperaturas.

Este cable será según los cálculos indicados en el Anexo de Cálculos de 1x4mm² para la interconexión de módulos con la Caja de Protección DC, y de 3x4 para la interconexión con la Caja General DC e inversor.

8.5.2 Cableado de corriente alterna.

El trazado de la línea de alterna se realizará lo mas corto y rectilíneo posible . Este cable irá bajo tubo superficie hasta llegar a la parte trasera del módulo de contador en el momento en el que atravesará la pared para llegar al habitáculo del módulo. Aplicando los criterios de diseño, la sección mínima a emplear sería 6 mm² por lo que utilizaremos cable de 2x6 mm².

8.6 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 y a los de corriente alterna.

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 mm².

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 arquetas situadas en el garaje del semisótano tal y como se indican en planos adjuntos dejando al menos tres metros de distancia entre las distintas picas . Esta, es una zona húmeda con terreno tipo caliza con una resistividad de 300 Ohmios·m.

En principio se colocará dos picas verticales , según los cálculos realizados en el Anexo de Cálculos, que serán de dos metros de longitud y de acero recubierto de cobre de 14 mm², unida por un metro de cable de cobre de 35 mm² de sección también enterrado. Si durante la ejecución de la obra y al realizar la medida de la tierra se diese una resistencia a tierra superior a 80 Ohmios , se tendría que aumentar el número de picas manteniendo una distancia entre ellas de al menos 3 metros.

8.7 Protecciones.

8.7.1 Protección de la red de continúa.

8.7.1.1 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 carcasas 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 carcasa 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. Esto unido al conexionado del generador en conexión flotante con las masas a tierra nos protege ante contactos indirectos.

8.7.1.2 Fusibles de protección en el lado de continúa.

Pondremos protección por fusibles tipo gR en la caja de conexión DC del generador, que se situará en la azotea y al lado del generador fotovoltaico para proteger el cableado de corriente continúa hasta el inversor.

Seleccionaremos fusibles de 16A /1000 VDC que se deberán instalar en las dos polaridades del generador fotovoltaico.

8.7.1.3 Interruptor de general de corriente continua.

En la parte de corriente continua tenemos un interruptor general de continua en un cuadro de superficie instalada al lado del inversor (Cuadro General DC) en el que además se integrarán los protectores de sobretensión de corriente continúa. Lo utilizaremos para poder realizar cortes en carga de la línea con toda seguridad y sin tener que manipular ningún conductor activo.

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.

El interruptor general de continua elegido y justificado en el anexo de cálculos será el modelo ABB S802PV-S13 cuyos valores nominales serían 800 V y 13 A y un poder máximo de corte de 5000 A.

8.7.1.4 Protección contra sobretensiones en la red de corriente continua.

Instalaremos dispositivos para la protección contra sobretensiones en el Cuadro General DC. Los descargadores que debemos emplear son los de clase C (clase 2) diseñados para hacer frente a formas de onda 8/20 μ 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 (como nuestro caso) y no menos de 20 kA en instalaciones con protección externa.

En nuestro caso seleccionaremos el descargador OVR PV 15-800 PU 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 : 800 V
- I_N : 15 kA.

8.7.2 Protecciones en la red de corriente alterna.

Las protecciones que hay que incorporar en la red de alterna de conexión del inversor deben , por un lado, **proteger internamente** a la propia instalación (equipos y personas), y por otro deben **proteger la red externa** de distribución a la que se conectan, impidiendo la aparición de averías en dicha red y no disminuir sus condiciones de seguridad.

Respecto a la protección interna de la red de baja tensión de corriente alterna (sobretensiones; sobrecargas y/o sobreintensidades; contactos directos e indirectos), el análisis y diseño es el mismo que el de cualquier instalación y es un tema muy conocido, experimentado, y con normas muy definidas y recogidas en el Reglamento de Baja Tensión. Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (≤ 100 kW), también fija en su artículo 14 estas protecciones y relaciona los elementos de maniobra y protección que se deben incluir en la red de baja tensión. En el apartado 7.2 de esta memoria se indica el esquema a utilizar en la instalación.

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.

8.7.2.1 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 instalará 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.

8.7.2.2 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 Endesa Distribución fijan un valor mínimo de 6 kA.

Debe ser capaz de soportar la intensidad máxima que pueda circular por él en condiciones nominales y que dependerán en mayor medida del grado de electrificación de la vivienda (en nuestro caso 9,2 kW) . Este interruptor automático actuará como interruptor frontera y será de acceso reservado a la compañía, En nuestro caso no será menor de 40A (Interruptor General de corte de la vivienda) y siempre inferior a la intensidad máxima admisible por el cable . En nuestro caso tenemos un cable de 2x10 mm² que tiene una intensidad máxima admisible según la tabla de la norma UNE 20.460 es de 50A .

8.7.2.3 Fusibles.

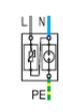
El punto de conexión de la instalación fotovoltaica a la red de distribución se establecerá en una Caja General de Protección (existente) exclusivamente destinada a tal fin, que cumplirá con las Normas de la Cía Distribuidora. Dicha C.G.P. irá equipada con fusibles de protección cuya intensidad nominal 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 50 A.

Emplearemos dos fusibles gG 22 x 58 de In 50 A y Vn 230 V AC de DF electric.

8.7.2.4 Protección frente a sobretensiones en corriente alterna.

Se utilizarán descargadores para protección frente a sobretensiones procedentes de la red eléctrica.

Para el esquema de distribución TT, esquema utilizado en España, los descargadores de protección se deben instalar entre las fases y el neutro y además entre el neutro y el conductor de protección (conductor que conecta con la puesta a tierra de la instalación). Elegiremos la serie ABB OVR T2 1N 15 275P cuyas características son:

Número de polos	Corriente limpi (10/350) kA	Corriente de seguimiento de tensión If, kArms	Corriente de protección nominal Up, kV	Nivel de tensión nominal Un, V	Tensión nominal en operación Uc, V	Tensión máx. continua Tipo	Bbn 3660308	Cód. tarifa	EAN	Peso Emblaje	kg	pc.
Tipo 2 (enchufable)												
TT (1 Ph+N)												
1+N	15/70 ⁽¹⁾	5/30 ⁽¹⁾	1.0/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾	OVR T2 1N 15 275 P	2CTB803952R1200		513106	0.22	1	
1+N	40/70 ⁽¹⁾	20/30 ⁽¹⁾	1.4/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾	OVR T2 1N 40 275 P	2CTB803952R1100		513250	0.27	1	
1+N	40/70 ⁽¹⁾	20/30 ⁽¹⁾	1.4/1.4	230	275/255	OVR T2 1N 40 275s P	2CTB803952R0800		513090	0.27	1	
1+N	40/70 ⁽¹⁾	20/30 ⁽¹⁾	1.4/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾	OVR T2 1N 40 275 P TS	2CTB803952R0500		514387	0.27	1	
1+N	40/70 ⁽¹⁾	20/30 ⁽¹⁾	1.4/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾	OVR T2 1N 40 275s P TS⁽²⁾	2CTB803952R0200		513076	0.27	1	
1+N	70/70 ⁽¹⁾	30/30 ⁽¹⁾	1.5/1.4	230	275/255	OVR T2 1N 70 275 s P	2CTB803952R0700		513083	0.27	1	
1+N	70/70 ⁽¹⁾	30/30 ⁽¹⁾	1.5/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾	OVR T2 1N 70 275s P TS⁽²⁾	2CTB803952R0100		513069	0.27	1	

8.8 Cuadros eléctricos.

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

8.8.1 Cuadro General de Corriente Continua (CGDC).

Será un cuadro tipo superficie con capacidad necesaria para la ubicar los siguientes elementos:

- Interruptor General de continua
- Los descargadores de sobretensiones de corriente continua.

Se instalará al lado izquierdo del inversor

8.8.2 Cuadro General de salida de Corriente Alterna (CGAC).

Será un cuadro tipo superficie con capacidad necesaria para la ubicar los siguientes elementos:

- Interruptor Magnetotérmico de 2 polos 10A

- Interruptor diferencial de 2x25A/30 mA
- Los descargadores de sobretensiones de corriente alterna.

Se instalará al lado derecho del inversor

8.8.3 Módulo de medida y caja general de protección.

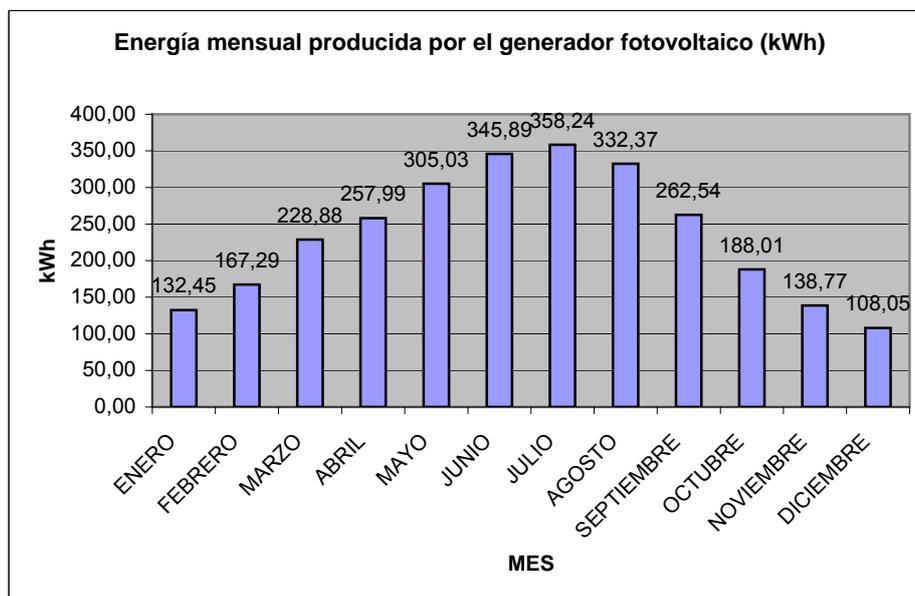
Estos dos elementos ya se encuentran instalados y no se hace necesario su instalación.

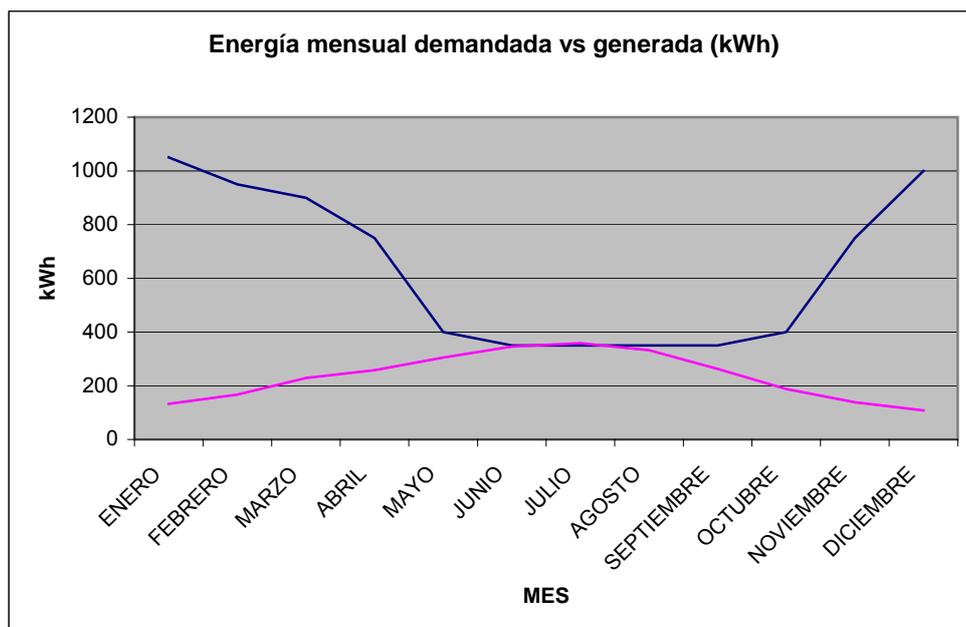
9. Producción esperada .

La producción esperada por la instalación se indica en el anexo de cálculos , así como se realiza la simulación de la instalación con diversos programas en el Anexo de Simulación

	Radiac. Global (kWh/m2)	Potencia Gfv (kW)	PR (Performance Ratio)	Energía FV producida
ENERO	90,1	1,96	0,75	132,45
FEBRERO	113,8	1,96	0,75	167,29
MARZO	155,7	1,96	0,75	228,88
ABRIL	175,5	1,96	0,75	257,99
MAYO	207,5	1,96	0,75	305,03
JUNIO	235,3	1,96	0,75	345,89
JULIO	243,7	1,96	0,75	358,24
AGOSTO	226,1	1,96	0,75	332,37
SEPTIEMBRE	178,6	1,96	0,75	262,54
OCTUBRE	127,9	1,96	0,75	188,01
NOVIEMBRE	94,4	1,96	0,75	138,77
DICIEMBRE	73,5	1,96	0,75	108,05
TOTAL				2825,49 kWh/año

En los gráficos siguiente podemos ver esta producción y su comparación con la energía demandada por la vivienda:





	Radiac. Global (kWh/m2)	Potencia Gfv (kWp)	PR (Performance Ratio)	Energía FV producida	Energía demanda (kWh)	Balace de energías Generada - Demandada
ENERO	90,1	1,96	0,75	132,45	1050	-917,6
FEBRERO	113,8	1,96	0,75	167,29	950	-782,7
MARZO	155,7	1,96	0,75	228,88	900	-671,1
ABRIL	175,5	1,96	0,75	257,99	750	-492,0
MAYO	207,5	1,96	0,75	305,03	400	-95,0
JUNIO	235,3	1,96	0,75	345,89	350	-4,1
JULIO	243,7	1,96	0,75	358,24	350	8,2
AGOSTO	226,1	1,96	0,75	332,37	350	-17,6
SEPTIEMBRE	178,6	1,96	0,75	262,54	350	-87,5
OCTUBRE	127,9	1,96	0,75	188,01	400	-212,0
NOVIEMBRE	94,4	1,96	0,75	138,77	750	-611,2
DICIEMBRE	73,5	1,96	0,75	108,05	1000	-892,0
TOTAL				2825,49	7600	-4765,1

10. 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.

11. Conclusión.

En los apartados anteriores se describe de una forma lo más detallada posible la instalación proyectada, no obstante esta memoria se acompaña de los demás documentos del proyecto , lo cual puede servir como base para su posterior ejecución

En Jerez de los Caballeros, noviembre de 2013

Fdo. Francisco Carlos Rangel Romero

DOCUMENTO N° 3
ANEXO I: CÁLCULOS DE LA
INSTALACIÓN

ANEXO 1: CALCULOS DE LA INSTALACIÓN

1: Generador Fotovoltaico.

1.1 Calculo de la superficie disponible

1.2 Generador e inversor.

1.2.1 Elección de los componentes.

1.2.2 Configuración del generador fotovoltaico.

1.2.3. Elección del sistema de conexión del generador .

2: Cableado.

2.1 Cableado de corriente continua.

2.2 Cableado de corriente alterna

2.3 Cableado de puesta a tierra.

2.4 Puesta a tierra.

3: Protecciones.

3.1 Protecciones en la red de corriente continua.

3.1.1 Protección contra sobrecargas.

3.1.2 Interruptor general de continua.

3.1.3 Protección frente a sobretensiones en corriente continua.

3.2 Protecciones en la red de corriente alterna.

3.2.1 Interruptor diferencial y magnetotérmico de corriente alterna.

3.2.2 Interruptor general de interconexión.

3.2.3 Caja General de Protección.

3.2.4 Protección frente a sobretensiones en corriente alterna.

4: Estimación de la producción energética.

4.1 Irradiación sobre superficie horizontal y sobre la superficie inclinada

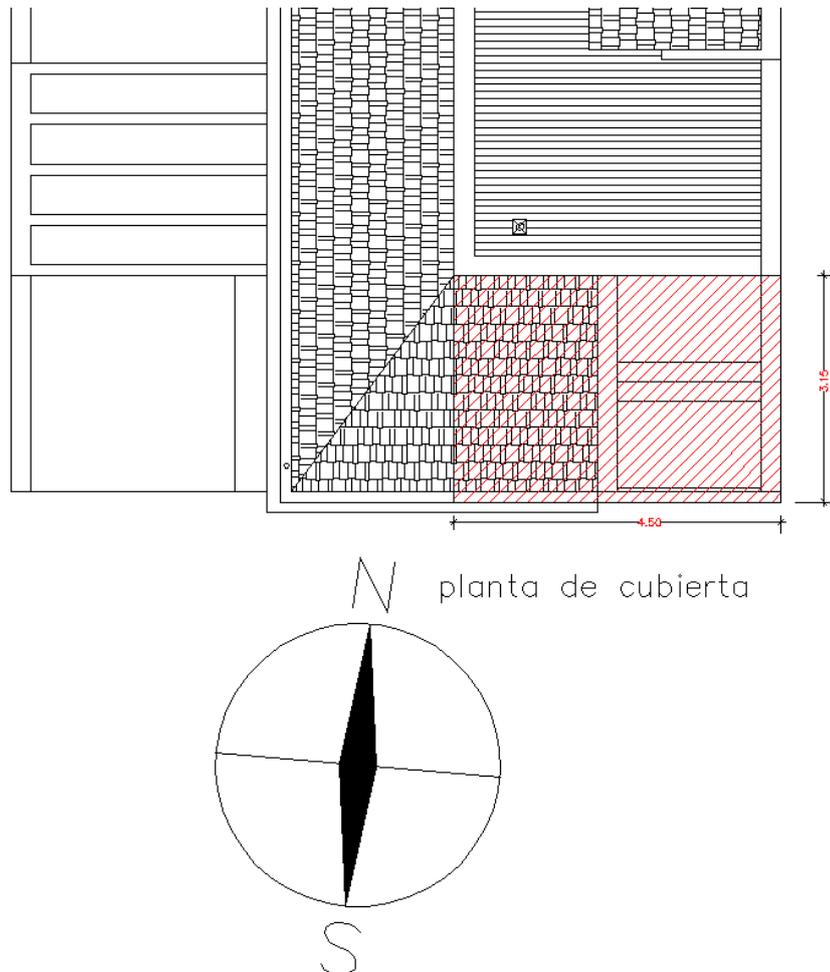
4.2 Performance Ratio

4.3 Cálculo de la producción esperada.

1. Generador Fotovoltaico.

1.1. Superficie disponible .

Una de las principales limitaciones que nos vamos a encontrar en la instalación va a ser la superficie disponible para la ubicación de paneles . Para utilizar la fachada sur de la vivienda la superficie disponible es la que se indica en la figura:



La superficie disponible para que la orientación y la integración arquitectónica sean adecuadas es de 14,175 m² , aunque aprovechando que la placas solares tendrán una inclinación de 19° la superficie será un poco mayor.

1.2. Generador e Inversor .

1.2.1 Elección de componentes.

Para la instalación se va a usar los **módulos fotovoltaicos A-245M** de Atersa, con distribución en cualquier almacén de material eléctrico y cuyas características son :

Características eléctricas (STC: 1kW/m ² , 25°C±2°C y AM 1,5)*			
	A-245M	A-250M	A-255M
Potencia Nominal (0/+5 W)	245 W	250 W	255 W
Eficiencia del módulo	15,04%	15,35%	15,66%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,14 A	8,24 A	8,34 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	30,13 V	30,35 V	30,57 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,69 A	8,79 A	8,89 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	37,48 V	37,62 V	37,76 V
Parámetros térmicos			
Coeficiente de Temperatura de Isc (α)	0,03% /°C		
Coeficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,34% /°C		
Coeficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C		
Características físicas			
Dimensiones (mm ± 2 mm)	1645x990x40		
Peso (kg)	21,5		
Área (m ²)	1,63		
Tipo de célula	Monocristalina 156x156 mm (6 pulgadas)		
Células en serie	60 (6x10)		
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 4 mm		
Marco	Aleación de aluminio pintado en poliéster		
Caja de conexiones / Opcional	QUAD IP54 / QUAD IP65		
Cables	H+S Radox Solar 4 mm ²		
Conectores	H+S Radox Solar		
Rango de funcionamiento			
Temperatura	-40°C a +85°C		
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V / CLASS II		
Carga Máxima Viento / Nieve	2400 Pa (130 km/h) / 5400 Pa (551 kg/m ²)		
Máxima Corriente Inversa (IR)	15,1 A		
*Especificaciones eléctricas medidas en STC. NOCT: 47±2°C. Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).			

Para elegir el número de módulos y teniendo en cuenta la superficie disponible vamos a elegir un inversor Fronius IG 20, cuyas características son las siguientes:

Datos técnicos

Tipo de inversor		IG15	IG20	IG30
Potencia del generador	(Wp)	1300 ... 2000	1800 ... 2700	2500 ... 3600
Gama de tensión MPP	(V)	150 ... 400	150 ... 400	150 ... 400
Tensión máxima de entrada	(V)	500	500	500
Corriente máxima de entrada	(A)	10,75	14,34	19
Potencia máxima CC	(W)	1630	2170	2880
Potencia máxima CA	(W)	1500	2000	2650
Potencia nominal CA	(W)	1300	1800	2500
Rendimiento máximo	(%)	94,2	94,3	94,3
Distorsión armónica no lineal	(%)	< 3	< 3	< 3
Pantalla LCD estándar		ja	ja	ja
Peso	(kg)	9	9	9
		12	12	12
Conectores MC	(kit)	1	2	2
Tensión de red	(V)		196 ... 253	
Frecuencia	(Hz)		48 ... 52	
Consumo nocturno propio	(W)		0,15	
Ambiental de temperatura	(°C)		-20 ... 50	
Humedad relativa del aire	(%)		0 ... 95	
Carcasa			IP21 (IP45 opcional)	
Dimensiones (l x a x h)	(mm)		366 x 344 x 220 (Indoor)	
			500 x 435 x 225 (Outdoor)	

1.2.2 Configuración del generador.

El número de módulos en serie debe estar comprendido entre :

$$\text{máx}(N_{rama,s}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC}(T_c=-10^\circ\text{C})} \right]$$

$$\text{mín}(N_{rama,s}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,M}(T_c=70^\circ\text{C})} \right] + 1$$

Al proporcionar las hojas de características del módulo el coeficiente $\beta V_{MOD,OC}$ ($\beta V_{MOD,OC}$ no se proporciona en $\% \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$, sino en $\text{V} \cdot ^\circ\text{C}^{-1}$)

$$V_{MOD,OC}(T_c=-10^\circ\text{C}) = V_{MOD,OC,STC} - 35^\circ \beta V_{MOD,OC} = \mathbf{41,94V}$$

$$V_{MOD,M}(T_c=70^\circ\text{C}) \approx V_{MOD,M,STC} + 45^\circ \beta V_{MOD,OC} = \mathbf{24,39 V}$$

En consecuencia:

$$\text{máx}(N_{rama,s}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,M}}{V_{MOD,OC}(T_c = -10^\circ\text{C})} \right] = \text{Int} \left[\frac{500}{41,94} \right] = 11$$

$$\text{mín}(N_{rama,s}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,M}(T_c = 70^\circ\text{C})} \right] + 1 = \text{Int} \left[\frac{150}{24,39} \right] + 1 = 7$$

Vamos a elegir un número par, que mejor se adapte a la superficie disponible .
 Luego elegiremos 8 módulos en serie y con una única rama en paralelo.

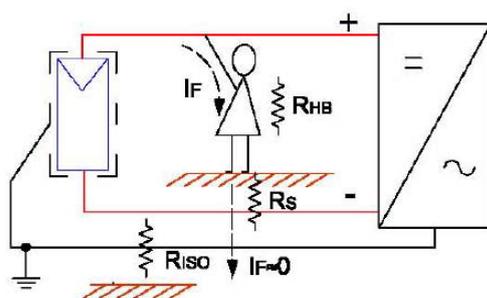
Ahora vamos a comprobar que la intensidad que le llega al inversor es menor que la nominal, para ello:

$$N_{mp} I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC} \Rightarrow 8,69 \leq 14,34 \text{ A}$$

1.2.3 Elección del sistema de conexión del generador .

El esquema de conexión elegido es el denominado generador flotante y masas a tierra, por considerarse el más seguro.

La ventaja de sistema flotante, frente al otro posible (generador y masas puesto a tierra en el mismo electrodo), es que en el sistema flotante, en caso de que se produjera un contacto directo, la corriente de defecto que circularía por la persona sería despreciable, al ser elevada la resistencia de aislamiento, valor que oscila de kilohmios a Megaohmios , en función del tamaño y estado de envejecimiento de la instalación. Por otro lado para el riesgo por contactos indirectos se hace necesario dos defectos francos en la instalación, pues unicamente con el primero tendríamos referenciado un polo.



Generador flotante

Figura : Contacto directo en un generador fotovoltaico.

2. Cálculo del 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.

Por esta razón vamos a considerar una caída de tensión máxima en la parte de continua del 1 % y un 0,5 % 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 con aislamiento XLPE puede alcanzar los 90 grados, siendo para esta temperatura su conductividad de 44.

Para el tipo de instalación del cableado se utilizará cables multiconductores en el interior de tubos empotrados en paredes aislantes para el cableado de continúa y cables multiconductores en el interior de tubos de superficie para el cableado de corriente alterna.

Para este caso las intensidades máximas admisibles para los cables vienen indicadas en la tabla de la norma UNE 20.460-5-523 a la que hace referencia la ITC-BT 19 del Reglamento y que se muestran a continuación:

Tabla 1. Intensidades admisibles (A) al aire 40 °C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes											
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ¹⁾				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre ²⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ³⁾					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾					3x PVC				3x XLPE o EPR ¹⁾		
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁶⁾							3x PVC ¹⁾			3x XLPE o EPR	
		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		150				236	260	278	310	338	363	404	525
	185				268	297	317	354	386	415	464	601	
	240				315	350	374	419	455	490	552	711	
	300				360	404	423	484	524	565	640	821	

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:

$$I_{max} = 1.25 \times I_{MOD,SC,SCT} = 1.25 \times 8.69 = 10.86 \text{ A.}$$

De la tabla anterior de la norma UNE 20.460-5-523, para una instalación con conductores multiconductores en el interior de tubos en paredes aislantes (montaje A2) obtenemos que nos valdría con 1.5 mm² pues soporta unos 15A.

Ahora veremos la sección necesaria por el criterio de caída de tensión. Dado que sólo tenemos una rama, la longitud del cableado de continua será la distancia desde el módulo más alejado hasta el inversor (situado en la planta semisótano), que en este caso será de 25 metros

(considerando distancia entre módulos y recorrido real del cable). Tal y como comentamos antes vamos a aplicar una caída de tensión máxima de un 1% en el lado de corriente continua, luego aplicando la fórmula:

$$S_{m,rama} = \frac{2 \cdot L_{rama} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{rama} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma} = (2 \cdot 25 \cdot 8,14 / 0,01 \cdot 8 \cdot 30,13 \cdot 44) = 3,84 \text{ mm}^2$$

Luego seleccionaremos un cable de sección de 3x4 mm² en cobre que según la tabla anterior soporta una intensidad máxima admisible de 27A.

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 mm² para conductores de cobre y a 16 mm² para los de aluminio.

Por el criterio de intensidad máxima admisible , la intensidad máxima a la salida del inversor seleccionado es de 8,69A (2000W/230V). luego la I_{max} será = 1,25x8,69 = 10,86 A , que nos valdría una sección de 1,5 mm² por la tabla anterior.

Por el criterio de caída de tensión , aplicaremos la fórmula:

$$S_{m,AC} = \frac{2 \cdot L_{AC} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos \varphi}{\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 2 \text{ metros} \cdot 8,69 \text{ A} \cdot 1}{0,005 \cdot 230 \text{ V} \cdot 44} = 0,687 \text{ mm}^2$$

Tomando como valores longitud 2 metros, intensidad de salida del inversor 8,69A , conductividad del cobre a 90° de 44 y caída de tensión máxima del 0,5 % no da un valor de 0,687 mm². Luego la sección nos valdría con 1,5 mm², pero se elegirá una sección de **6 mm²** , según lo indicado en el primer párrafo.

2.3 Cableado de puesta a tierra.

Según 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 menores de 16 mm² será igual a la sección de fase. Esto implica que utilizaremos un cable de 4 mm², en el tramo de corriente continua y de 6 mm² en el tramo de corriente alterna.

2.4 Puesta a tierra.

El electrodo se dimensionará de forma que su resistencia de tierra, en cualquier circunstancia previsible, no sea superior al valor especificado para ella, en cada caso.

Este 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 de un electrodo depende de sus dimensiones, de su forma y de la resistividad del terreno en el que se establece. Esta resistividad varía frecuentemente de un punto a otro del terreno, y varía también con la profundidad.

Según lo indicado la resistencia a tierra en ambientes húmedos (como nuestro caso, pues tenemos los módulos fotovoltaicos a la intemperie) máxima será:

$$R_t = 24 / 0,03 = 80 \text{ Ohmios}$$

La puesta a tierra de la instalación estará formada por dos picas de cobre de 2 metros de longitud en hilera enterradas a una profundidad de 0,5 metros (método UNESA para cálculos de tierra $K_r=0.201$) Teniendo un tipo de terreno de calizas blandas con resistividad de 300 Ohmios por metro, la resistencia a tierra calculada será de :

$$R_t = K_r \cdot \rho (\Omega) = 0,201 \cdot 300 = 60,3 \text{ Ohmios } (\Omega)$$

A esta resistencia le tendríamos que sumar la resistencia propia del cable de protección y que será para una sección de 4 mm² y longitud más desfavorable de 30 metros de:

$$R = 0,0228 \cdot 30 / 4 = 0,171 \text{ Ohmios } (\Omega)$$

Por lo que la resistencia total a tierra será de :

$$R_T = 60,3 + 0,171 = 60,471 \text{ Ohmios } (\Omega) < 80 \Omega$$

3 Protecciones .

3.1 Protecciones de la red de corriente continua.

3.1.1 Protección contra sobrecargas.

Pondremos protección por fusibles tipo gR en la caja de conexión DC del generador, que se situará en la azotea y al lado del generador fotovoltaico para proteger el cableado de corriente continua hasta el inversor. Para elegir estos fusibles debemos saber la intensidad máxima en el generador y calcular la intensidad nominal del fusible según la expresión:

$$I_n \text{ fusible} \geq 1,25 I_{sc} = 8,69 \text{ A} \times 1,25 = 10,86 \text{ A}$$

Por otro lado deben soportar una tensión máxima de circuito abierto que se pueda dar en la instalación y que vendrá dada por la expresión:

$$V_{GFV,OC}(T_c = -10 \text{ }^\circ\text{C}) = V_{OC(-10^\circ)} \times N_s = 41,94 \times 8 = 335,52 \text{ V}$$

Seleccionaremos fusibles de 16A /1000 VDC que se deberán instalar en las dos polaridades del generador fotovoltaico.

PROTECCIÓN FUSIBLE



Las bases fusibles para DC han sido diseñadas para trabajar en elevadas tensiones hasta 1000VDC.

Los fusibles ultrarrápidos de rango completo (gR) para uso en corriente continua aseguran la protección contra las sobrecargas y cortacircuitos.

Conforme a las normas

- IEC 60269-2
- IEC 60269 -4
- IEC 60947- 3

Fusibles

	dimensiones	In	referencia	precio
	Talla 10 x 38 mm 	6	30F6GR	18,65
		10	30F10GR	18,65
		12	30F12GR	consultar
		16	30F16GR	18,65
		20	30F20GR	18,65
	Talla 22 x 127 mm 	40	PTF40GR	consultar
		50	PTF50GR	consultar

3.1.2 Interruptor general de corriente 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. Estos cálculos están realizados en el apartado anterior dando como resultado **10,86 A** y **335,52 V**.

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.

3.1.3 Protección contra sobretensiones en la red de corriente continua.

Ya que la distancia entre los paneles y el inversor es tan pequeña 20 m, 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 μs , 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 (como nuestro caso) y no menos de 20 kA en instalaciones con protección externa.

En nuestro caso seleccionaremos el descargador OVR PV 15-800 PU 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 : 800 V
- I_N : 15 kA.

3.2 Protecciones de la red de corriente alterna.

Las protecciones que hay que incorporar en la red de alterna de conexión del inversor deben , por un lado, **proteger internamente** a la propia instalación (equipos y personas), y por otro deben **proteger la red externa** de distribución a la que se conectan, impidiendo la aparición de averías en dicha red y no disminuir sus condiciones de seguridad.

Respecto a la protección interna de la red de baja tensión de corriente alterna (sobretensiones; sobrecargas y/o sobreintensidades; contactos directos e indirectos), el análisis y diseño es el mismo que el de cualquier instalación y es un tema muy conocido, experimentado, y con normas muy definidas y recogidas en el Reglamento de Baja Tensión. Real Decreto

1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia (≤ 100 kw), también fija en su artículo 14 estas protecciones y relaciona los elementos de maniobra y protección que se deben incluir en la red de baja tensión. En la figura siguiente se indica un esquema del mismo:

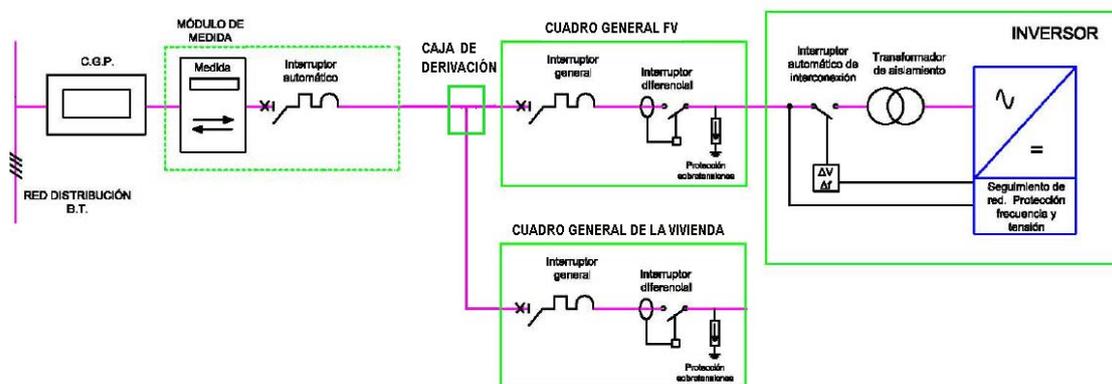


Figura . Esquema de conexión a la red de distribución de B.T.

3.2.1 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.

El magnetotérmico a instalar deben satisfacer las dos condiciones siguientes:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad I_2 \leq 1,45 I_Z$$

Siendo:

- 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

Con respecto al interruptor automático emplearemos uno bipolar de 10 A, siendo lo usual escoger una curva C de disparo magnético. Las normas de Sevillana-Endesa fijan un valor mínimo de 6 kA.

Así mismo se instalará 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.

3.2.2 Interruptor general de interconexión.

Situado en el módulo de medida , debe ser capaz de soportar la intensidad máxima que pueda circular por él en condiciones nominales y que dependerán en mayor medida del grado de electrificación de la vivienda (en nuestro caso 9,2 kW) . Este interruptor automático actuará como interruptor frontera y será de acceso reservado a la compañía, En nuestro caso no será menor de 40A (Interruptor General de corte de la vivienda) y siempre inferior a la intensidad máxima admisible por el cable . En nuestro caso tenemos un cable de 2x10 mm² que tiene una intensidad máxima admisible según la tabla de la norma UNE 20.460 es de 50A .

3.2.3 Caja general de protección (CGP).

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 tendrán la misma consideración que el interruptor general de interconexión.

3.2.4 Protección de la sobretensiones en la red de corriente alterna.

Se utilizarán desacargadores para protección frente a sobretensiones procedentes de la red eléctrica.

Para el esquema de distribución TT, esquema utilizado en España, los descargadores de protección se deben instalar entre las fases y el neutro y además entre el neutro y el conductor de protección (conductor que conecta con la puesta a tierra de la instalación). Elegiremos la serie ABB OVR T2 1N 15 275P cuyas características son:

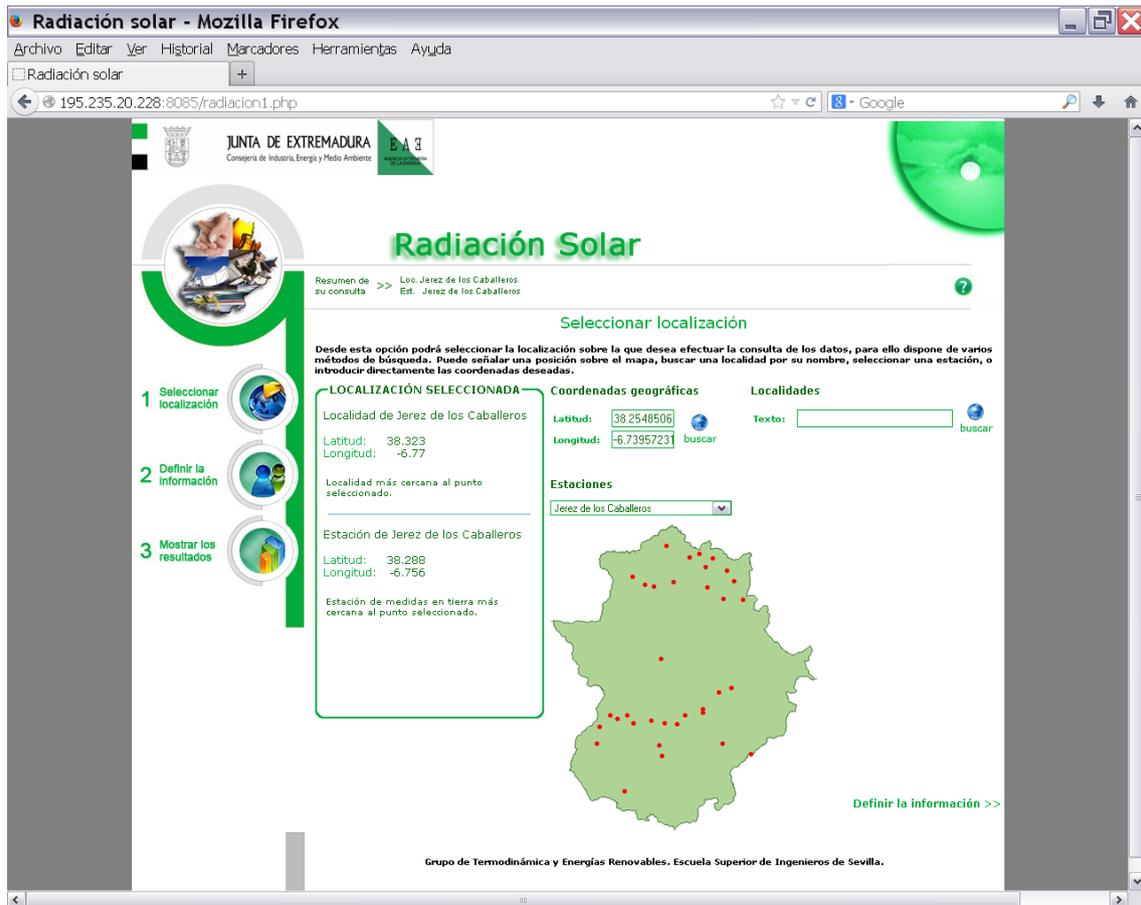


Número de polos	Corriente impulsional de limp (10/350) kA	Corriente de seguimiento de tensión If kAms	Nivel de protección de tensión Up kV	Tensión nominal Un V	Tensión máxima en operación en continua Uc V	Tipo	Cód. tarifa	Bbn 3660308 EAN	Peso Embalaje kg	Peso Embalaje pc.
Tipo 2 (enchufable)										
TT (1 Ph+N)										
1+N	15/70 ⁽¹⁾	5/30 ⁽¹⁾	1.0/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾	OVR T2 1N 15 275 P	2CTB803952R1200	513106	0.22	1
1+N	40/70 ⁽¹⁾	20/30 ⁽¹⁾	1.4/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾	OVR T2 1N 40 275 P	2CTB803952R1100	513250	0.27	1
1+N	40/70 ⁽¹⁾	20/30 ⁽¹⁾	1.4/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255	OVR T2 1N 40 275s P	2CTB803952R0800	513090	0.27	1
1+N	40/70 ⁽¹⁾	20/30 ⁽¹⁾	1.4/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾	OVR T2 1N 40 275 P TS	2CTB803952R0500	514387	0.27	1
1+N	40/70 ⁽¹⁾	20/30 ⁽¹⁾	1.4/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾	OVR T2 1N 40 275s P TS ⁽²⁾	2CTB803952R0200	513076	0.27	1
1+N	70/70 ⁽¹⁾	30/30 ⁽¹⁾	1.5/1.4	230	275/255	OVR T2 1N 70 275 s P	2CTB803952R0700	513083	0.27	1
1+N	70/70 ⁽¹⁾	30/30 ⁽¹⁾	1.5/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾	OVR T2 1N 70 275s P TS ⁽²⁾	2CTB803952R0100	513069	0.27	1

4 Estimación de la producción energética.

4.1 Irradiación sobre la superficie horizontal y sobre la superficie inclinada.

Los datos de Irradiación sobre superficie horizontal y sobre la superficie inclinada se han obtenido de la página de datos de radiación solar de la Junta de Extremadura

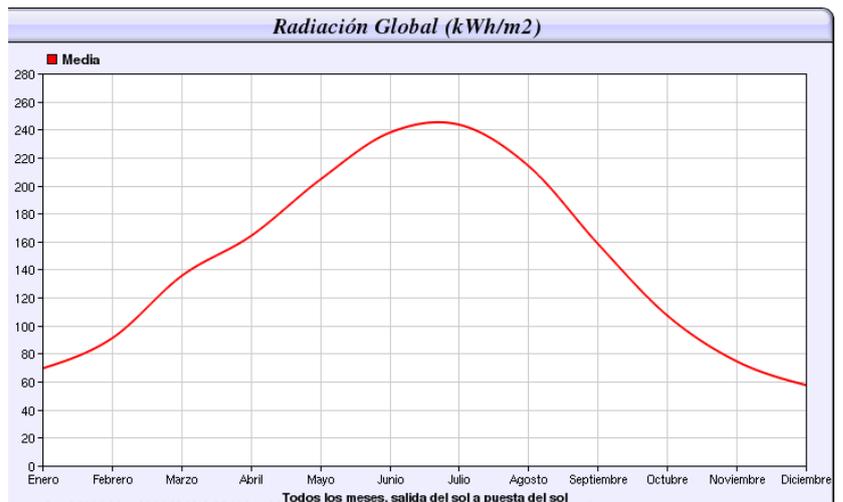


Y que para Jerez de los Caballeros son los siguientes:

Para superficie horizontal:

Radiación Global (kWh/m²)

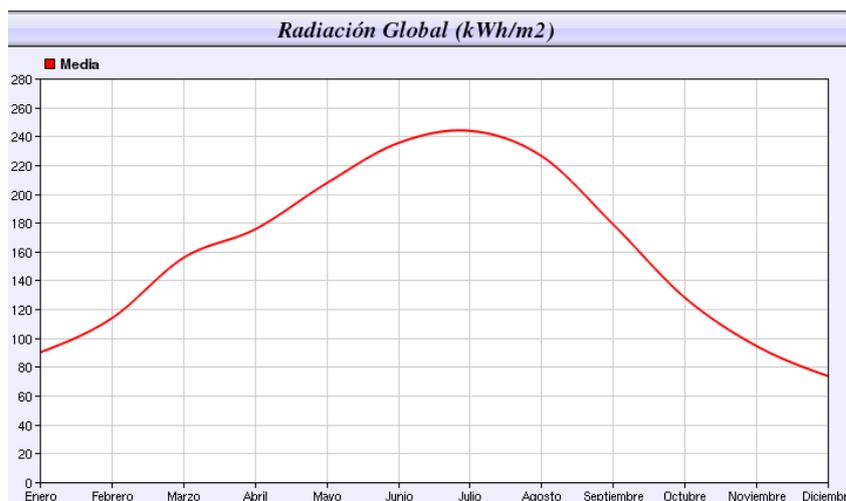
Mes	Media
1 (Enero)	69.5
2 (Febrero)	91.1
3 (Marzo)	135.5
4 (Abril)	164.1
5 (Mayo)	204.4
6 (Junio)	237.8
7 (Julio)	243.4
8 (Agosto)	213.8
9 (Septiembre)	158.1
10 (Octubre)	107
11 (Noviembre)	74.4
12 (Diciembre)	57.4



Radiación Global (kWh/m²)

[Generar gráfico]

Mes	Media
1 (Enero)	90.1
2 (Febrero)	113.8
3 (Marzo)	155.7
4 (Abril)	175.5
5 (Mayo)	207.5
6 (Junio)	235.3
7 (Julio)	243.7
8 (Agosto)	226.1
9 (Septiembre)	178.6
10 (Octubre)	127.9
11 (Noviembre)	94.4
12 (Diciembre)	73.5



4.2 Performance Ratio.

El parámetro *PR*, se encuentra comprendido entre 0 y 1, pudiendo ser obtenido su valor ideal muy aproximadamente para España utilizando la gráfica representada en la figura 4.

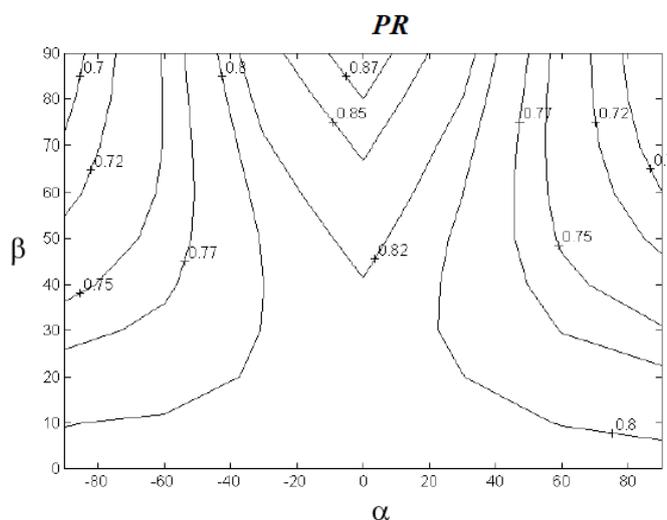


Figura . Valor ideal del rendimiento del sistema para España en función del acimut y la inclinación del generador fotovoltaico (fuente: Nofuentes G., y Almonacid G., 1999. Design tools for the electrical configuration of architecturally-integrated PV in buildings. Prog. Photovolt.: Res. Appl. 7, 475-488)

Sin embargo, las pérdidas debidas a caídas de tensión en los cables, desacoplos en módulos, 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. Nosotros utilizaremos un *PR* de 0,75.

4.3 Cálculo de producción esperada.

Para calcular la estimación de la producción esperada vamos a utilizar esta expresión:

$$E_{FV} = P_{GFV,M,STC} \cdot G_{da}(\alpha, \beta) \cdot PR \cdot 365 \tag{1}$$

Importante: en esta expresión se han de utilizar obligatoriamente las unidades detalladas más abajo

donde:

E_{FV} = Energía eléctrica de origen solar generada (kWh·año⁻¹)

$P_{GFV,M,STC}$ = Potencia nominal del generador fotovoltaico o potencia máxima del generador en condiciones estándar de medida (CEM), definidas por una irradiancia incidente G_{STC} igual a 1000 W·m⁻² con distribución espectral AM1,5G (según estándar IEC 60904-3) y una temperatura de célula T_c igual a 25°C (kWp).

$G_{da}(\alpha, \beta)$ = Valor medio anual de la irradiación diaria sobre la superficie del generador (kWh·m⁻²·día⁻¹)

	Radiac. Global (kWh/m2)	Potencia Gfv (kW)	PR (Performance Ratio)	Energía FV producida
ENERO	90,1	1,96	0,75	132,45
FEBRERO	113,8	1,96	0,75	167,29
MARZO	155,7	1,96	0,75	228,88
ABRIL	175,5	1,96	0,75	257,99
MAYO	207,5	1,96	0,75	305,03
JUNIO	235,3	1,96	0,75	345,89
JULIO	243,7	1,96	0,75	358,24
AGOSTO	226,1	1,96	0,75	332,37
SEPTIEMBRE	178,6	1,96	0,75	262,54
OCTUBRE	127,9	1,96	0,75	188,01
NOVIEMBRE	94,4	1,96	0,75	138,77
DICIEMBRE	73,5	1,96	0,75	108,05
			TOTAL	2825,49

Luego la energía fotovoltaica producida en el año será de **2.825,49 kWh**

Jerez de los Caballeros, noviembre de 2013

Fdo. Francisco Carlos Rangel Romero

DOCUMENTO N° 4

ANEXO II: SIMULACIÓN DEL

FUNCIONAMIENTO DEL

GENERADOR FOTOVOLTAICO

ANEXO 1: CALCULOS

- 1 Introducción.
- 2 Simulación mediante el software de la base de datos PVGIS.
- 3 Simulación con CALENSOF 4.0.
- 4 Simulación mediante el software PVSYST

1. Introducción.

En este anexo se va a realizar la simulación del sistema fotovoltaico con distintos softwares específicos como son:

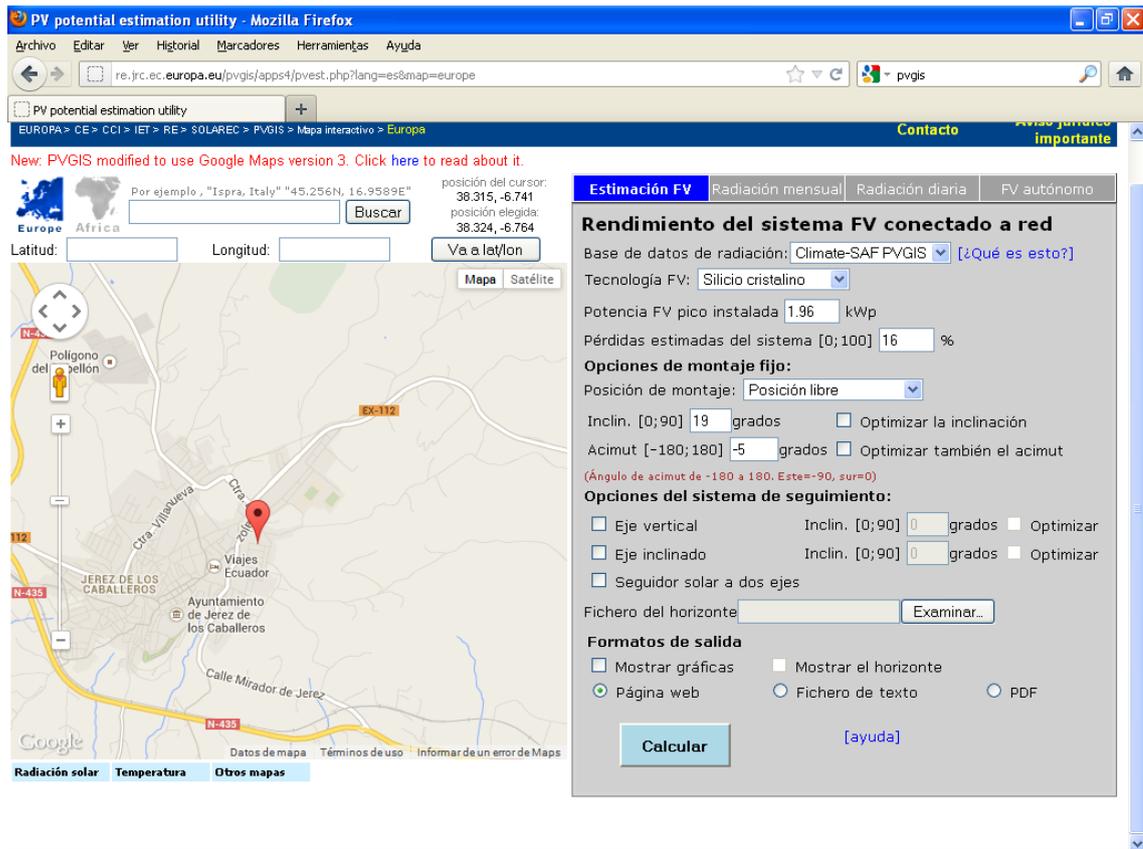
- PVGIS. Aplicación web. La información recogida en esta página depende del denominado SOLARREC, acción promovida por la Comisión Europea, concretamente a través del JRC (Join Research Centre, Centro de Referencia en Ciencia y Tecnología de la Unión Europea). El JRC es una dirección general estructurada en 7 institutos, uno de los cuales es el IES (Institute for Environment and Sustainability), en el marco del cual se desarrolla el SOLAREC. Ofrece datos de irradiación solar no sólo para Europa sino para otras partes del mundo. Muy intuitivo y fácil de usar.
- CALENSOF 4.0 (Cálculo de Energía Solar Fotovoltaica) 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). A partir de los datos meteorológicos y del sistema realiza una simulación por ordenador de cómo se comporta el generador fotovoltaico.
- PVSYST V5.67. Es un software profesional desarrollado por la Universidad de Génova. Aunque es de pago, tiene unas grandes posibilidades, en constante actualización y que dispone en su base de datos de características técnicas de una gran cantidad de fabricantes, además tiene una base de datos meteorológicos procedentes de Meteonorm, aunque se pueden importar datos desde PVGIS y otras fuentes. Dispone de un periodo de prueba

Los datos de partida para todos van a ser :

- Ubicación Jerez de los Caballeros (Badajoz) 38,32 N, -6,76 O
- Inclinación del plano del generador 19° y Acimut -5° (Oeste)
- 8 módulos Atersa A245M en serie
- Inversor Fronius IG20

2. Simulación con PVGIS.

Se introducen los datos de partida como son la ubicación, base de datos de irradiación a utilizar, tecnología utilizada, pérdidas estimadas y ángulos de inclinación y acimut (para planos fijos).



Activando la pestaña de Radiación mensual , podemos obtener estos datos para la ubicación seleccionada:

Irradiación global en el emplazamiento seleccionado

Lugar: 38°19'25" Norte, 6°45'50" Oeste, Elevación: 487 m.s.n.m,

El ángulo de inclinación óptimo es: 34 grados

Irradiación anual perdida a causa de las sombras (horizontal): 0.2 %

Mes	Hh	Hopt	H(90)	lopt	T24h	NDD
Ene	2260	3710	3690	62	9.3	228
Feb	3290	4850	4300	55	10.6	154
Mar	4590	5680	4080	41	13.6	76
Abr	5610	6010	3260	25	15.3	55
Mayo	6640	6350	2630	11	18.8	6
Jun	7860	7090	2310	4	23.5	1
Jul	8090	7490	2540	8	25.7	1
Ago	7100	7290	3340	20	25.8	2
Sep	5360	6390	4130	36	22.4	5
Oct	3770	5240	4310	50	18.4	42
Nov	2610	4230	4120	60	13.1	190
Dic	2060	3520	3620	64	10.1	217
Año	4950	5660	3520	34	17.2	977

Hh: Irradiación sobre plano horizontal (Wh/m2/día)

Hopt: Irradiación sobre un plano con la inclinación óptima (Wh/m2/día)

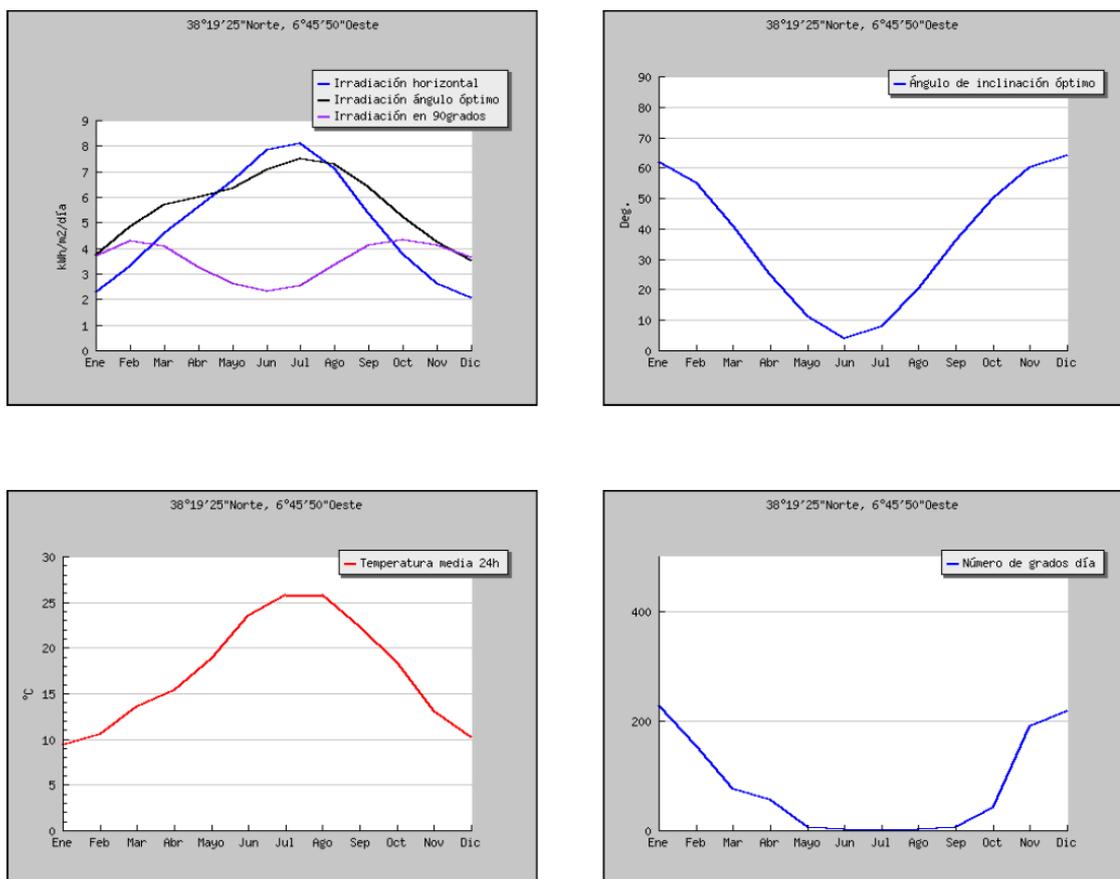
H(90): Irradiación sobre plano inclinado:90grados (Wh/m2/día)

lopt: Inclinación óptima (grados)

T24h: Temperatura media diaria (24h) (°C)

NDD: Número de grados día de calefacción (-)

Como vemos nos da el ángulo de inclinación óptimo anual y mensual para obtener una mayor producción fotovoltaica. Aquí se muestran sus gráficas:



Si volvemos a la pestaña Estimación FV y pulsamos calcular obtenemos los resultados siguientes:



Photovoltaic Geographical Information System

European Commission
Joint Research Centre
Ispra, Italy

Rendimiento del sistema FV conectado a red

PVGIS estimación de la producción de electricidad solar

Lugar: 38°19'25" Norte, 6°45'50" Oeste, Elevación: 487 m.s.n.m,
Base de datos de radiación solar empleada: PVGIS-CMSAF

- Potencia nominal del sistema FV: 2.0 kW (silicio cristalino)
- Pérdidas estimadas debido a la temperatura y niveles bajos de irradiancia: 11.5% (utilizando la temperatura ambiente)
- Pérdidas estimadas debido a los efectos de la reflectancia angular: 2.8%
- Otras pérdidas (cables, inversor, etc.): 16.0%
- Pérdidas combinadas del sistema FV: 27.8%

Sistema fijo: inclinación=19 grados, orientación=-5 grados				
Mes	Ed	Em	Hd	Hm
Ene	4.80	149	3.17	98.2
Feb	6.42	180	4.30	120
Mar	7.74	240	5.37	166
Abr	8.58	257	6.03	181
Mayo	9.33	289	6.68	207
Jun	10.50	314	7.67	230
Jul	10.80	336	8.03	249
Ago	10.10	312	7.46	231
Sep	8.51	255	6.14	184
Oct	6.78	210	4.74	147
Nov	5.38	161	3.63	109
Dic	4.49	139	2.97	92.1
Año	7.79	237	5.52	168
Total para el año		2840		2020

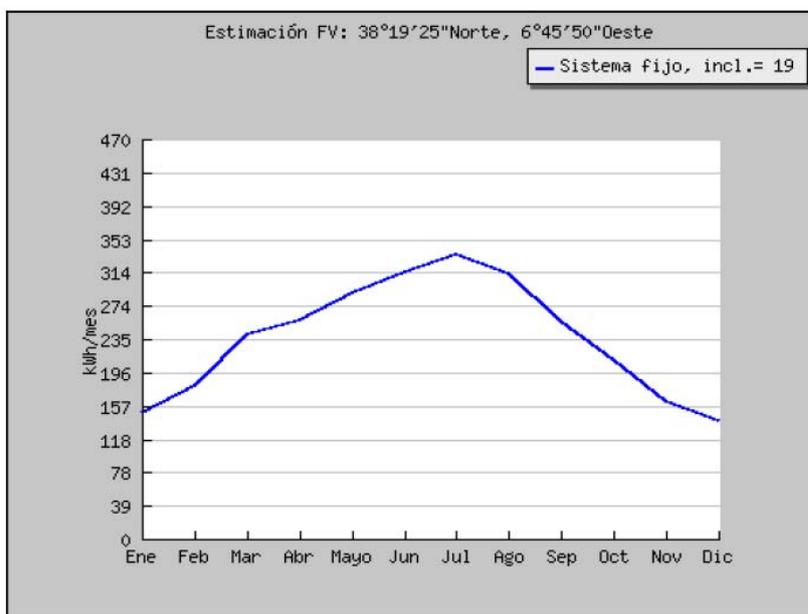
Ed: Producción de electricidad media diaria por el sistema dado (kWh)

Em: Producción de electricidad media mensual por el sistema dado (kWh)

Hd: Media diaria de la irradiación global recibida por metro cuadrado por los módulos del sistema dado (kWh/m2)

Hm: Suma media de la irradiación global por metro cuadrado recibida por los módulos del sistema dado (kWh/m2)

Y su gráfica :



Producción mensual de energía de un sistema FV con ángulo fijo

Como vemos el resultado obtenido es de **2840 kWh/año**, un valor muy parecido al obtenido en el anexo de cálculos .

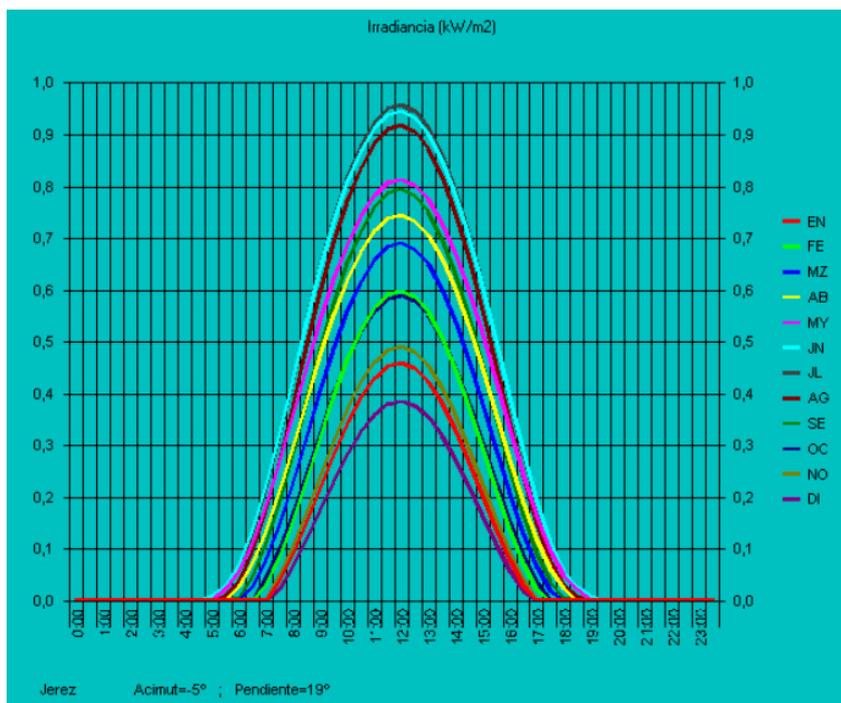
3. Simulación con Calensof 4.0

Introducidos los datos de partida:



Hemos introducido nuestro módulo fotovoltaico pues no venía, además de la localización con la datos de radiación solar indicados en el anexo I por día.

La irradiancia por tramo horario y meses se indica en la siguiente gráfica:



Los datos obtenidos son los siguientes:

Energía DC y AC y eficiencia del inversor:

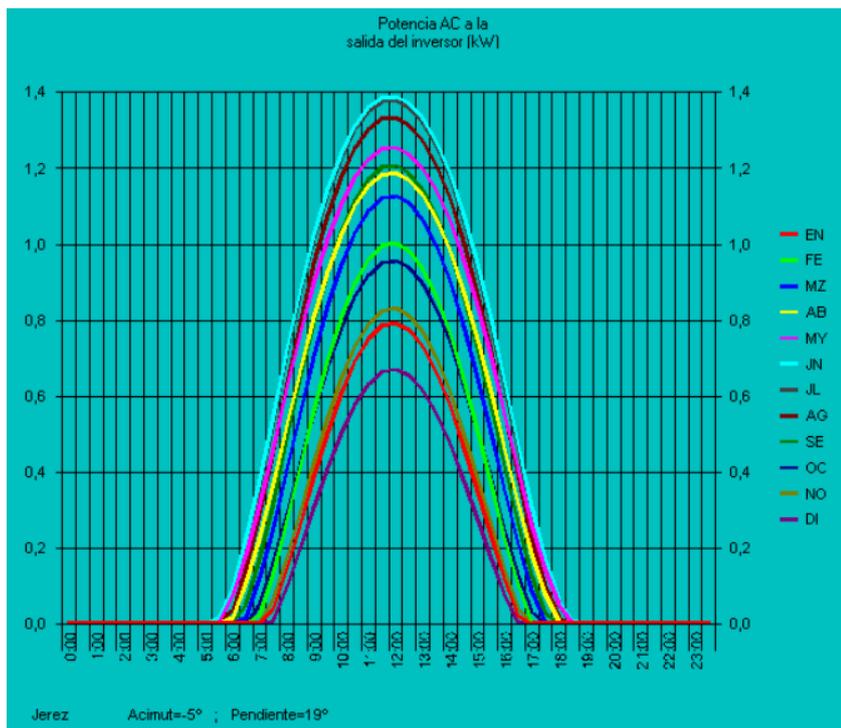
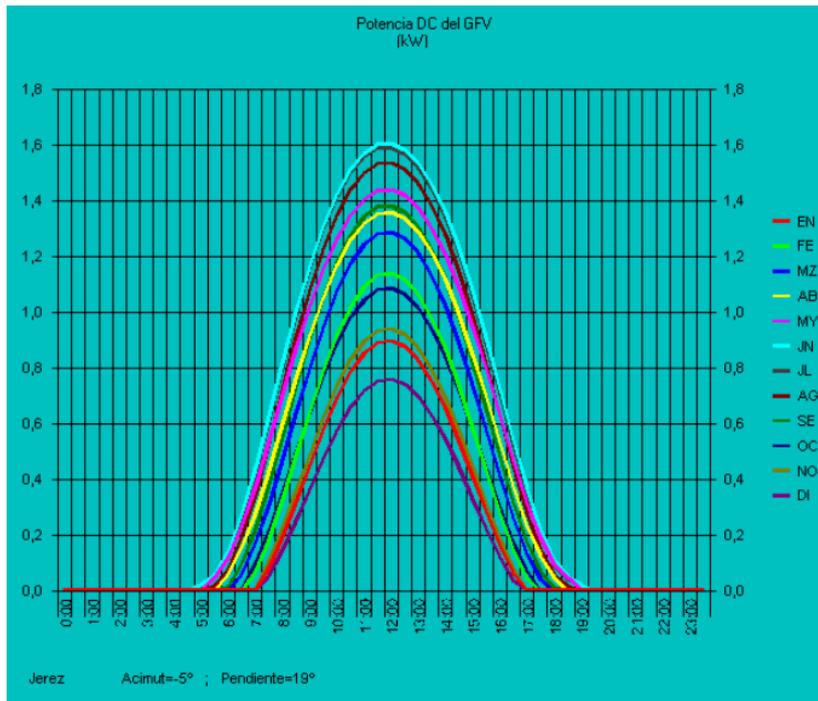
Energía y Eficiencia del Inversor			
	Energía DC (kWh)	Energía AC (kWh)	Eficiencia Inversor Media (Adim)
Enero	159,7723	137,75765	0,86221
Febrero	217,5859	188,58618	0,86672
Marzo	265,60149	230,30071	0,86709
Abril	302,79638	262,46119	0,86679
Mayo	338,68198	292,97263	0,86504
Junio	384,0573	331,34428	0,86275
Julio	377,5149	325,78427	0,86297
Agosto	350,61434	303,21906	0,86482
Septiembre	295,38722	256,21299	0,86738
Octubre	213,72454	185,45719	0,86774
Noviembre	170,89835	147,8855	0,86534
Diciembre	132,13053	112,64424	0,85252
Anual	3208,76523	2774,62589	0,86428

Eficiencia Inversor Media (Adim)

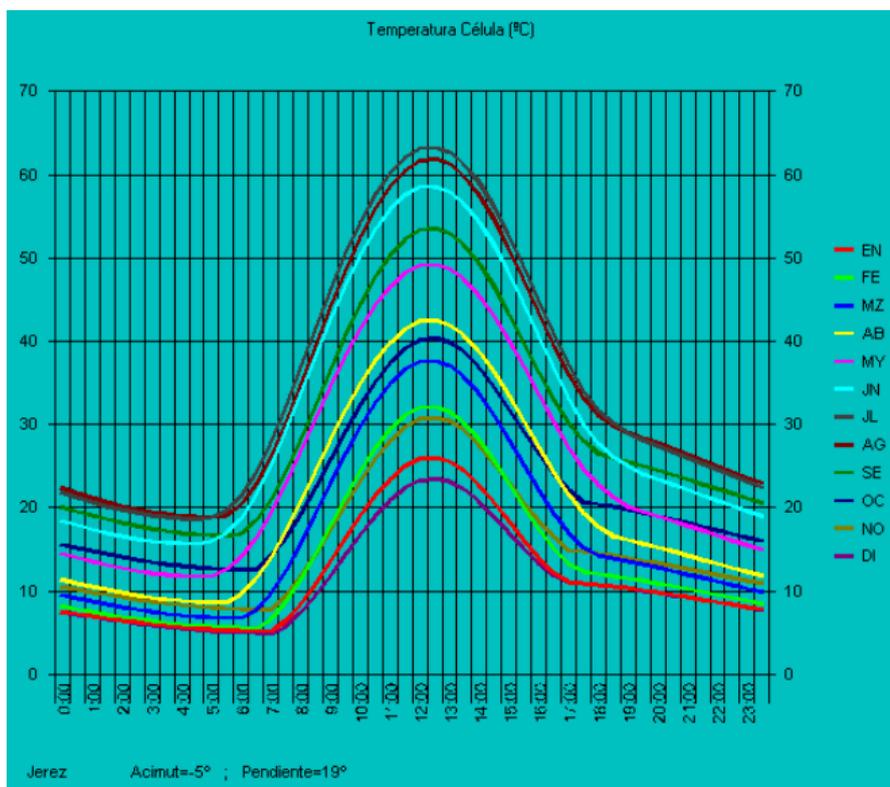
El resultado del mismo **2774.63 kWh** también es del orden de los obtenidos anteriormente , pero quizás más real debido a que introducidos variables más específicas para el cálculo. El PR del sistema es de 0,827 (82,7%) que se ajusta al intervalo 0,7 a 0,85 normal para esta ubicación.

Caracterización del Sistema			
Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre la superficie del GFV (kWh/m2día)			
Enero	2,59	Agosto	6,479
Febrero	3,596	Septiembre	5,29
Marzo	4,471	Octubre	3,649
Abril	5,187	Noviembre	2,819
Mayo	5,948	Diciembre	2,125
Junio	6,992		
Julio	7,009		
Valor medio de la irradiación anual sobre la superficie del GFV (kWh/(m2año))			
1709,739			
Rendimiento Global del Sistema(PR)			
0,827			
<input type="button" value="Mostrar Resultados"/>		<input type="button" value="SALIR"/>	<input type="button" value="AYUDA"/>

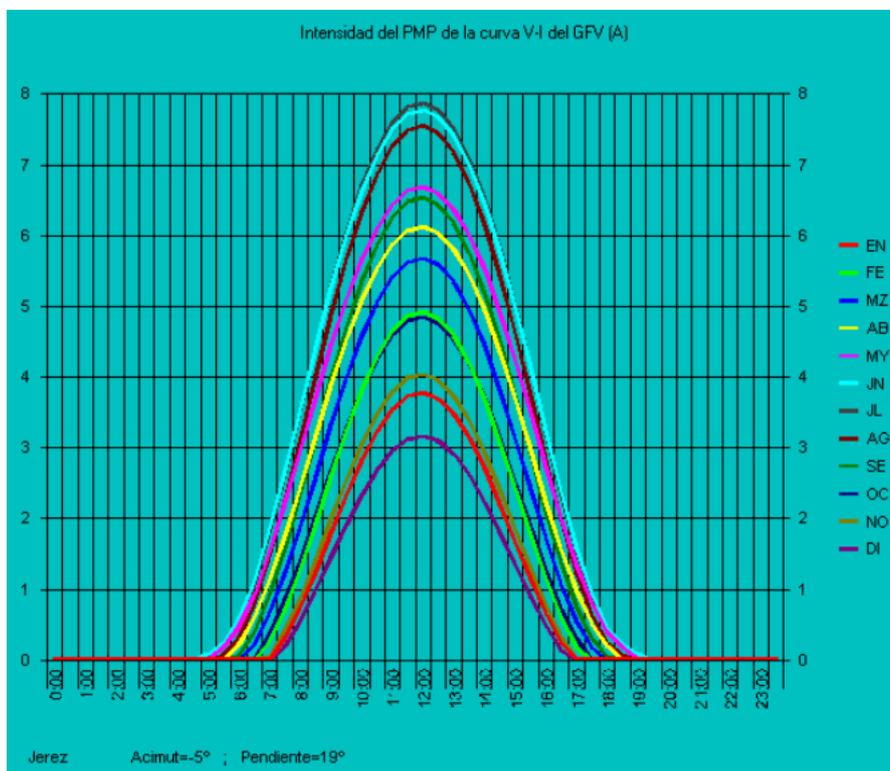
La gráficas demuestran que tanto la potencia de entrada del inversor (P_{DC}) como de salida (P_{AC}) están en todo momento por debajo de la admisibles para este inversor ($P_{DCmax}=2170\text{ W}$ y $P_{ACnom}=1800W$)

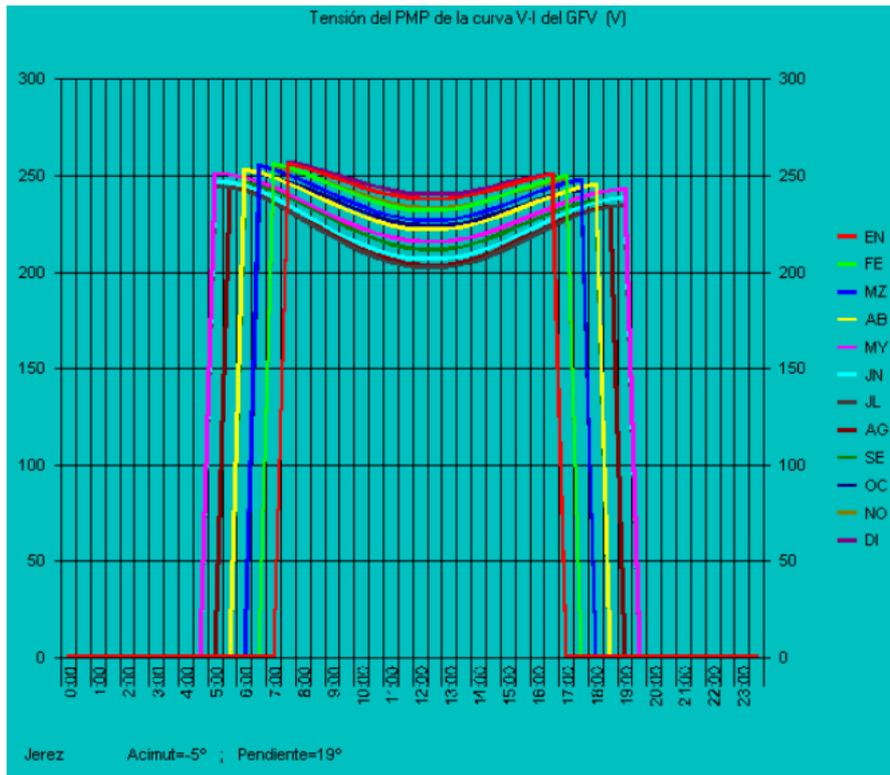


Temperatura de célula para esta ubicación y paneles

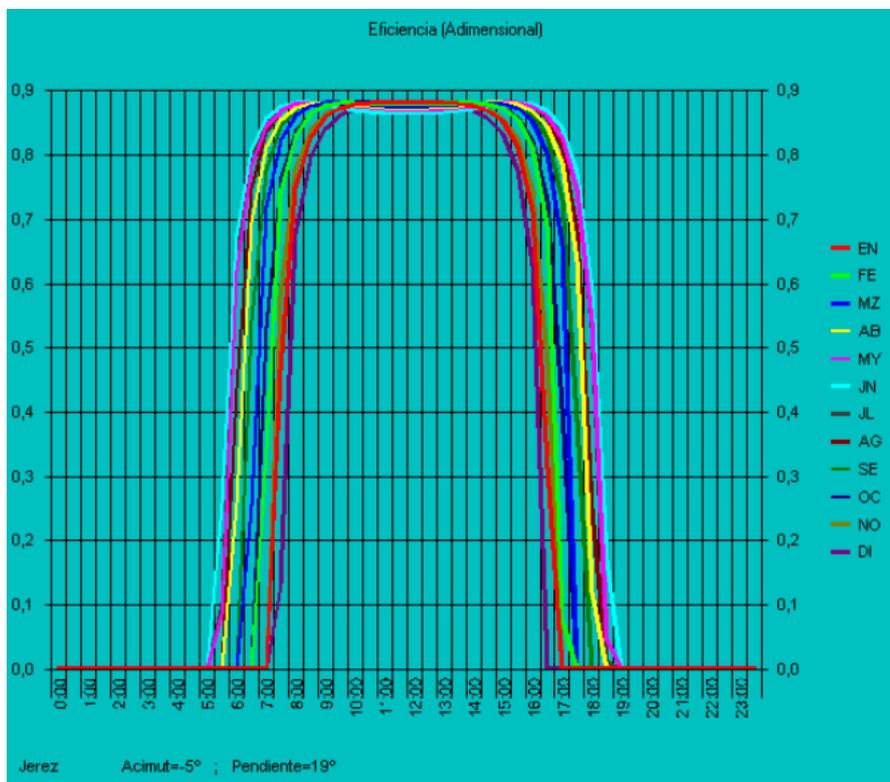


Además también podemos visualizar la tensión e intensidad en el punto de máxima potencia:



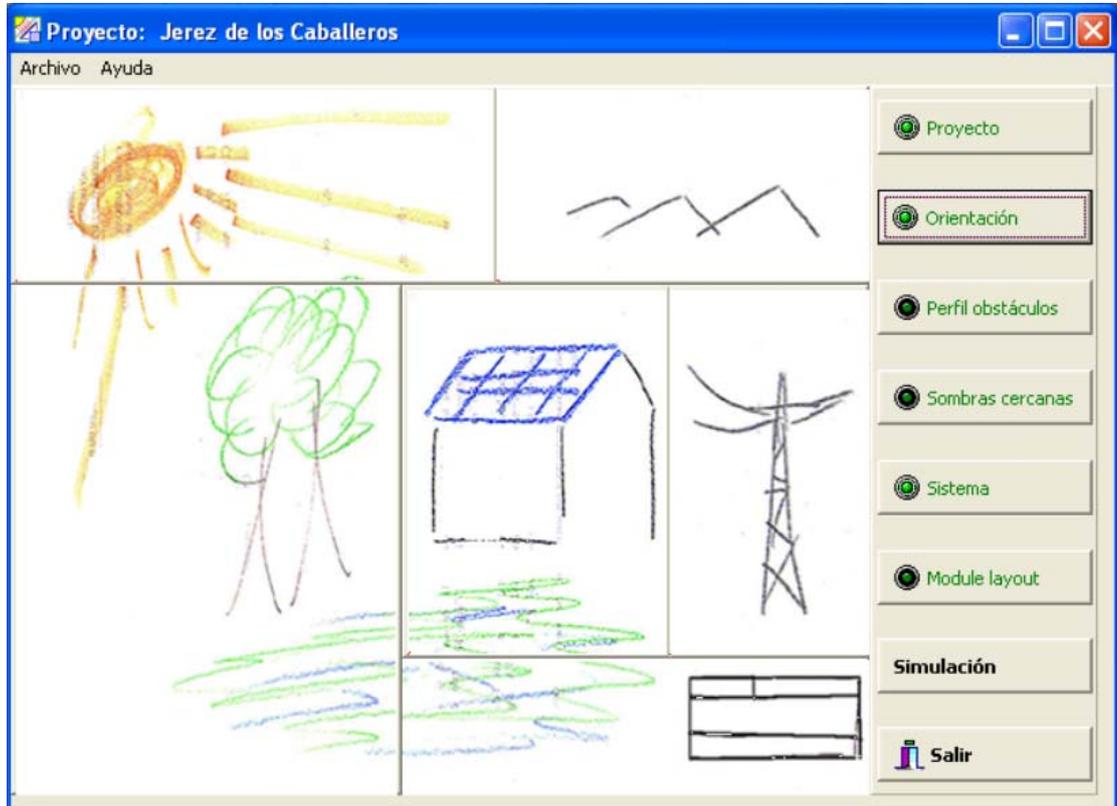


Y eficiencia



4. Simulación con PVSYST 5.67

Abrimos el programa y seleccionamos diseño de proyecto y sistema conectado a red



Introducimos los datos del proyecto , partiendo como base de los datos de Sevilla y hacemos las modificaciones en los datos de radiación.

Parámetros del lugar geográfico

Coordenadas Geográficas | Climatología Mensual

Lugar: **Sevilla (Spain)**

Origen de datos:

	Irrad. Global kWh/m ² .mes	Difuso kWh/m ² .mes	Temp. °C	VelViento m/s
Enero	78.0	41.2	11.2	3.60
Febrero	91.1	45.9	12.3	3.60
Marzo	135.5	48.0	14.5	3.60
Abril	164.1	77.7	16.2	4.60
Mayo	204.4	80.6	19.5	4.60
Junio	237.8	59.3	24.0	4.60
Julio	243.4	55.8	27.3	4.60
Agosto	202.0	57.3	27.3	4.60
Septiembre	158.1	57.3	25.1	4.10
Octubre	107.0	57.7	19.5	3.60
Noviembre	74.4	42.6	15.1	3.60
Diciembre	57.4	38.1	11.8	3.60
Año	1753.2	661.5	18.7	4.1

Datos Requeridos

- Irradiación global horizontal
- Temp. Exterior Media

Datos adicionales

- Irradiación difusa horizontal
- Velocidad del viento

Unidades de insolación

- kWh/m².día
- kWh/m².mes
- MJ/m².día
- MJ/m².mes
- W/m²
- Índice de claridad Kt

Anular OK

Posteriormente indicamos la orientación

Orientación, Variante "Nueva variante de simulación"

Tipo de campo:

Parámetros del campo

Inclinación plano: °

Acimut: °

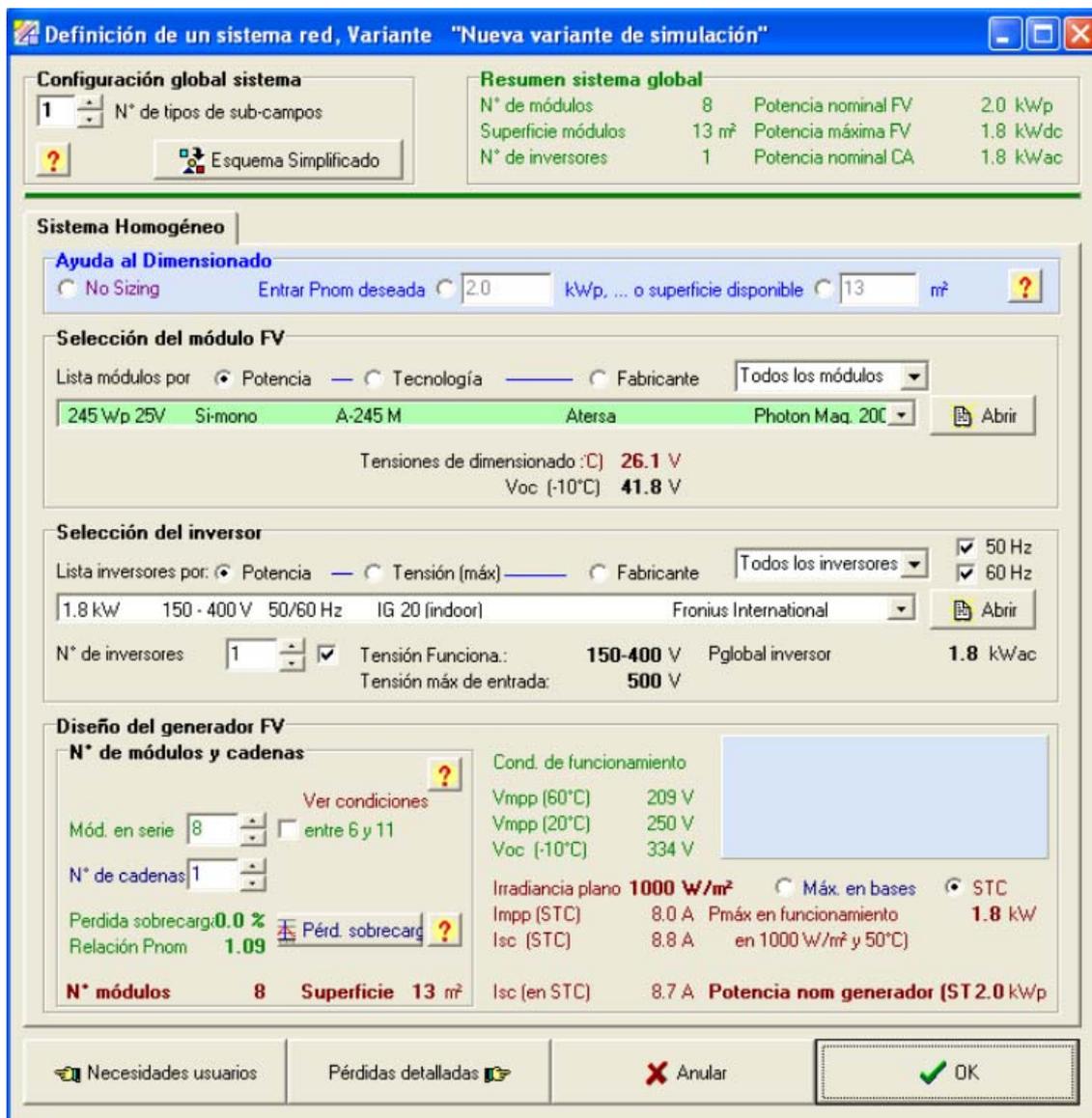
Productiv. clima anual

- Factor de transposición FT: **1.08**
- Pérdida con respecto al óptimo: **-0.7%**
- Global en el plano receptor: **1892 kWh/m²**

Mostrar Optimización

Anular OK

Introducimos los datos de nuestro sistema pues nuestro sistema carece de sombras:



Y vemos la simulación:

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	78.0	11.20	102.9	99.1	162.5	150.6	12.12	11.24
Febrero	91.1	12.30	111.8	107.8	173.8	161.2	11.94	11.07
Marzo	135.5	14.50	156.7	152.0	240.0	223.1	11.75	10.93
Abril	164.1	16.20	172.5	167.1	262.8	244.5	11.69	10.87
Mayo	204.4	19.50	204.2	198.0	305.4	284.4	11.48	10.69
Junio	237.8	24.00	229.9	222.9	331.6	309.2	11.07	10.33
Julio	243.4	27.30	238.4	231.1	336.8	314.2	10.84	10.12
Agosto	202.0	27.30	209.2	203.0	299.0	278.6	10.97	10.23
Septiembre	158.1	25.10	176.6	171.2	256.3	238.5	11.14	10.37
Octubre	107.0	19.50	124.8	120.6	188.8	174.9	11.61	10.76
Noviembre	74.4	15.10	95.2	91.5	146.9	135.6	11.85	10.94
Diciembre	57.4	11.80	72.4	69.5	114.0	104.4	12.08	11.07
Año	1753.2	18.69	1894.4	1833.8	2817.8	2619.3	11.42	10.61

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal EArray Energía efectiva en la salida del generador
 T Amb Temperatura Ambiente E_Grid Energía reinyectada en la red
 GlobInc Global incidente en plano receptor EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Obtenemos como energía inyectada a la red **2619,3 kWh** inferior a las anteriores pero quizás más real .

Y los factores de pérdidas con un PR global de **0,705**:

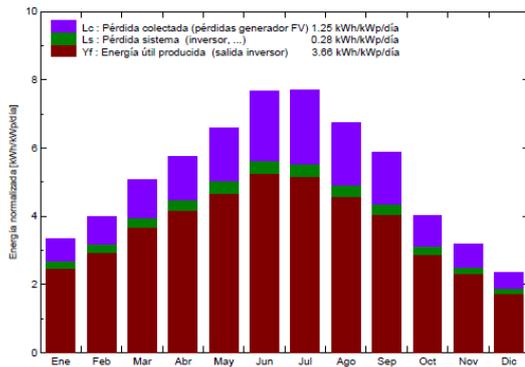
	Yr kWh/m ² .día	Lc	Ya kWh/kWp/d	Ls	Yf kWh/kWp/d	Lcr	Lsr	PR
Enero	3.32	0.645	2.67	0.195	2.48	0.194	0.059	0.747
Febrero	3.99	0.824	3.17	0.231	2.94	0.206	0.058	0.736
Marzo	5.06	1.106	3.95	0.277	3.67	0.219	0.055	0.726
Abril	5.75	1.282	4.47	0.312	4.16	0.223	0.054	0.723
Mayo	6.59	1.561	5.03	0.345	4.68	0.237	0.052	0.711
Junio	7.66	2.022	5.64	0.381	5.26	0.264	0.050	0.686
Julio	7.69	2.147	5.54	0.373	5.17	0.279	0.048	0.672
Agosto	6.75	1.826	4.92	0.335	4.59	0.271	0.050	0.680
Septiembre	5.89	1.529	4.36	0.302	4.06	0.260	0.051	0.689
Octubre	4.03	0.918	3.11	0.228	2.88	0.228	0.057	0.715
Noviembre	3.17	0.673	2.50	0.192	2.31	0.212	0.061	0.727
Diciembre	2.34	0.460	1.88	0.157	1.72	0.197	0.067	0.736
Año	5.19	1.251	3.94	0.278	3.66	0.241	0.053	0.705

Proyecto : Jerez de los Caballeros
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red	
Orientación Campos FV	inclinación	19°	acimut -5°
Módulos FV	Modelo	A-245 M	Pnom 245 Wp
Generador FV	N° de módulos	8	Pnom total 1960 Wp
Inversor	Modelo	IG 20 (indoor)	Pnom 1800 W ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	2619 kWh/año	Produc. específico 1336 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	70.5 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 1960 Wp



Factor de rendimiento (PR)

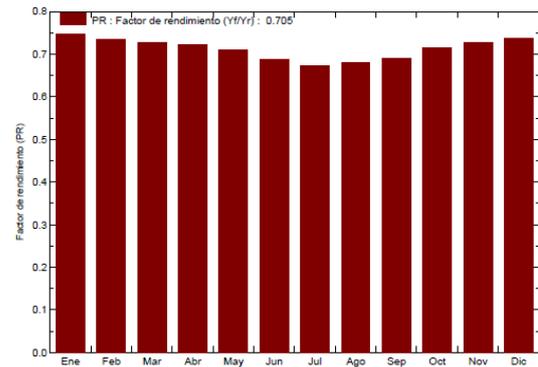
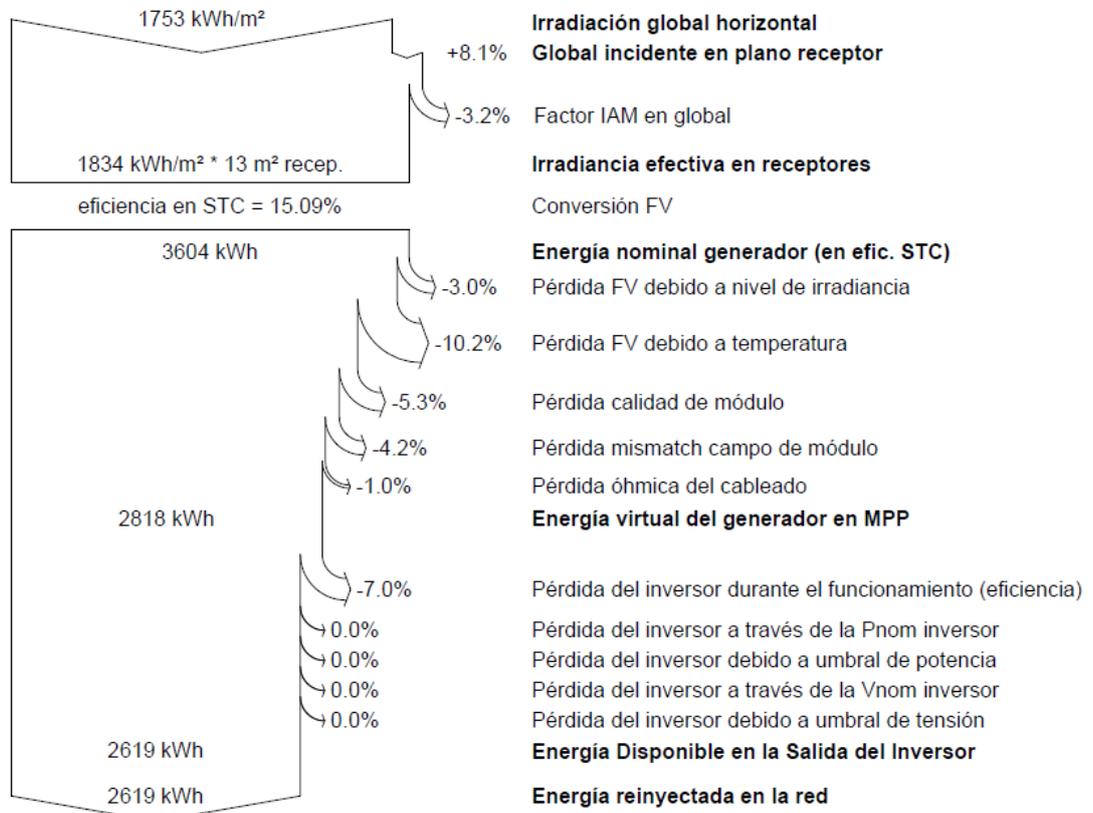


Diagrama de pérdida durante todo el año



5. Conclusión.

En los apartados anteriores hemos visto la simulación de el mismo sistema con distintos software, que nos puede hacer una idea aproximada de la cantidad de energía generada por el sistema. También se ha podido comprobar que la inclinación del plano generador no es la más óptima , pero la necesaria para no dañar la estética de la vivienda para aprovechar su fachada sur y la inclinación para que el plano generador no sobresalga de la vivienda, algo que viene impuesto por la propiedad. Aún así sólo podríamos conseguir un 0,7% más de producción , lo cual no es significativo.

Em Jerez de los Caballeros , noviembre de 2013

Fdo. Francisco Carlos Rangel Romero

DOCUMENTO N° 5
ANEXO DE ESTUDIO ECONÓMICO
DE LA INSTALACIÓN

ESTUDIO ECONÓMICO DE LA INSTALACIÓN.

1. Objeto del estudio
2. Datos de partida.
3. Tabla de resultados
4. Conclusión.

1. Objeto del estudio

El análisis financiero consiste en comprobar si la instalación proyectada será lo suficientemente rentable como para llevarla a cabo. Mediante este análisis se obtendrán las diferentes variables importantes para comprobar si es o no una buena inversión como son el Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) y el periodo de recuperación (Payback).

2. Datos de partida.

Para realizar el análisis financiero y poder calcular los parámetros antes mencionados, primero hay que conocerse los ingresos producidos por la generación de energía eléctrica a partir de la captación de radiación solar por parte de los módulos fotovoltaicos, estos ingresos se obtendrán multiplicando la cantidad de energía eléctrica inyectada a la red.

Para dicho análisis se debe establecer las siguientes condiciones:

- **Coste de la inversión:** coste en euros final que coincidirá con el presupuesto del proyecto.
- **Producción energética esperada** , ya calculada en el anexo de cálculo y en el anexo de simulación , va a depender de factores como la ubicación , la orientación , los componentes , etc. Para nuestro estudio vamos a considerar una producción anual energética de 2744 kwh.
- **Energía autoconsumida:** la parte de la energía producida que realmente se utiliza por autoconsumo. Hemos considerado un 90%, pues prácticamente salvo en el mes de julio, la energía generada es consumida , salvo el porcentaje de consumo nocturno. Muchas veces es simplemente una tema de organización y ajuste del consumo a la curva de generación.
- **Precio del Kwh actual de tarifa (noviembre de 2013)** . Debe tener el cuenta los impuestos como el de la electricidad y el IVA, pues no olvidemos que se trata de una vivienda particular. Este precio será de 0,16668 $(0,124977 \times 1,05114 \times 1,04864 \times 1,21)$.
- **Incremento previsto en el precio de la electricidad** , se ha considerado un incremento anual del precio de la electricidad del 3% (bastante inferior a la que algunos analistas prevén).
- **Financiación de la inversión.** Nosotros vamos a considerar que el coste de la inversión se realiza con capital propio del titular y que lo hace como inversión con vistas al ahorro obtenido.
- **Degradación de los módulos** . Según la gráfica indicada en las características del módulo del anexo de características , se ha considerado un 0,7%.

- Otros gastos anuales como **mantenimiento** , no se han considerado pues en principio será revisado por la propiedad de la instalación la cual en caso de anomalía o producción por debajo de la esperada , avisará a un instalador-mantenedor.
- **Vida útil de la instalación.** Se considera 25 años , pues la vida útil garantizada por el fabricante de los módulos fotovoltaicos.
- **No se ha considerado el denominado “peaje de respaldo”** para instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo conectadas a red, pues a fecha actual no se publicado el RD que cuantifica la contribución

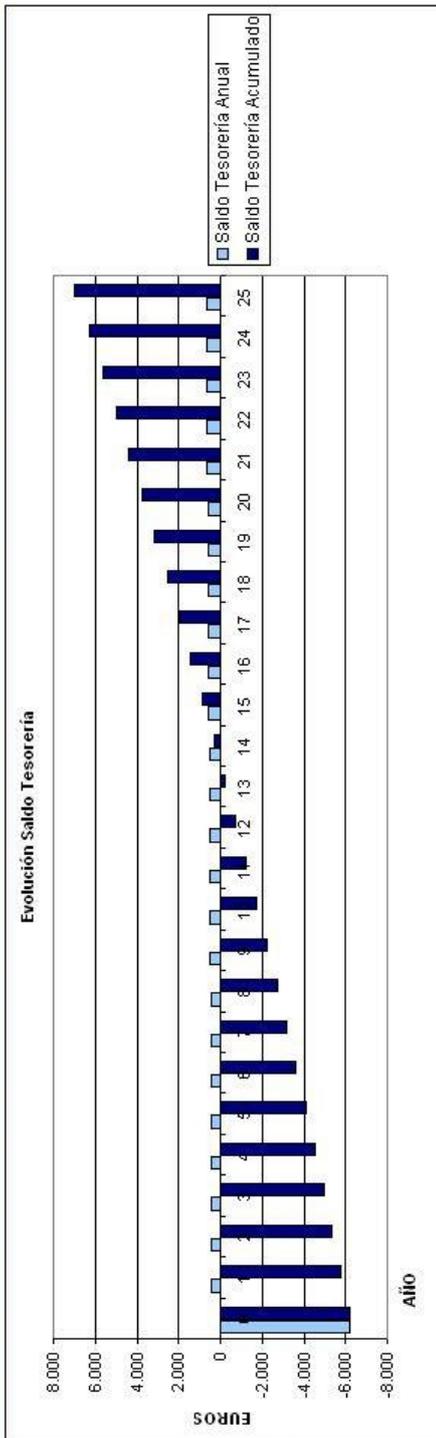
3. Tabla de resultados

Los distintos resultados obtenidos son :

- Payback: 13,4 años
- VAN : 134€
- TIR: 6,2%
- Beneficio acumulado: 6963 €
- Tesorería acumulada : negativa hasta el payback

En la tabla siguiente se indican estos resultados:

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23	Año 24	Año 25	
POTENCIA PICO (Wp)	1.960																									
POTENCIA HOMINIAL (W)	1.800																									
PRODUCCIÓN (kwh.kwp.y) *	(2744 kwh/año)																									
PRECIO (SII IVA) (€/Wp)	3,15																									
	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	2396	
Energía generada (kwh)	2744	2662	2545	2526	2507	2489	2470	2451	2433	2414	2396	2377	2358	2340	2321	2302	2284	2265	2246	2228	2209	2191	2172	2153	2135	
Degradación máxima del módulo	100,00%	97,00%	96,30%	96,60%	94,20%	93,50%	92,80%	92,10%	91,40%	90,70%	90,00%	89,30%	88,60%	87,90%	87,20%	86,50%	85,80%	85,10%	84,40%	83,70%	83,00%	82,30%	81,60%	80,90%	80,20%	
Incremento anual de tarifa eléctrica	100,00%	103,00%	109,27%	112,55%	115,92%	119,41%	122,99%	126,68%	130,48%	134,39%	138,42%	142,58%	146,85%	151,26%	155,80%	160,47%	165,28%	170,24%	175,35%	180,61%	186,03%	191,61%	197,36%	203,28%	209,38%	
Energía autoconsumida (kwh)	2396	2396	2290	2273	2257	2240	2223	2206	2189	2173	2156	2139	2122	2106	2089	2072	2055	2039	2022	2005	1988	1972	1955	1938	1921	
Ahorros (€)	411	408	417	426	436	446	456	466	476	487	497	508	520	531	542	554	566	578	591	604	617	630	643	657	670	
TOTAL AHORROS (€)	0	411	417	426	436	446	456	466	476	487	497	508	520	531	542	554	566	578	591	604	617	630	643	657	670	
Inversión inicial (€)	-6174																									
Cuota del préstamo (€)	0																									
Mantenimiento (€)	0																									
TOTAL GASTOS (€)	-6174	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
BAI (€)	-6174	411	408	417	426	436	446	456	466	476	487	497	508	520	531	542	554	566	578	591	604	617	630	643	657	670
Devolución IVA (€)	0																									
BDI (€)	-6174	411	408	417	426	436	446	456	466	476	487	497	508	520	531	542	554	566	578	591	604	617	630	643	657	670
SALDO TESORERÍA (€)	-6174	411	408	417	426	436	446	456	466	476	487	497	508	520	531	542	554	566	578	591	604	617	630	643	657	670
ACUMULADO (€)	-6174	-5355	-4938	-4511	-4075	-3629	-3174	-2708	-2232	-1745	-1248	-739	194	714	1244	1789	2340	2897	3460	4029	4604	5185	5772	6365	6963	



Energía producida primer año (kwh)	2.744
Energía autoconsumida *	90%
Tarifa eléctrica (€/kwh) *	0,167
Incremento anual tarifa eléctrica *	3,0%
Tasa de descuento	6,0%
Financiación	0%
Interés del préstamo	8,00%
Años del préstamo	10
Mantenimiento *	0,0%
Degradación anual del módulo *	0,7%
PAYBACK (AÑOS)	13,4
VAN (€)	131
TIR	6,2%
ROI	6,7%
BENEFICIO ACUMULADO (€)	6.963

* Estimación

4. Conclusión.

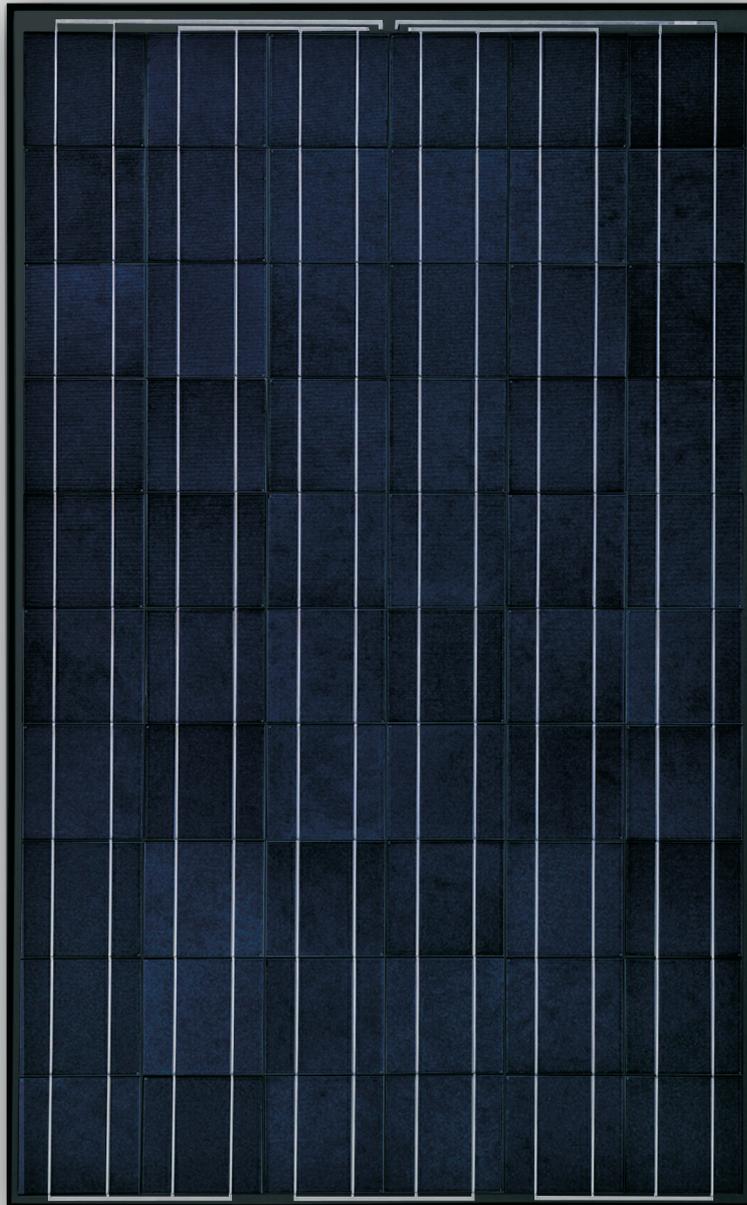
A la vista de los resultados anteriores , se trata de una inversión rentable , siempre y cuando la propiedad asuma los costes de inversión con capital propio, teniendo en cuenta la tesorería acumulada va a tener saldos negativos durante el periodo hasta el payback . A su favor nos encontramos que con esta instalación va a conseguir grandes ventajas, como una energía limpia sin emisiones de CO₂, tanto en la generación como en el transporte, mayor independencia del precio de la energía en el mercado y tomar conciencia del consumo propio de su instalación. Por el contrario tendrá que asumir las posibles averías y problemas que pudieran surgir en la instalación , y tendrá que prestar atención a que la generación prevista esté dentro de los márgenes diseñados.

En Jerez de los Caballeros , noviembre de 2013

Francisco Carlos Rangel Romero.

DOCUMENTO N° 6
ANEXO DE
CARÁCTERÍSTICAS TÉCNICAS

PHOTOVOLTAIC MODULE PV Distri / Carbomat A-245M Black Frame and BackSheet



60 monocrystalline cells.
Toughened 4mm-thick glass with a high level of transmissivity.
QUAD2 IP54 connection box.
Fast, latest generation cables and connectors.



Fast and simple assembly.
Hook Fastening System.
Minimum maintenance.



Resistant to wind loads of 2400Pa and up to 5400Pa of snow.



Excellent response in low light conditions.



ISO 9001, 14001
IEC 61215 (Ed.2)
IEC 61730 (Ed.1)



Output Power Guarantee: 25 years.
* 10 years, free from manufacturing faults.

ATERSA modules are designed and built to ensure a long operating life. For this reason ATERSAs takes special care in selecting each and every component that goes into making the modules and puts them through numerous, rigorous quality checks both before and during production to guarantee very high efficiency and durability.

After over 30 years in the sector we have acquired the experience that we use to manufacture all our products.

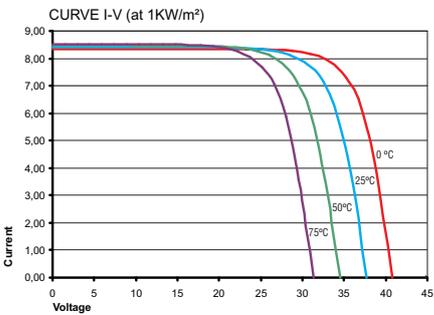
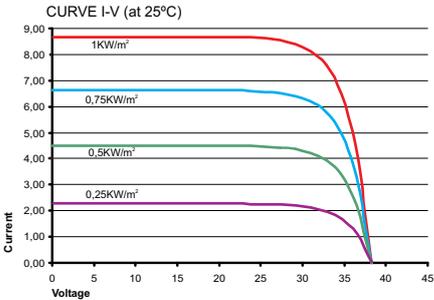
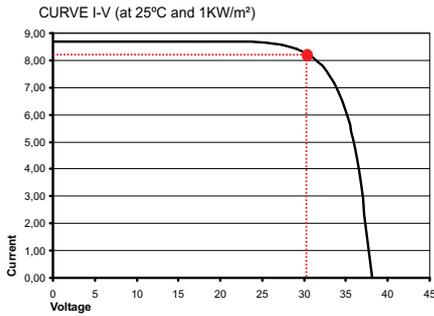
In addition, installation of the modules is made easier with the use of different systems designed by ATERSAs that clearly set us apart from the standard products on the market.



All about solar energy

www.atersa.com

A-245M MODEL CURVES



* Please check our website for more detailed information on the terms and conditions of the guarantee: www.atersa.com

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

Power (W in trial $\pm 2\%$)	245W
Number of cells in series	60
Module efficiency	15,04%
Peak-Point Current of Maximum Power (I_{mp})	8,14A
Peak-Point Voltage of Maximum Power (V_{mp})	30,10 V
Short-circuit Current (I_{sc})	8,74 A
Open Current Voltage (V_{oc})	37,48 V

THERMAL PARAMETERS

I_{sc} (α) Temperature Coefficient	0,04% /°C
V_{oc} (β) Temperature Coefficient	-0,32% /°C
P (γ) Temperature Coefficient	-0,43% /°C

PHYSICAL CHARACTERISTICS

Dimensions (mm.) ± 2 mm	1645X990X50
Weight (approx.)	21,5 Kg
Surface area(m ²)	1,63
Cell type	Monocrystalline 156x156 mm (6 inches)
Cells in series	60 (6x10)
Front glass	Ultra-clear 4mm toughened glass
Frame	Black Polyester-coated aluminium alloy
Connection box	QUAD2 IP54 *
Cables and Connectors	H+S Radox Solar 4mm ²

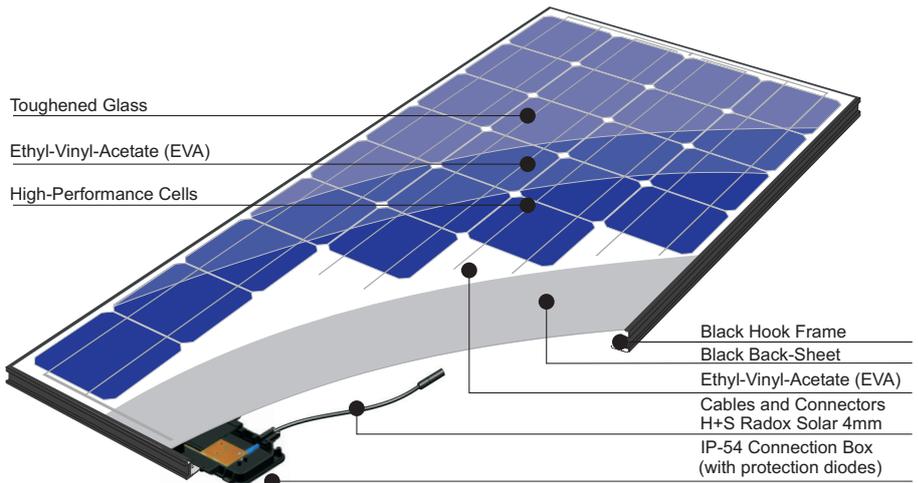
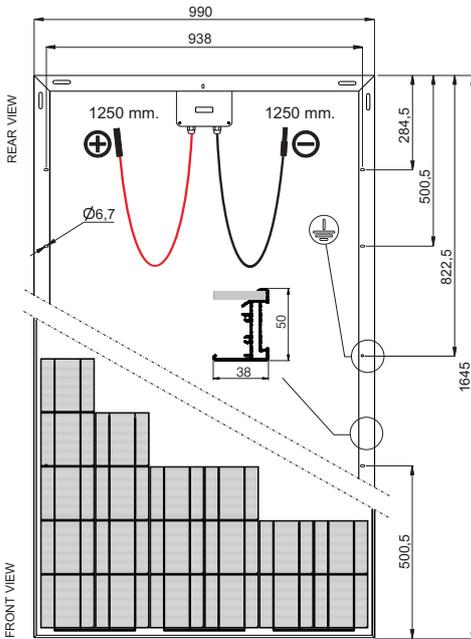
OPERATING RANGE

Temperature	-40 °C to +85 °C
Maximum System Voltage	1000 V
Maximum Wind Load	2400 Pa (130 km/h)
Maximum Snow Load	5400 Pa (551 kg/m ²)

* As an option ATERSA has connection boxes with the IP65 version on request.

Electrical specifications measured in STC. TONC: $47 \pm 2^\circ\text{C}$.

NB: The data contained in this documentation are subject to modification without prior notification.



ATERSA MADRID
C/ Embajadores, 187 - 3º
28045 Madrid - España
tel: +34 915 178 452
fax: +34 914 747 467

ATERSA VALENCIA
P.Industria Juan Carlos I
Avda. de la Foia, 14
46440 Almussafes
Valencia - España
tel: +34 961038430
fax: +34 961038432
e-mail: atersa@atersa.com

ATERSA ITALIA
Centro Direzionale Colleoni
Palazzo Licorno - ingresso 1
20041 Agrate Brianza
Milán - Italia
tel: +39 039 2262482
fax: +39 039 9160546

www.atersa.com

FRONIUS IG TRANSFORMER INVERTER

/ Updated design for Australian conditions.



/ MIX™ concept

/ HF transformer
switchover

/ Module Manager

/ PC board
replacement concept

/ With the Fronius IG product family, Fronius has launched a generation of inverters rated from 1.5 to 5 kW that is compatible with all solar modules. What makes the inverters so appealing is their intuitive operation and ease of use, together with their highly informative analyses of system values in every situation. In short: a PV inverter that any system operator would welcome.

TECHNICAL DATA: FRONIUS IG

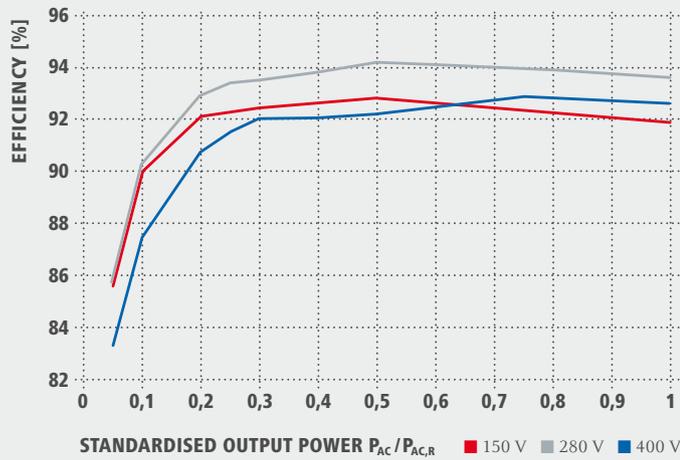
INPUT DATA	IG 15	IG 20	IG 30	IG 40	IG 50 ¹⁾	IG 60 HV
DC maximum power at $\cos \varphi = 1$	1,610 W	2,150 W	2,850 W	4,410 W	4,950 W	5,380 W
Max. input current ($I_{dc \max}$)	10.8 A	14.3 A	19.0 A	29.4 A	33.0 A	35.8 A
Min. input voltage ($U_{dc \min}$)	150 V					
Feed-in start voltage ($U_{dc \text{ start}}$)	170 V					
Nominal input voltage ($U_{dc,r}$)	280 V					
Max. input voltage ($U_{dc \max}$)	500 V				530 V	
MPP voltage range ($U_{mpp \min} - U_{mpp \max}$)	150 V – 400 V					
Number of DC inputs	5					

OUTPUT DATA	IG 15	IG 20	IG 30	IG 40	IG 50 ¹⁾	IG 60 HV
AC nominal output ($P_{ac,r}$)	1,300 W	1,800 W	2,500 W	3,500 W	4,600 W	4,600 W
Max. output power	1,500 W	2,000 W	2,650 W	4,100 W	4,600 W	5,000 W
Max. output current ($I_{ac \max}$)	6.5 A	8.7 A	11.5 A	17.8 A	20.0 A	21.7 A
Grid connection ($U_{ac,r}$)	1-NPE 230 V					
Min. output voltage ($U_{ac \min}$)	180 V					
Max. output voltage ($U_{ac \max}$)	270 V					
Frequency (f_r)	50 Hz / 60 Hz					
Frequency range ($f_{\min} - f_{\max}$)	47 Hz – 65 Hz					
Distortion factor	< 3 %					
Power factor ($\cos \varphi_{ac,r}$)	1					

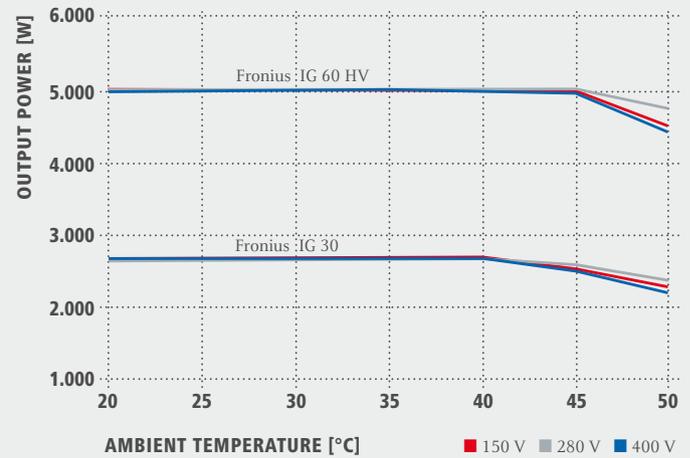
GENERAL DATA	IG 15	IG 20	IG 30	IG 40	IG 50 ¹⁾	IG 60 HV
Dimensions (height x width x depth)	366 x 344 x 220 mm / 500 x 435 x 225 mm ²⁾			610 x 344 x 220 mm / 733 x 435 x 225 mm ²⁾		
Weight	9 kg / 12 kg ²⁾				16 kg / 20 kg ²⁾	
Degree of protection	IP 21 / IP 45 ²⁾					
Protection class	1					
Overvoltage category (DC / AC)	2 / 3					
Night-time consumption	< 1 W					
Inverter concept	HF transformer					
Cooling	Regulated air cooling					
Installation	Indoor and outdoor installation ²⁾					
Ambient temperature range	from -20°C – +50°C					
Permitted humidity	0% – 95%					
DC connection technology	Screw terminal connection 1.5 – 10 mm ² ; DC plug optional ³⁾					
AC connection technology	Screw terminal connection 1.5 – 16 mm ²					
Certificates and compliance with standards	DIN V VDE V 0126-1-1, ÖVE/ÖNORM E 8001-4-712, UTE C15-712-1, EN 50438, G83, G59, C 10 / 11, CER 06-190, Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL Distribuzione, AS 4777-1, AS 4777-2, AS 4777-3					

¹⁾ Fronius IG 50 devices may only be used in Germany. ²⁾ This applies to Fronius IG Outdoor ³⁾ MC3, MC4 or Tyco

FRONIUS IG 60 HV EFFICIENCY CURVE



FRONIUS IG TEMPERATURE DERATING



TECHNICAL DATA: FRONIUS IG

EFFICIENCY	IG 15	IG 20	IG 30	IG 40	IG 50 ¹⁾	IG 60 HV
Max. efficiency	94.2 %	94.3 %	94.3 %	94.3 %	94.3 %	94.3 %
European efficiency (η_{EU})	91.4 %	92.3 %	92.9 %	93.2 %	93.5 %	93.5 %
η at 5% $P_{AC,R}$ ⁴⁾	75.0 / 76.9 / 71.1 %	77.4 / 80.6 / 71.1 %	81.6 / 83.1 / 81.4 %	82.7 / 83.3 / 80.2 %	85.6 / 85.8 / 83.3 %	85.6 / 85.8 / 83.3 %
η at 10% $P_{AC,R}$ ⁴⁾	81.6 / 83.1 / 81.4 %	84.9 / 86.2 / 83.4 %	87.4 / 88.6 / 85.9 %	88.5 / 89.3 / 85.0 %	90.0 / 90.3 / 87.5 %	90.0 / 90.3 / 87.5 %
η at 20% $P_{AC,R}$ ⁴⁾	87.8 / 89.2 / 85.9 %	89.7 / 90.5 / 87.3 %	91.2 / 91.8 / 89.1 %	91.5 / 92.3 / 89.6 %	92.2 / 93.0 / 90.8 %	92.2 / 93.0 / 90.8 %
η at 25% $P_{AC,R}$ ⁴⁾	89.3 / 89.9 / 86.8 %	90.8 / 91.3 / 88.5 %	91.8 / 92.7 / 90.2 %	92.1 / 92.9 / 90.6 %	92.4 / 93.5 / 91.6 %	92.4 / 93.5 / 91.6 %
η at 30% $P_{AC,R}$ ⁴⁾	90.1 / 90.7 / 87.9 %	91.5 / 92.3 / 89.8 %	92.3 / 93.2 / 90.9 %	92.4 / 93.3 / 91.1 %	92.5 / 93.6 / 92.1 %	92.5 / 93.6 / 92.1 %
η at 50% $P_{AC,R}$ ⁴⁾	92.0 / 92.9 / 90.3 %	92.6 / 93.7 / 91.4 %	92.8 / 94.0 / 92.4 %	92.7 / 93.9 / 91.5 %	92.9 / 94.3 / 92.3 %	92.9 / 94.3 / 92.3 %
η at 75% $P_{AC,R}$ ⁴⁾	92.7 / 93.8 / 91.7 %	92.8 / 94.3 / 92.6 %	92.4 / 94.3 / 92.8 %	92.9 / 94.1 / 92.6 %	92.5 / 94.1 / 92.9 %	92.5 / 94.1 / 92.9 %
η at 100% $P_{AC,R}$ ⁴⁾	92.8 / 94.2 / 92.5 %	92.4 / 94.0 / 92.9 %	92.0 / 93.4 / 92.6 %	92.5 / 94.3 / 92.9 %	92.0 / 93.7 / 92.7 %	92.0 / 93.7 / 92.7 %
MPP adaptation efficiency	>99.9%					

⁴⁾ and at $U_{mpp\ min} / U_{dc,r} / U_{mpp\ max}$

PROTECTIVE EQUIPMENT	IG 15	IG 20	IG 30	IG 40	IG 50 ¹⁾	IG 60 HV
DC insulation measurement	Warning/shutdown (depending on country setup) at $R_{ISO} < 500\ k\Omega$					
Overload behaviour	Operating point shift, power limitation					
Reverse polarity protection	Integrated					

be found at www.fronius.com.

v01 2011 EN

Text and illustrations were accurate at the time of going to press. We reserve the right to make changes. This document must not be copied or reproduced in any form, either as extracts or in its entirety, without written consent from Fronius International GmbH.

Fronius Australia Pty Ltd.
90-92 Lambeck Drive
Tullamarine VIC 3043
Australia
pv-sales-australia@fronius.com
www.fronius.com.au

Fronius International GmbH
Froniusplatz 1
4600 Wels
Austria
pv@fronius.com
www.fronius.com

Anexo

Datos técnicos

Fronius IG 15 / 20 / 30

Datos de entrada	IG 15	IG 20	IG 30
Potencia de conexión recomendada	1300-2000 Wp	1800-2700 Wp	2500-3600 Wp
Margen de tensión MPP	150 - 400 V		
Tensión máx. de entrada (con 1000 W/m ² / - 10°C en vacío)	500 V		
Corriente máx. de entrada	10,75 A	14,34 A	19 A
Datos de salida	IG 15	IG 20	IG 30
Potencia nominal de salida (P _{nom})	1,3 kW	1,8 kW	2,5 kW
Potencia máx. de salida	1,5 kW	2.05 kW	2,65 kW
Tensión nominal de red	230 V, +10 / -15 % *		
Corriente nominal de red	5,7 A	7,8 A	10,9 A
Frecuencia nominal	50 +/-0,2 Hz *		
Coeficiente de distorsión	< 3%		
Coeficiente de potencia	1		
Datos generales	IG 15	IG 20	IG 30
Rendimiento máximo	94,2 %	94,3 %	94,3 %
Rendimiento Euro	91,4 %	92,3 %	92,7 %
Consumo propio de noche	0,15 W *		
Consumo propio en funcionamiento	7 W		
Refrigeración	ventilación forzada regulada		
Clase de protección (caja interior / exterior)	IP 21 / IP 45		
Dimensiones l x a x h	366 x 344 x 220 mm / 500 x 435 x 225 mm		
Peso	9 kg / máx. 13 kg		
Temperatura ambiental admitida (con 95% humedad relativa)	-20 ... 50 °C **		
Dispositivos de protección	IG 15	IG 20	IG 30
Medición de aislamiento DC	Aviso / desconexión ***) con R _{ISO} < 500 kOHM		
Protección de sobretensión DC	integrada		
Protección de inversión de polaridad	integrada		
Comportamiento con sobrecarga DC	desplazamiento de punto de funcionamiento dinámico		

*) Los valores indicados son valores estándar: Dependiendo de los requisitos de su país se realizaron las adaptaciones específicas de su FRONIUS I.

***) Con una temperatura ambiente elevada, a partir de aprox. 35° C (dependiendo de la tensión del módulo solar), se reduce la potencia de salida AC (Derating de potencia).

***) Según la configuración de país

Protección contra Sobretensiones

Gama OVR



ABB

Información general acerca de los rayos y sus riesgos

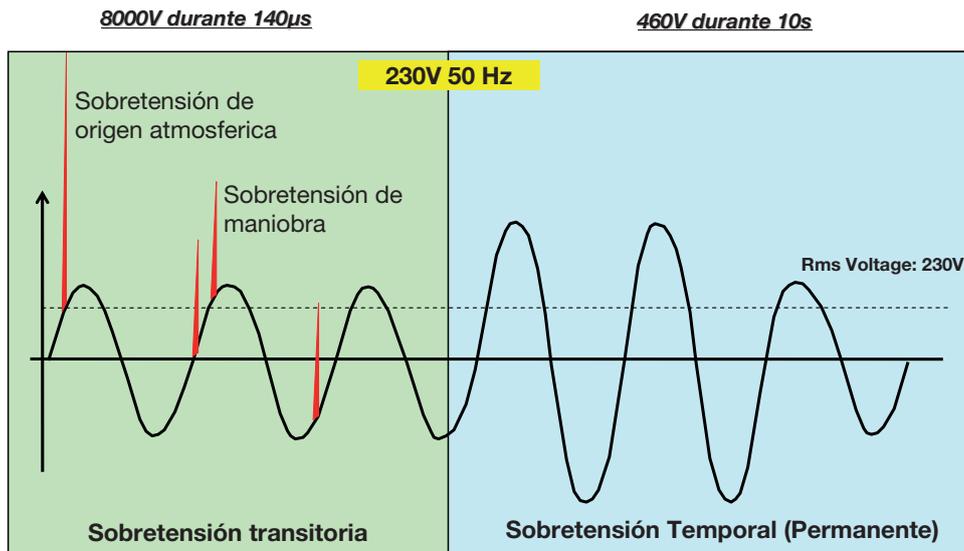
Causas de las sobretensiones

Tipos de sobretensiones

Sobretensiones temporales (permanentes)

Son aquellas sobretensiones originadas por incrementos en la tensión de red, generalmente superiores al 10% de su valor nominal y duraciones variables entre décimas de segundo y minutos.

Suelen estar ocasionadas por pérdida de neutro y algunos otros fenómenos como la conexión / desconexión de condensadores.

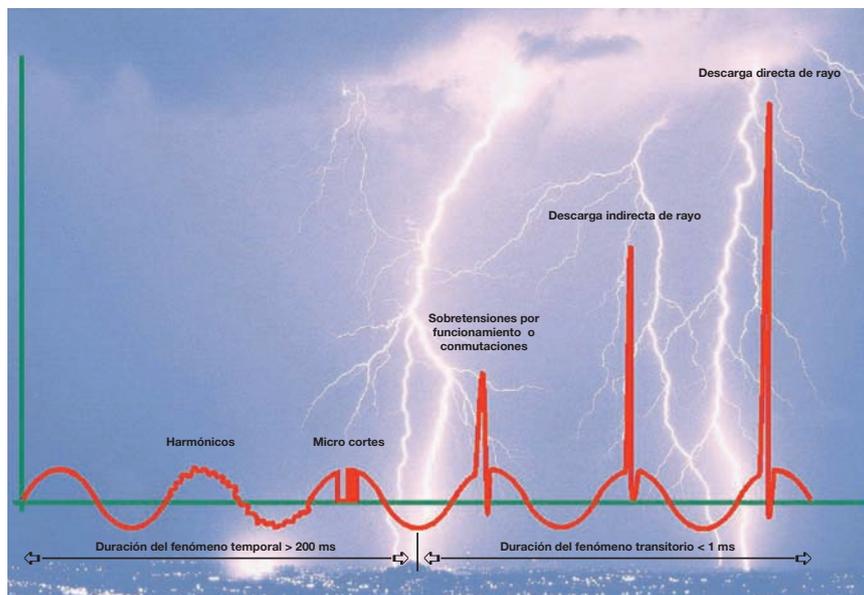


Sobretensiones transitorias

Sobretensiones debidas al funcionamiento de equipos o a conmutaciones (semiconductores). Los equipos que contienen componentes electrónicos de conmutación también pueden generar perturbaciones eléctricas comparables a las sobretensiones. Sus consecuencias en equipos sensibles, aunque no sean visibles, no son menos importantes: envejecimiento prematuro o averías impredecibles o transitorias.

Las sobretensiones por funcionamiento se producen cuando se encienden o se apagan equipos reactivos o capacitivos.

Además, la interrupción de las actividades de producción en una fábrica, los rayos o los transformadores pueden generar sobretensiones que por sí mismas causan grandes daños en equipos eléctricos cercanos.



Representación de los diferentes tipos de perturbaciones que pueden sufrir las redes eléctricas

Información general acerca de los rayos y sus riesgos

Causas de las sobretensiones transitorias

Sobretensiones debidas a descargas directas de rayos

Pueden adoptar las dos formas siguientes:

- Cuando **un rayo produce una descarga en un pararrayos o en el tejado de un edificio** que esté conectado a tierra, la corriente del rayo se disipa en el suelo. La impedancia del suelo y la corriente que fluye a través del mismo crea una diferencia de potencial elevada: la sobretensión. De este modo, esta sobretensión inducida se propaga por el edificio a través de los cables, lo que produce daños en los equipos.
- Cuando **un rayo produce una descarga en una línea aérea de tendido eléctrico de baja tensión**, ésta conduce corrientes altas que penetran en el edificio creando sobretensiones grandes. Este tipo de sobretensiones suele causar daños muy importantes (por ejemplo, un fuego en el cuadro eléctrico que provoca la destrucción de edificios y equipos industriales), así como terminar con explosiones.



Descarga directa de un rayo sobre un pararrayos o el tejado de un edificio



Descarga directa de un rayo sobre una línea aérea de tendido eléctrico

Sobretensiones debidas a los efectos indirectos de las descargas de rayos

Las sobretensiones citadas anteriormente también se generan cuando se producen descargas de rayos en las inmediaciones de un edificio, debido al incremento en el potencial del suelo en el punto de impacto. Los campos electromagnéticos creados por la corriente del rayo generan un acoplamiento inductivo y capacitivo, que provoca otras sobretensiones.

El campo electromagnético causado por un rayo en las nubes también puede generar aumentos de tensión repentinos en un radio que puede alcanzar hasta varios kilómetros.

Aunque de forma menos espectacular que en el caso anterior, también puede causar daños irreparables a los equipos llamados sensibles, como los equipos de fax, las fuentes de alimentación de ordenadores y los sistemas de seguridad y comunicaciones.



Incremento del potencial de tierra



Campo magnético



Campo electrostático

Información general

Terminología de las características eléctricas

Dispositivo protector contra sobretensiones:

Dispositivo diseñado para limitar sobretensiones transitorias y regular los flujos de corriente originados por rayos y maniobras en la red. Consiste en al menos un componente no lineal. Debe cumplir con el estándar europeo EN 61643-11.

Onda 1.2/50:

Forma de onda estándar de sobretensión generada en redes, y que se suma a la tensión de la red.

Onda 8/20:

Forma de onda de corriente que fluye a través de equipos cuando éstos están bajo los efectos de una sobretensión (energía baja).

Onda 10/350:

Forma de onda de corriente que fluye a través de equipos cuando éstos están bajo los efectos de una sobretensión producida por la descarga directa de un rayo

Dispositivo protector contra sobretensiones del tipo 1:

Protector contra sobretensiones diseñado para reducir la energía provocada por una sobretensión comparable a la producida por una descarga directa de rayo. Ha pasado con éxito las pruebas estándar con la Onda 10/350 (test clase I)

Dispositivo protector contra sobretensiones del tipo 2:

Protector contra sobretensiones diseñado para reducir la energía provocada por una sobre tensión comparable a la producida por la descarga indirecta de un rayo o una sobretensión de funcionamiento. Ha pasado con éxito las pruebas estándar con la Onda 8/20 (test clase II)

U_p :

Nivel de protección de tensión.

Parámetro que determina el funcionamiento del protector contra sobretensiones por el nivel de limitación de tensión entre sus terminales y que se selecciona de la lista de valores del estándar. Este valor es mayor que el valor más alto obtenido durante las mediciones de limitación de tensión (en I_n para los tests clase I y II)

I_n :

Corriente nominal de descarga.

Valor de la corriente de pico de una forma de onda 8/20 (15 veces) fluyendo en el protector contra sobretensiones. Se utiliza para determinar el valor de U_p del protector contra sobretensiones.

$I_{m\acute{a}x}$:

Corriente máxima de descarga para el test clase II.

Valor de la corriente de pico de una forma de onda 8/20 fluyendo en el protector contra sobretensiones con una amplitud de acuerdo con la secuencia de operación del test clase II.

$I_{m\acute{a}x}$ es mayor que I_n .

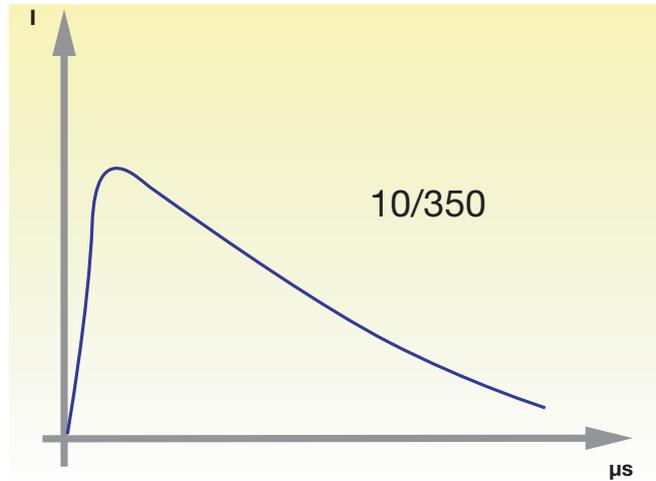
I_{imp} :

Corriente de impulso para el test clase I.

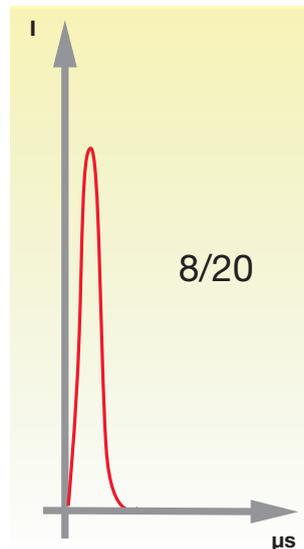
La corriente de impulso I_{imp} se define por una corriente de pico I_{peak} y una carga Q, y comprobada de acuerdo con la secuencia de operación del test. Se usa para clasificar los protectores contra sobretensiones para el test clase I (la onda 10/350 corresponde a esta definición).

U_n :

Tensión nominal AC de la red: tensión nominal entre la fase y el neutro (valor eficaz de AC).



Protectores contra sobretensiones del Tipo 1
 I_{imp} : Onda de corriente



Protectores contra sobretensiones del Tipo 2
 I_{max} : Onda de corriente

Información general

Terminología de las características eléctricas

U_c :

Tensión máxima de servicio (IEC 61643-1).

Tensión eficaz o continua máxima que puede aplicarse de forma continua en modo de protección contra sobretensiones. Es igual a la tensión nominal.

N_g :

Densidad de descargas de rayos expresada como el número de descargas de rayos sobre el suelo por km^2 y por año.

U_T :

Resistencia a la sobretensión temporal.

Sobretensión eficaz o continua máxima que el protector contra sobretensiones puede resistir y que sobrepasa la tensión máxima de servicio U_c durante un periodo de tiempo especificado.

I_{fi} :

Corriente de seguimiento I_{fi} (kA).

Este parámetro se emplea en protectores contra sobretensiones OVR con tecnología no varistor. I_{fi} es un valor rms de la corriente de seguimiento que puede ser interrumpida por el protector contra sobretensiones bajo U_c . Esta corriente de cortocircuito es la que es capaz de interrumpir el protector contra sobretensiones por sí mismo. La I_{fi} del protector contra sobretensiones debe ser igual o mayor que la posible corriente de cortocircuito en el punto de la instalación (I_p), sino, el fusible aguas arriba se fundirá cada vez que el protector actúe.

I_p :

Corriente de cortocircuito prevista en la instalación (kA).

I_p es la corriente que circula en caso de cortocircuito.

Protección en modo común y / o en modo diferencial

Modo común

Las sobretensiones en modo común suceden entre conductores activos y tierra, por ejemplo fase/tierra o neutro/tierra.

Este modo de sobretensión destruye a los equipos conectados a tierra (equipos clase I) y también a equipos no conectados a tierra (equipos de clase II) que están localizados cerca de una masa conectada a tierra y que no tiene suficiente aislamiento eléctrico (algunos kilovoltios).

Los equipos de la clase II no localizados cerca de una masa conectada a tierra en teoría están protegidos contra este tipo de ataques.

Modo diferencial

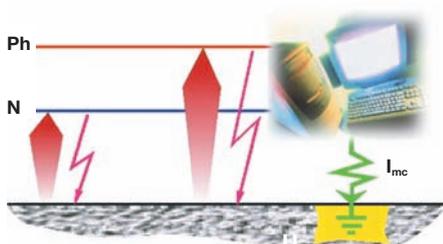
Las sobretensiones en modo diferencial fluyen entre conductores activos: fase/fase o fase/neutro.

Estas sobretensiones tienen un efecto potencial alto de daños para todos los equipos conectados a la red eléctrica, especialmente para los equipos «sensibles».

Nota:

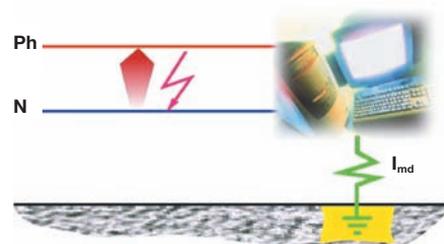
Las sobretensiones en modo diferencial afectan al sistema de conexión a tierra TT.

Estas sobretensiones también afectan al sistema de conexión a tierra TN-S si hay una



Nota:

Las sobretensiones en modo común afectan a todos los sistemas de conexión a tierra.



diferencia considerable en las longitudes del cable neutro y el cable de protección (PE).

Características técnicas

Protectores contra sobretensiones OVR - Tipo 1 y Tipo 1+2



Características técnicas	Tipo 1 OVR T1 25 TS				Tipo 1 OVR T1 25 255-7		
	Electrónica + cámara apagachispas				Electrónica + cámara apagachispas		
Características eléctricas	IEC 61643-1 / EN 61643-11				IEC 61643-1 / EN 61643-11		
Standard	1 / I				1 / I		
Tipo / Clase test	1P 2P 3P 4P 1P+N 3P+N				1P 3P+N		
Polos	1P	1P 2P 3P 4P	1P+N	3P+N	1P	3P+N	
Tipo de red	IT - TNS - TNC	TNS - TNC	TT	TT	TNS - TNC	TT	
Tipo de corriente	A.C.				A.C.		
Tensión nominal Un	V	400	230	230	230	230	
Tensión máx. en operación continua Uc	V	440	255	-	-	255	
Tensión máx. en operación continua Uc (L-N / N-⊥)	V	-	-	255 / 255	255 / 255	-	
Corriente de impulso (10/350) por polo	kA	25	25	-	-	25	
Corriente de impulso limp (10/350) (L-N / N-⊥)	kA	-	-	25 / 50	25 / 100	-	
Corriente nominal de descarga In (8/20) por polo	kA	25	25	-	-	25	
Corriente nominal de descarga In (8/20) (L-N / N-⊥)	kA	-	-	25 / 50	25 / 100	-	
Nivel de protección de tensión Up	kV	2	2.5	-	-	2.5	
Nivel de protección de tensión Up (L-N / N-⊥)	kV	-	-	2.5 / 1.5	2.5 / 1.5	-	
Corriente de seguimiento Ifi	kArms	50	50	-	-	7	
Corriente de seguimiento Ifi (L-N / N-⊥)	kArms	-	-	50 / 0.1	50 / 0.1	-	
Resistencia TOV UT (5s.)	V	690	400	-	-	650	
Resistencia TOV UT (L-N: 5s. / N-⊥ : 200ms.)	V	-	-	400 / 1200	400 / 1200	-	
Corriente en operación continua Ic	mA	No				< 2 (LED)	
Capacidad de resistencia al cortocircuito	kArms	50				50	
Corriente de carga Iload (en V)	A	125				-	
Máximo fusible de protección gG/gL	A	125				125	
Conexión paralelo	A	125				NA	
Conexión serie (en V)	A	125				NA	
Características mecánicas	°C	-40 a +80				-40 a +80	
Temperatura de almacenaje	°C	-40 a +80				-40 a +80	
Grado de protección		IP 20				IP 20	
Resistencia al fuego de acuerdo UL 94		V0				V0	
Color de la caja		Poliaramida gris RAL 7035				Poliaramida gris RAL 7035	
Indicador de estado		Opción (con TS)				Sí	
Señalización a distancia		Opción (TS)				No	
Instalación							
Terminales de conexión (L, N, ⊥)							
cable rígido	mm ²	2.5 ... 50				2.5 ... 50	
cable flexible	mm ²	2.5 ... 35				2.5 ... 35	
Longitud conductor desnudo (L, N, ⊥)	mm	15				15	
Par de apriete (L, N, ⊥)	Nm	3.5				3.5	

Características técnicas del contacto auxiliar integrado

Características eléctricas		
Contactos	1NO (1 contacto normalmente abierto), +1NC (1 contacto normalmente cerrado)	-
Min. carga	6V D.C. - 10 mA	-
Máx. carga	250V A.C. - 5 A	-
Corriente en operación	mA	10
Instalación		
Sección	mm ²	1.5

Características técnicas

Protectores contra sobretensiones OVR - Tipo 1 y Tipo 1+2



	Tipo 1+2 OVR T1+2 25 255 TS	Tipo 1+2 OVR HL 15 440 s PTS	Tipo 1+2 OVR T1+2 15 255-7	Tipo 1+2 OVR T1+2 7 275 s P		
	Electrónica + cámara apagachispas/varistor	Varistor	Electrónica + cámara apagachispas	Varistor		
	IEC 61643-1 / EN 61643-11 1 / I	IEC 61643-1 / EN 61643-11 1 / I	IEC 61643-1 / EN 61643-11 1 / I	IEC 61643-1 / EN 61643-11 1 / I		
	TNS - TNC - TT	1P 1L, 2P 2L, 3P 3L, 4P 4L	1P 1L, 3P+N 3N TNS - TNC TT	1P 1L, 3P 3L, 4P 4L TNS - TNC	1P+N 1N TT	3P+N 3N TT
	A.C.	A.C.	A.C.	A.C.		
	230	400	230	275	275	275 / 255
	255	440	255	-	-	-
	-	-	-	255 / 255	-	-
	25	15	15	7	-	-
	-	-	-	7 / 12	7 / 12	7 / 12
	25	5	15	6	-	-
	-	-	-	15 / 50	6	6
	1.5	1.4	1.5	-	6	6
	-	-	-	15 / 50	0.9	-
	-	-	-	1.5 / 1.5	-	0.9 / 1.4
	15	NA	7	-	NA	-
	-	-	-	7 / 0.1	-	NA / 0.1
	334	440	650	-	334	NA / 0.1
	-	-	-	650 / 1200	-	-
	-	-	-	-	-	334 / 1200
	< 1 (Fuga varistor)	< 1	< 2 (LED)	< 1		
	50	50	50	50		
	125	-	-	-		
	125	25	125	32		
	125	NA	NA	NA		
	-40 a +80	-40 a +80	-40 a +80	-40 a +80		
	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20		
	V0	V0	V0	V0		
	Poliaramida gris RAL 7035	PC gris RAL 7035	Poliaramida gris RAL 7035	PC gris RAL 7035		
	Sí	Sí	Sí	Sí		
	Sí	Sí	No	No		
	2.5 ... 50	2.5 ... 25	2.5 ... 50	2.5 ... 25		
	2.5 ... 35	2.5 ... 16	2.5 ... 35	2.5 ... 16		
	15	12.5	15	12.5		
	3.5	2.8	3.5	2.8		
	1NO (1 contacto normalmente abierto), +1NC (1 contacto normalmente cerrado)	1NO (1 contacto normalmente abierto), +1NC (1 contacto normalmente cerrado)	-	-		
	12V D.C. - 10 mA	12V D.C. - 10 mA	-	-		
	250V A.C. - 1 A	250V A.C. - 1 A	-	-		
	No	No	-	-		
	1.5	1.5	-	-		

Características técnicas

Protectores contra sobretensiones OVR - Tipo 2



Características técnicas	Tipo 2 (enchufable)		
	OVR T2	(S) P (TS)	Varistor
Tecnología	IEC 61643-1 / EN 61643-11		
Características eléctricas	2 / II		
Standard	2 / II		
Tipo / Clase test	2 / II		
Polos	1P	1P, 3P, 4P	1P+N, 3P+N
Tipo de red	IT	TNS - TNC	TT
Tipo de corriente	A.C.	A.C.	A.C.
Tensión nominal Un	V	400	230
Tensión máx. en operación continua Uc	V	440	275
Tensión máx. en operación continua Uc (L-N / N-⊥)	V	-	275 / 255
Corriente máx. de descarga Imáx (8/20) por polo	kA	15 40 70	- - -
Corriente máx. de descarga Imáx (8/20) (L-N / N-⊥)	kA	- - -	15/70 40/70 70/70
Corriente nominal de descarga In (8/20) por polo	kA	5 20 30	- - -
Corriente nominal de descarga In (8/20) (L-N / N-⊥)	kA	- - -	5/30 20/30 30/30
Nivel de protección de tensión Up	kV	1.5 1.9 2	1 1.4 1.5
Nivel de protección de tensión Up (L-N / N-⊥)	kV	- - -	1/1.4 1.4/1.4 1.5/1.4
Corriente de seguimiento Ifi	kArms	NA	NA
Corriente de seguimiento Ifi (L-N / N-⊥)	kArms	-	NA / 0.1
Resistencia TOV U _T (5s.)	V	440 440 440	334
Resistencia TOV U _T (L-N: 5s. / N-⊥ : 200ms.)	V	-	334 / 1200
Corriente en operación continua I _c	mA	< 1	< 1
Capacidad de resistencia al cortocircuito	kArms	50	50
Dispositivo de corte asociado			
Fusible gG -gL	A	32	32
Int. Aut. Curva C	A	40	40
Características mecánicas			
Temperatura de almacenaje y operación	°C	-40 a +80	
Grado de protección		IP 20	
Resistencia al fuego de acuerdo UL 94		V0	
Material de la caja		PC gris RAL 7035	
Cartucho enchufable		Sí	
Deconexión térmica integrada		Sí	
Indicador de estado		Sí	
Reserva de seguridad		Opción (s)	
Señalización a distancia		Opción (TS)	
Instalación			
Terminales de conexión (L, N, ⊥)			
cable rígido	mm ²	2.5 ... 25	
cable flexible	mm ²	2.5 ... 16	
Longitud conductor desnudo (L, N, ⊥)	mm	12.5	
Par de apriete (L, N, ⊥)	Nm	2.8	

Características técnicas del contacto auxiliar integrado

Características eléctricas	
Contactos	1NO (1 contacto normalmente abierto), +1NC (1 contacto normalmente cerrado)
Mín. carga	12V D.C. - 10 mA
Máx. carga	250V A.C. - 1 A
Corriente en operación	mA
Instalación	
Sección	mm ²
	1.5

Características técnicas

Protectores contra sobretensiones OVR - Tipo 2



	Tipo 2 (no enchufable) OVR T2 10 275 Varistor	Tipo 2 (no enchufable) OVR T2 275 Varistor	Tipo 2 Fotovoltaico OVR PV 600 (s) P (TS) Varistor	Telecomunicaciones / Datos OVR TC ... P							
	IEC 61643-1 / EN 61643-11	IEC 61643-1 / EN 61643-11	IEC 61643-1 / EN 61643-11	IEC 61643-21							
	2 / II	2 / II	2 / II	TC							
	1P+N 1N , 3P+N 3N	1P 1 , 3P 3L , 4P 4L 3P+N 3N	2 3	1 par							
	TNS - TT	TNS - TNC - TT	Sistemas PV	Datos / Telecomunicaciones							
	A.C.	A.C.	D.C.	D.C.	D.C.	Baja corriente					
	230	230	75	600	1000	6	12	24	48	200	200
	-	275	106	700	1200	7	14	27	53	220	220
	275 / 255	-	-	-	-	-					
	-	15	30	40	40	10					
	10 / 10	-	-	-	-	-					
	-	5	20	10	20	5					
	2 / 2	-	-	-	-	-					
	-	1	1.4	-	-	15	20	35	70	700	300
	0.9 / 0.9	-	1.4 / 1.4	0.3 / 0.6	2.8 / 1.4	3.8					
	-	NA	-	-	-	-					
	NA / 0.1	-	-	-	-	-					
	-	334	-	-	-	-					
	334 / 1200	-	-	-	-	-					
	< 1	< 1	< 1	< 1	< 1	140					
	10	50	-	-	-	-					
	16	32	-	-	-	-					
	10	40	-	-	-	-					
	-40 a +80	-40 a +80	-40 a +80	-40 a +80							
	IP 20	IP 20	IP 20	IP 20							
	V0	V0	V0	V0							
	PC gris RAL 7035	PC gris RAL 7035	PC gris RAL 7035	PC gris RAL 7035							
	No	No	Sí	Sí							
	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	No	No	Sí	
	Sí	Sí	Sí	No							
	No	No	Opción (s)	No							
	No	No	-	No							
	2.5 ... 25	2.5 ... 25	2.5 ... 25	0.5 ... 2.5							
	2.5 ... 16	2.5 ... 16	2.5 ... 16	0.5 ... 2.5							
	12.5	12.5	12.5	-							
	2.8	2.8	2.8	-							
	-	-	1NO (1 contacto normalmente abierto), +1NC (1 contacto normalmente cerrado)	-							
	-	-	12V D.C. - 10 mA	-							
	-	-	250V A.C. - 1 A	-							
	-	-	No	-							
	-	-	1.5	-							

Tablas de selección

Protectores contra sobretensiones OVR

Protectores contra sobretensiones, Tipo 1 / Tipo 1+2

Función: Los protectores contra sobretensiones Tipo 1 y Tipo 1+2 protegen contra los rayos directos. Ellos pueden derivar y manipular altas energías procedentes del rayo.

Ellos son necesarios cuando la instalación esta expuesta a rayos directos (por ejemplo, cuando un edificio tiene pararrayos ó un tendido aéreo). Ellos deben estar instalados en la línea de entrada de la instalación (cuadro de contadores ó cuadro principal).

Los protectores contra sobretensiones ABB Tipo 1 y Tipo 1+2 son testeados con onda de impulso 10/350. Además, los protectores contra sobretensiones Tipo1+2 son también testeados con onda de impulso 8/20 para garantizar la protección contra sobretensiones de baja energía procedente de un rayo indirecto ó conmutaciones de red.

Los protectores contra sobretensiones ABB Tipo 1+2 presentan un mejor nivel de protección (U_p) que los protectores contra sobretensiones Tipo 1 siendo adecuados para la mayoría de equipos eléctricos y electrónicos situados a una distancia de hasta 30 metros.

El neutro Tipo 1, se usa combinación con las fases de los protectores contra sobretensiones Tipo 1 ó Tipo 1+2 en redes TT.

Aplicación: residencial, terciario, industrial

Standard: CEI 61643-1 / EN 61643-11

Onda 10/350 para los protectores contra sobretensiones Tipo 1, onda 10/350 y 8/20 para los protectores contra sobretensiones Tipo 1+2, tecnología electrónica+cámara apagachispas.

Número de polos	Corriente impulsional de limpi (10/350) kA	Corriente de seguimiento de tensión I_f kArms	Nivel de protección U_p kV	Tensión nominal U_n V	Tensión máx. en operación U_c continua V	Tipo	Cód. tarifa	Bbn 3660308	EAN	Peso Emblaje	kg	pc.
-----------------	--	---	------------------------------	-------------------------	--	------	-------------	-------------	-----	--------------	----	-----

Tipo 1 ($I_f = 50$ kA)

TNS, TNC

1	25	50	2.5	230	255	OVR T1 25 255	2CTB815101R0100	510877		0.25	1
---	----	----	-----	-----	-----	---------------	-----------------	--------	--	------	---

IT (230 / 240 V) y TNS, TNC (400 / 690 V)

1	25	50	2	400	440	OVR T1 25 440-50	2CTB815101R9300	514929		0.27	1
---	----	----	---	-----	-----	------------------	-----------------	--------	--	------	---

TNS (1 Ph+N)

2	25 ⁽²⁾	50	2.5	230	255	OVR T1 2L 25 255	2CTB815101R1200	510891		0.50	1
2	25 ⁽²⁾	50	2.5	230	255	OVR T1 2L 25 255 TS ⁽³⁾	2CTB815101R1100	510945		0.60	1

TT (1 Ph+N)

1+N	25/50 ⁽¹⁾	50/0.1 ⁽¹⁾	2.5/1.5 ⁽¹⁾	230	255/255 ⁽¹⁾	OVR T1 1N 25 255	2CTB815101R1500	510921		0.50	1
1+N	25/50 ⁽¹⁾	50/0.1 ⁽¹⁾	2.5/1.5 ⁽¹⁾	230	255/255 ⁽¹⁾	OVR T1 1N 25 255 TS ⁽³⁾	2CTB815101R1000	510976		0.60	1

TNC

3	25 ⁽²⁾	50	2.5	230	255	OVR T1 3L 25 255	2CTB815101R1300	510907		0.75	1
3	25 ⁽²⁾	50	2.5	230	255	OVR T1 3L 25 255 TS ⁽³⁾	2CTB815101R0600	510952		0.85	1

TNS (3 Ph+N)

4	25 ⁽²⁾	50	2.5	230	255	OVR T1 4L 25 255	2CTB815101R1400	510914		1.00	1
4	25 ⁽²⁾	50	2.5	230	255	OVR T1 4L 25 255 TS ⁽³⁾	2CTB815101R0800	510969		1.10	1

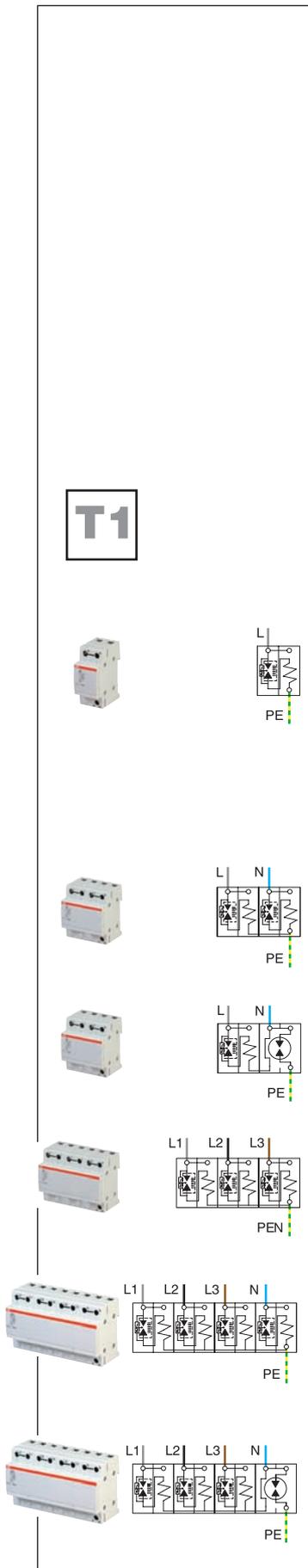
TT (3 Ph+N)

3+N	25/100 ⁽¹⁾	50/0.1 ⁽¹⁾	2.5/1.5 ⁽¹⁾	230	255/255 ⁽¹⁾	OVR T1 3N 25 255	2CTB815101R1600	510938		1.00	1
3+N	25/100 ⁽¹⁾	50/0.1 ⁽¹⁾	2.5/1.5 ⁽¹⁾	230	255/255 ⁽¹⁾	OVR T1 3N 25 255 TS ⁽³⁾	2CTB815101R0700	510983		1.10	1

(1) L-N / N- \perp .

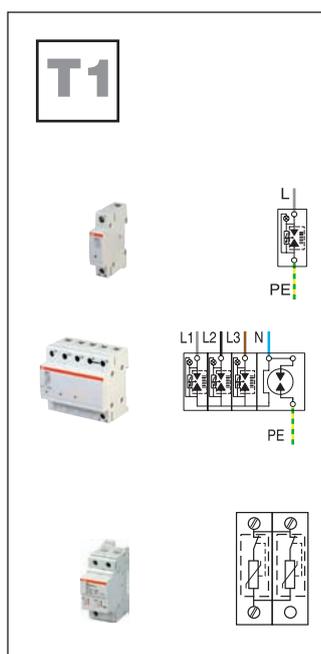
(2) Por polo.

(3) TS: contacto de teleseñalización para el control remoto del estado del protector contra sobretensiones.



Tablas de selección

Protectores contra sobretensiones OVR



Número de polos	Corriente impulsional de limp (10/350) kA	Corriente de seguimiento de tensión Ifi kArms	Nivel de protección Up kV	Tensión nominal Un V	Tensión máxima en operación en tensión continua Uc V	Tipo	Cod. tarifa	Bbn 3660308 EAN	Peso Emblaje kg	Peso Embalaje pc.
-----------------	---	---	---------------------------	----------------------	--	------	-------------	--------------------	--------------------	----------------------

Tipo 1 (Ifi = 7 kA)

TNS, TNC

1	25	7	2.5	230	255	OVR T1 25 255-7	2CTB815101R8700	514110	0.12	1
---	----	---	-----	-----	-----	-----------------	-----------------	--------	------	---

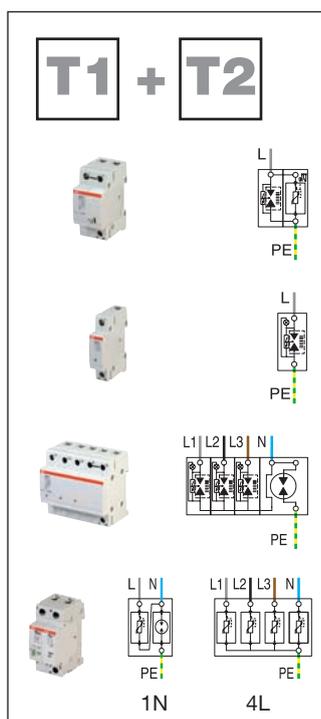
TT (3 Ph+N)

3+N	25/100 ⁽¹⁾	7/0.1 ⁽¹⁾	2.5/1.5 ⁽¹⁾	230	255/255 ⁽¹⁾	OVR T1 3N 25 255-7	2CTB815101R8800	514127	0.60	1
-----	-----------------------	----------------------	------------------------	-----	------------------------	--------------------	-----------------	--------	------	---

OVR HL

TNS, TNC

1	15	0	1.4	400	440	OVR HL 15 440 s PTS	2CTB815201R0800	509802	0.25	1
2	15	0	1.4	400	440	OVR HL 2L 15 440 s PTS	2CTB815303R0400	509826	0.5	1
3	15	0	1.4	400	440	OVR HL 3L 15 440 s PTS	2CTB815401R0400	509833	0.75	1
4	15	0	1.4	400	440	OVR HL 4L 15 440 s PTS	2CTB815503R0400	509840	1	1



Tipo 1+2 (Iimp = 25 kA)

TNS, TNC, TT

1	25	15	1.5	230	255	OVR T1+2 25 255 TS ⁽³⁾	2CTB815101R0300	510884	0.30	1
---	----	----	-----	-----	-----	-----------------------------------	-----------------	--------	------	---

Tipo 1+2 (Iimp = 15 kA)

TNS, TNC

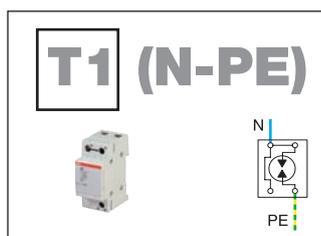
1	15	7	1.5	230	255	OVR T1+2 15 255-7	2CTB815101R8900	514134	0.12	1
---	----	---	-----	-----	-----	-------------------	-----------------	--------	------	---

TT (3 Ph+N)

3+N	15/50 ⁽¹⁾	7/0.1 ⁽¹⁾	1.5/1.5 ⁽¹⁾	230	255/255 ⁽¹⁾	OVR T1+2 3N 15 255-7	2CTB815101R9000	514141	0.60	1
-----	----------------------	----------------------	------------------------	-----	------------------------	----------------------	-----------------	--------	------	---

Tipo 1+2 (Iimp = 7 kA)

1	7	0	0.9	230	275	OVR T1+2 7 275s P	2CTB815101R3900	513403	0.12	1
2	7	0	0.9/1.4	230	275	OVR T1+2 1N 7 275s P	2CTB815302R1000	515728	0.27	1
4	7	0	0.9/1.5	230	275	OVR T1+2 3N 7 275s P	2CTB815502R1000	515735	0.5	1
3	7	0	0.9	230	275	OVR T1+2 3L 7 275s P	2CTB815101R4000	513410	0.4	1
4	7	0	0.9	230	275	OVR T1+2 4L 7 275s P	2CTB815101R4100	513427	0.5	1
-	7	0	0.9	230	275	OVR T1+2 7 275s C	2CTB815101R3800	513458	0.1	1
-	7	0	1.4	230	275	OVR T1+2 70 NC	2CTB815101R5100	515742	0.05	1



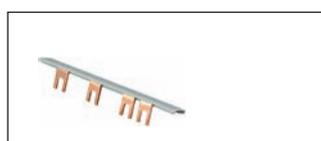
Neutro tipo 1

Para redes TT, se usa en combinación con las fases de los OVR's Tipo 1 ó Tipo 1+2.

1	50	0.1	1.5	-	255	OVR T1 50 N	2CTB815101R0400	510853	0.25	1
1	100	0.1	1.5	-	255	OVR T1 100 N	2CTB815101R0500	510860	0.25	1

(1) L-N / N-PE.

(3) TS: Contacto de teleseñalización para el control remoto del estado del protector contra sobretensiones.



Bus bar

Para redes TT (3 fases+N). Este bloque de barras puede ser usado para conectar protectores contra sobretensiones de 4 polos (2 módulos por polo) Tipo 1 y Tipo 1+2. (excepto para Tipo 1 con Ifi = 7 kA)

-	-	-	-	-	-	Bus bar 3N	2CTB815102R0400	516091	0.005	50
---	---	---	---	---	---	------------	-----------------	--------	-------	----

Tablas de selección

Protectores contra sobretensiones OVR

T2

Protectores contra sobretensiones, Tipo 2

Función: Los protectores contra sobretensiones Tipo 2 pueden manejar energías procedentes de rayos indirectos ó conmutaciones de la red.

Los protectores contra sobretensiones Tipo 2 no pueden descargar grandes energías procedentes de rayos directos como los protectores Tipo 1, pero presentan un nivel de protección de tensión bajo (Up). Ellos son recomendados en la entrada de la instalación en lugares que no estén expuestos a rayos directos.

Aplicación: residencial, terciario, industrial.

Standard: CEI 61643-1 / EN 61643-11

Onda 8/20, tecnología varistor.

Número de polos	Corriente impulsional de limpi (10/350) kA	Corriente de seguimiento de Ifi kArms	Corriente de tensión Up kV	Nivel de protección nominal Un V	Tensión nominal en operación Uc V	Tensión máx. continua	Tipo	Cód. tarifa	Bbn 3660308 EAN	Peso Emblaje kg	Peso Emblaje pc.
-----------------	--	---------------------------------------	----------------------------	----------------------------------	-----------------------------------	-----------------------	------	-------------	-----------------	-----------------	------------------

Tipo 2 (enchufable)

TNS, TNC

1	15	5	1.0	230	275		OVR T2 15 275 P	2CTB803851R2400	512840	0.12	1
1	40	20	1.4	230	275		OVR T2 40 275 P	2CTB803851R2300	512833	0.12	1
1	40	20	1.4	230	275		OVR T2 40 275s P	2CTB803851R2000	512826	0.12	1
1	40	20	1.4	230	275		OVR T2 40 275 P TS	2CTB803851R1700	514363	0.14	1
1	40	20	1.4	230	275		OVR T2 40 275s P TS (3)	2CTB803851R1400	512802	0.15	1
1	70	30	1.5	230	275		OVR T2 70 275 s P	2CTB803851R1900	512819	0.12	1
1	70	30	1.5	230	275		OVR T2 70 275s P TS (3)	2CTB803851R1300	512796	0.15	1

IT (230 / 400 V)

1	15	5	1.5	400	440		OVR T2 15 440 P	2CTB803851R1100	512772	0.12	1
1	40	20	1.9	400	440		OVR T2 40 440 P	2CTB803851R1200	512789	0.12	1
1	40	20	1.9	400	440		OVR T2 40 440 s P	2CTB803851R0800	512765	0.12	1
1	40	20	1.9	400	440		OVR T2 40 440 P TS	2CTB803851R0500	514370	0.14	1
1	40	20	1.9	400	440		OVR T2 40 440s P TS (3)	2CTB803851R0200	512741	0.15	1
1	70	30	2	400	440		OVR T2 70 440 s P	2CTB803851R0700	512758	0.12	1
1	70	30	2.0	400	440		OVR T2 70 440s P TS (3)	2CTB803851R0100	512734	0.15	1

TT (1 Ph+N)

1+N	15/70 ⁽¹⁾	5/30 ⁽¹⁾	1.0/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾		OVR T2 1N 15 275 P	2CTB803952R1200	513106	0.22	1
1+N	40/70 ⁽¹⁾	20/30 ⁽¹⁾	1.4/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾		OVR T2 1N 40 275 P	2CTB803952R1100	513250	0.27	1
1+N	40/70 ⁽¹⁾	20/30 ⁽¹⁾	1.4/1.4	230	275/255		OVR T2 1N 40 275s P	2CTB803952R0800	513090	0.27	1
1+N	40/70 ⁽¹⁾	20/30 ⁽¹⁾	1.4/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾		OVR T2 1N 40 275 P TS	2CTB803952R0500	514387	0.27	1
1+N	40/70 ⁽¹⁾	20/30 ⁽¹⁾	1.4/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾		OVR T2 1N 40 275s P TS (3)	2CTB803952R0200	513076	0.27	1
1+N	70/70 ⁽¹⁾	30/30 ⁽¹⁾	1.5/1.4	230	275/255		OVR T2 1N 70 275 s P	2CTB803952R0700	513083	0.27	1
1+N	70/70 ⁽¹⁾	30/30 ⁽¹⁾	1.5/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾		OVR T2 1N 70 275s P TS (3)	2CTB803952R0100	513069	0.27	1

TNC

3	15 ⁽²⁾	5 ⁽²⁾	1.0	230	275		OVR T2 3L 15 275 P	2CTB803853R3400	512987	0.35	1
3	40 ⁽²⁾	20 ⁽²⁾	1.4	230	275		OVR T2 3L 40 275 P	2CTB803853R2400	513366	0.35	1
3	40 ⁽²⁾	20 ⁽²⁾	1.4	230	275		OVR T2 3L 40 275sP	2CTB803853R2200	512963	0.35	1
3	40 ⁽²⁾	20 ⁽²⁾	1.4	230	275		OVR T2 3L 40 275 P TS	2CTB803853R2500	514400	0.40	1
3	40 ⁽²⁾	20 ⁽²⁾	1.4	230	275		OVR T2 3L 40 275s P TS (3)	2CTB803853R2300	512970	0.40	1
3	70 ⁽²⁾	30 ⁽²⁾	1.5	230	275		OVR T2 3L 70 275 s P	2CTB803853R4100	512994	0.35	1
3	70 ⁽²⁾	30 ⁽²⁾	1.5	230	275		OVR T2 3L 70 275s P TS (3)	2CTB803853R4400	513007	0.40	1

TNS (3 Ph+N)

4	15 ⁽²⁾	5 ⁽²⁾	1.0	230	275		OVR T2 4L 15 275 P	2CTB803853R6000	513038	0.45	1
4	40 ⁽²⁾	20 ⁽²⁾	1.4	230	275		OVR T2 4L 40 275 P	2CTB 803853R5600	513274	0.45	1
4	40 ⁽²⁾	20 ⁽²⁾	1.4	230	275		OVR T2 4L 40 275sP	2CTB803853R5400	513021	0.45	1
4	40 ⁽²⁾	20 ⁽²⁾	1.4	230	275		OVR T2 4L 40 275 P TS	2CTB803853R5200	514417	0.50	1
4	40 ⁽²⁾	20 ⁽²⁾	1.4	230	275		OVR T2 4L 40 275s P TS (3)	2CTB803853R5000	513014	0.50	1
4	70 ⁽²⁾	30 ⁽²⁾	1.5	230	275		OVR T2 4L 70 275 s P	2CTB803919R0200	513045	0.45	1
4	70 ⁽²⁾	30 ⁽²⁾	1.5	230	275		OVR T2 4L 70 275s P TS (3)	2CTB803919R0400	513052	0.50	1

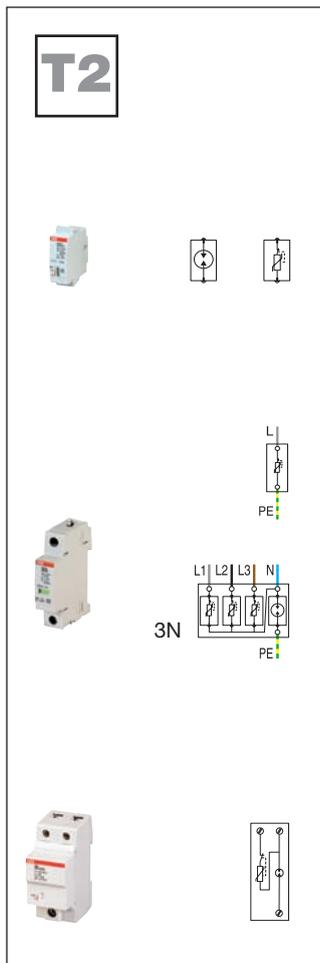
TT (3 Ph+N)

3+N	15/70 ⁽¹⁾	5/30 ⁽¹⁾	1.0/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾		OVR T2 3N 15 275 P	2CTB803953R1200	513151	0.45	1
3+N	40/70 ⁽¹⁾	20/30 ⁽¹⁾	1.4/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾		OVR T2 3N 40 275 P	2CTB803953R1100	513267	0.45	1
3+N	40/70 ⁽¹⁾	20/30 ⁽¹⁾	1.4/1.4	230	275/255		OVR T2 3N 40 275sP	2CTB803953R0800	513144	0.45	1
3+N	40/70 ⁽¹⁾	20/30 ⁽¹⁾	1.4/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾		OVR T2 3N 40 275 P TS	2CTB803953R0500	514394	0.50	1
3+N	40/70 ⁽¹⁾	20/30 ⁽¹⁾	1.4/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾		OVR T2 3N 40 275s P TS (3)	2CTB803953R0200	513120	0.50	1
3+N	70/70 ⁽¹⁾	30/30 ⁽¹⁾	1.5/1.4	230	275/255		OVR T2 3N 70 275 s P	2CTB803953R0700	513137	0.45	1
3+N	70/70 ⁽¹⁾	30/30 ⁽¹⁾	1.5/1.4 ⁽¹⁾	230	275/255 ⁽¹⁾		OVR T2 3N 70 275s P TS (3)	2CTB803953R0100	513113	0.50	1

(1) L-N / N- \perp . (2) por polo. (3) TS: contacto de teleseñalización para el control remoto del estado del protector contra sobretensiones. La reserva de seguridad (s) asegura un mantenimiento preventivo de la instalación.

Tablas de selección

Protectores contra sobretensiones OVR



Número de polos	Corriente impulsional de limp (10/350) kA	Corriente de seguimiento de Ifi kArms	Nivel de protección de tensión Up kV	Tensión nominal Un V	Tensión máxima en operación en continua Uc V	Tipo	Cód. tarifa	Bbn 3660308 EAN	Peso Embalaje kg	pc.
-----------------	---	---------------------------------------	--------------------------------------	----------------------	--	------	-------------	-----------------	------------------	-----

Cartuchos para protectores contra sobretensiones tipo 2

Cartucho para protectores, 275 V, 440 V, cartucho neutro

-	15	5	1.0	230	275	OVR T2 15 275 C	2CTB803854R1200	513168	0.10	1
-	40	20	1.4	230	275	OVR T2 40 275 C	2CTB803854R1000	513182	0.10	1
-	40	20	1.4	230	275	OVR T2 40 275s C ⁽¹⁾	2CTB803854R0900	513199	0.10	1
-	70	30	1.5	230	275	OVR T2 70 275s C ⁽¹⁾	2CTB803854R0700	513229	0.10	1
-	70	30	1.4	-	440	OVR T2 70 N C	2CTB803854R0000	513243	0.05	1
-	15	5	1.5	400	440	OVR T2 15 440 C	2CTB803854R0600	513175	0.10	1
-	40	20	1.9	400	440	OVR T2 40 440 C	2CTB803854R0400	513205	0.10	1
-	40	20	1.9	400	440	OVR T2 40 440s C ⁽¹⁾	2CTB803854R0300	513212	0.10	1
-	70	30	2.0	400	440	OVR T2 70 440s C ⁽¹⁾	2CTB803854R0100	513236	0.10	1

Tipo 2 (no enchufable)

1	15	5	1	230	275	OVR T2 15 275	2CTB804200R0100	514882	0.12	1
1	40	20	1.4	230	275	OVR T2 40 275	2CTB804201R0100	514103	0.12	1
3	40	20	1.4	230	275	OVR T2 3L 40 275	2CTB804601R0400	515964	0.35	1
4	40	20	1.4	230	275	OVR T2 4L 40 275	2CTB804211R0100	515612	0.45	1
1+N	40/40	20/20	1.4/1.4	230	275/255	OVR T2 1N 40 275	2CTB804401R0300	515900	0.45	1
3+N	40/40	20/20	1.4/1.4	230	275/255	OVR T2 3N 40 275	2CTB804301R0300	515940	0.45	1
1+N	10/10	2/2	0.9/0.9	230	275/255	OVR 1N 10 275	2CTB813912R1000	509208	0.2	1
3+N	10/10	2/2	0.9/0.9	230	275/255	OVR 3N 10 275	2CTB813913R1000	509215	0.4	1

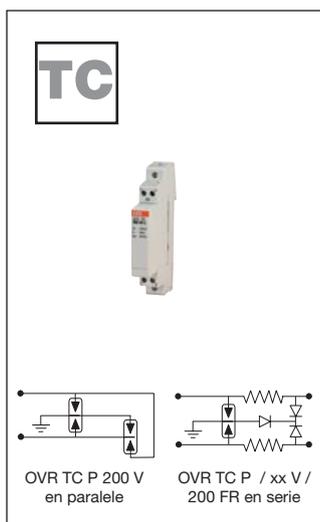
(1) La reserva de seguridad (s) asegura un mantenimiento preventivo de la instalación.

OVR Plus 1N 10 275

1+N	10/10	5/5	1/1.4	230	275/255	OVR Plus 1N 10 275	2CTB813812R2600	515770	0.2	1
-----	-------	-----	-------	-----	---------	--------------------	-----------------	--------	-----	---

Protectores contra sobretensiones para telecomunicaciones

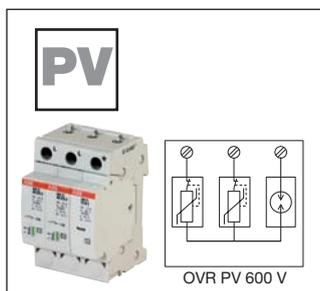
Los protectores contra sobretensiones para telecomunicaciones (OVRTC P) proporcionan protección contra sobretensiones transitorias para equipos conectados en la línea del teléfono (digital ó analógica), conexiones informáticas ó redes, para aplicaciones como RS-485, ó 4-20mA.



1	10	5	0.015	6		OVR TC 6V P	2CTB804820R0000	515230	0.05	1
1	10	5	0.02	12		OVR TC 12V P	2CTB804820R0100	515247	0.05	1
1	10	5	0.035	24		OVR TC 24V P	2CTB804820R0200	515254	0.05	1
1	10	5	0.07	48		OVR TC 48V P	2CTB804820R0300	515261	0.05	1
1	10	5	0.7	200		OVR TC 200V P	2CTB804820R0400	515278	0.05	1
1	10	5	0.3	200		OVR TC 200FR P	2CTB804820R0500	515285	0.05	1
-	10	5	0.015	7		OVR TC 6V C	2CTB804821R0000	515292	0.02	1
-	10	5	0.02	14		OVR TC 12V C	2CTB804821R0100	515308	0.02	1
-	10	5	0.035	27		OVR TC 24V C	2CTB804821R0200	515315	0.02	1
-	10	5	0.07	53		OVR TC 48V C	2CTB804821R0300	515322	0.02	1
-	10	5	0.7	220		OVR TC 200V C	2CTB804821R0400	515339	0.02	1
-	10	5	0.3	220		OVR TC 200FR C	2CTB804821R0500	515346	0.02	1
1	-	-	-	-	-	Base OVR TC RJ11	2CTB804840R1000	515599	0.02	1
2	-	-	-	-	-	Base OVR TC RJ45	2CTB804840R1100	515605	0.04	1

Protectores contra sobretensiones para sistemas fotovoltaicos

Los protectores contra sobretensiones para sistemas fotovoltaicos OVR PV proporcionan protección en equipos fotovoltaicos, contra sobretensiones que se producen en la red eléctrica.



2	30	10	0.3/0.6	75	100	OVR PV 30 75 P TS	2CTB803953R3100	514202	0.12	1
3	40	20	2.8/1.4	600	700	OVR PV 40 600 P	2CTB803953R5300	516511	0.27	1
3	40	20	2.8/1.4	600	700	OVR PV 40 600 P TS	2CTB803953R5400	516528	0.27	1
3	40	20	3.8	1000	1120	OVR PV 40 1000 P	2CTB803953R6400	516534	0.27	1
3	40	20	3.8	1000	1120	OVR PV 40 1000 P TS	2CTB803953R6500	516541	0.27	1

Tablas de selección

Protectores contra sobretensiones S2C-OVP

Protectores contra sobretensiones temporales (permanentes)

Los protectores contra sobretensiones temporales ofrecen protección frente sobretensiones permanentes (como por ejemplo, el corte del neutro), en redes monofásicas 230VAC.

Tensión nominal V	Tensión máx no disparo V	Tensión máx disparo V	Tipo	Cod. tarifa	Embalaje
230	253	275	S2C-OVP1	2CSS 200 910 R0005	5
230	253	290	S2C-OVP2	2CSS 200 993 R0005	5



Reglas de instalación

Norma N° 1

La corriente I_{imp} (10/350) o I_{max} (8/20) es la máxima corriente que es capaz de soportar el descargador sin degradarse. Si se sobrepasa éste valor el protector actuará de forma correcta pero se destruirá. Cada limitador debe asociarse con un interruptor automático capaz de garantizar la continuidad de servicio y máxima seguridad.

Norma N° 2

La distancia entre el bornero de tierra del limitador y las bornas aguas arriba del interruptor automático de desconexión debe ser lo menor posible (recomendable menor de 50 cm).

Norma N° 3

Si se instala más de un protector contra sobretensiones, se debe coordinar la distancia entre ellos (ver pagina siguiente):

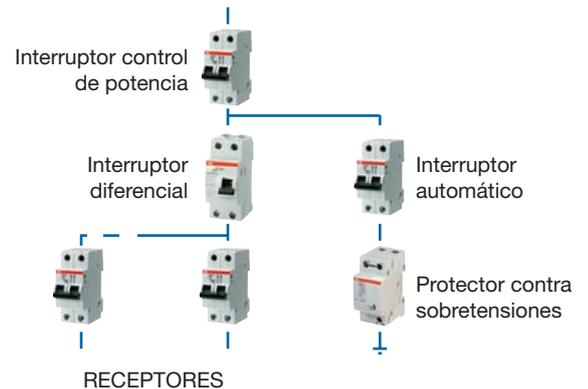
Norma N° 4

Las tomas de tierra de los receptores deben conectarse al mismo bornero de tierra que el protector contra sobretensiones.

Norma N° 5

En vivienda: Instalar el dispositivo de protección contra sobretensiones entre ICP y diferencial (independientemente al cumplimiento de la norma 1)

En Terciario/Industrial: Tenemos dos opciones. La primera opción es instalar el dispositivo de protección contra sobretensiones exactamente igual que en vivienda. La segunda opción instalar dispositivo de protección contra sobretensiones después de un diferencial selectivo. Cada protector contra sobretensiones estará protegido por un interruptor automático o fusible, exactamente igual que en vivienda.

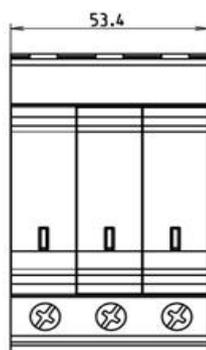
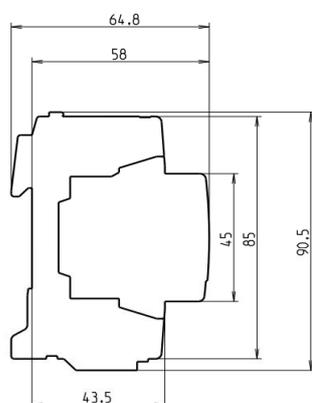
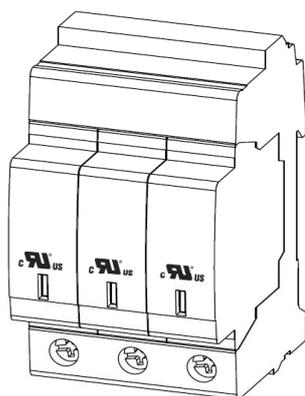




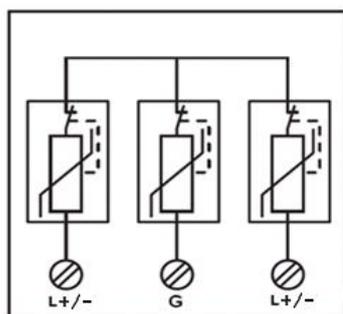
Surge Protective Device Parafoudre

Type : **OVR PV 15-800 P U**
Part : **2CTB802340R6800**
EAN : **3 660 308 52112 5**

Pluggable Unit Produit débrochable



" Y " configuration



Electrical characteristics

Caractéristiques électriques

Types of networks <i>Régime de neutre</i>		Photovoltaic Systems - d.c. side
Protection mode <i>Mode de protection</i>		L+ / G , L- / G , L+ / L-
Number of poles / Type of current <i>Nombre de pôles / Type de courant</i>		2 / d.c.
Type / test class <i>Type / Classe</i>		UL 1449 Ed3 : Type 1 CA IEC 61 643-11 : T2 / II
Maximal continuous operating voltage U_{CPV} <i>Tension maximale permanente U_{CPV}</i>	V	800
Short circuit withstand I_{SCPVP} <i>Tenue en court-circuit I_{SCPVP}</i>	kA	10
Nominal discharge current I_n (8/20) <i>Courant nominal de décharge I_n (8/20)</i>	kA	5
Maximal discharge current I_{max} (8/20) <i>Courant maximal de décharge I_{max} (8/20)</i>	kA	15
Voltage protection level Ures at 3 kA (L+ / G , L- / G , L+ / L-) <i>Niveau de protection en tension Ures à 3 kA (L+ / G , L- / G , L+ / L-)</i>	kV	3.4 / 3.4 / 3.4
Voltage protection level Ures at 5 kA (L+ / G , L- / G , L+ / L-) <i>Niveau de protection en tension Ures à 5 kA (L+ / G , L- / G , L+ / L-)</i>	kV	3.6 / 3.6 / 3.6
Voltage protection level Ures at 10 kA (L+ / G , L- / G , L+ / L-) <i>Niveau de protection en tension Ures à 10 kA (L+ / G , L- / G , L+ / L-)</i>	kV	4 / 4 / 4
Voltage protection rating VPR (L+ / G , L- / G , L+ / L-) <i>Niveau de protection en tension U_p à I_n (L+ / G , L- / G , L+ / L-)</i>	kV	4 / 4 / 4
Follow current interrupt rating I_{fi} (L+ / G , L- / G , L+ / L-) <i>Valeur assignée d'interruption d'un courant de suite I_{fi} (L+ / G , L- / G , L+ / L-)</i>	A	- / - / -
Response time <i>Temps de réponse</i>	ns	< 25
Ground residual current I_{PE} <i>Courant résiduel à la terre I_{PE}</i>	μ A	< 50
Integrated thermal disconnecter <i>Déconnecteur thermique intégré</i>		Yes / Oui
State indicator <i>Indicateur d'état</i>		Yes / Oui
Safety reserve <i>Réserve de sécurité</i>		-
OverCurrent Protection (external) * <i>Protection contre les surintensités à monter en série (externe) *</i>		
Curve B or C Circuit breaker <i>Disjoncteur courbe B ou C</i>	A	-
Class J fuse <i>Fusible classe J</i>	A	-

* UL approved with no protection. If continuity of service is preferred, an additional 10A g_{PV} fuse is recommended.

* Certifié UL sans protection. Si la continuité de service est privilégiée, l'ajout d'un fusible 10A g_{PV} est recommandé.

Mechanical characteristics

Caractéristiques mécaniques

Wire range : Solid wire <i>Section des conducteurs : Fil rigide</i>	mm ² / AWG	2.5...25 / 4...14
Wire range : Stranded wire <i>Section des conducteurs : Fil souple</i>	mm ² / AWG	2.5...16 / 6...14
Stripping length <i>Longueur de dénudage des conducteurs</i>	mm / in	12.5 / 0.5
Tightening torque <i>Couple de serrage des bornes</i>	N.m / in.lb	2.8 / 24.5

TS remote indicator

Télésignalisation (TS)

TS remote indicator <i>Télésignalisation (TS)</i>		-
Contact complement <i>Type de contact</i>		-
Minimal load <i>Charge mini</i>		-
Maximal load <i>Charge maxi</i>		-
Connection cross section <i>Section des conducteurs</i>	mm ² / AWG	-

Miscellaneous characteristics

Caractéristiques diverses

Degree of protection location <i>Indice de protection Installation</i>		IP 20 / NEMA 1 Intérieur / Indoor
Maximum relative humidity <i>Humidité relative maximale</i>	%	93
Stocking temperature Operating temperature <i>Température de stockage Température de fonctionnement</i>	°C / °F	- 40 to +80 / -40 to +176 - 40 to +80 / -40 to +176
Maximum altitude <i>Altitude maxi</i>	m / ft	2 000 / 6 562
Weight <i>Poids</i>	g / lb	360 / 0.75
Color of Housing / Fire resistance according to UL 94 <i>Couleur du boîtier / Tenue au feu selon UL 94</i>		Grey RAL 7035 / V-0
Reference standards <i>Normes de référence</i>		UL 1449 Ed3 / IEC 61 643-11 / UTE C 61-740-51

Replacement cartridges

Cartouches de remplacement

Phase / Product ID <i>Phase / Code produit</i>		2CTB802349R3500 OVR PV 15-800 C U
Neutral / Product ID <i>Neutre / Code produit</i>		-

Cables solares con reticulación por bombardeo de haz de electrones ("electro-beam") conforme al diseño PV1-F

Descripción del producto

Gran capacidad térmica, para uso continuado en los sistemas fotovoltaicos en cualquier estación del año.;Previene la propagación del fuego en caso de incendio y no emite gases tóxicos en caso de incendio;Los distintos colores de aislamiento del conductor simplifican el proceso de diferenciación de polaridad durante la instalación.;Resistente frente a impactos mecánicos.;Marcado métrico en la cubierta que permite el control exacto de las cantidades instaladas.



Ámbito de uso

- Para el cableado posterior de paneles solares, la interconexión de grupos de paneles y como cable de conexión entre los grupos de paneles y el inversor CC/CA.
- Instalaciones fotovoltaicas en cubiertas.
- Instalaciones en huertas solares
- Para el cableado de generadores fotovoltaicos móviles o integrados en el edificio.

Beneficios

- Gran capacidad térmica, para uso continuado en los sistemas fotovoltaicos en cualquier estación del año.
- Previene la propagación del fuego en caso de incendio y no emite gases tóxicos en caso de incendio
- Los distintos colores de aislamiento del conductor simplifican el proceso de diferenciación de polaridad durante la instalación.
- Resistente frente a impactos mecánicos.
- Marcado métrico en la cubierta que permite el control exacto de las cantidades instaladas.

Diseño

- Conductor de hilos finos de cobre estañado trenzados.
- Aislamiento de copolímero reticulado mediante haz de electrones ("electro-beam")
- Color del conductor: Negro, rojo o azul
- Cubierta exterior de copolímero reticulado por haz de electrones ("electro-beam")
- Cubierta exterior de color negro.



Aprobaciones (normas de referencia)

- Con certificación TÜV (2PFG 1169/08.07)
- Libre de halógenos, conforme a EN 50267-2-1/-2.
- Resistente al ozono, según EN 50396.
- Resistente a todo tipo de condiciones climáticas y a radiación UV, conforme a HD 605/A1.
- Resistente a la salinidad y a los ácidos, conforme a EN 60811-2-1.

Características de producto

- Excelente resistencia a todo tipo de condiciones climáticas, temperatura y radiación UV.
- Gran resistencia a los cortes y a la abrasión.
- Gran resistencia a la presión y al calor.
- Libre de halógenos y no propagador de la llama.
- XLR-R = X-Linked Radiated - Reduced

Datos técnicos

Aprobaciones

PV1-F (Tipo TÜV reconocido conforme a 2 PfG 1169/08.2007)

Formación del conductor

Hilos finos trenzados conforme a VDE 0295 Clase 5 / IEC 60228 Clase 5

Radio de curvatura mínimo

Instalación fija: 4 x diámetro exterior

Tensión nominal

CA U0/U : 600/1.000 V CC U0/U : 900/1.500 V

Máxima tensión de servicio admisible: 1.800 V CC (conductor - conductor, sistema no puesto a tierra)

Tensión de prueba

AC 6500 V

Gama de corriente

Según las especificaciones TÜV 2 PfG 1169/08.2007 tabla 1

Rango de temperaturas

Temperatura máx. del conductor: De -40 °C a +120°C basada en EN 60216-1 Rango de temperatura ambiente según TÜV 2 PfG 1169/08.2007: -40°C a +90°C

Lista de artículos

Artikel-nummer	Sección transversal del conductor en mm ²	Diámetro exterior en mm	Índice de cobre kg/km	Peso kg/km
ÖLFLEX® SOLAR XLR Aislamiento de conductor: negro/ Cubierta exterior: negra				
0025906	2,5	6.0	24.0	58



0025907	4	6.5	38.4	77
0025908	6	7.1	57.6	102
0025909	10	8.9	96.0	163
0025910	16	9.8	153.6	225
Aislamiento de conductor: rojo / Cubierta exterior: negra				
0025912	2,5	6.0	24.0	58
0025913	4	6.5	38.4	77
0025914	6	7.1	57.6	102
0025915	10	8.9	96.0	163
0025916	16	9.8	153.6	225
Aislamiento de conductor: azul/ Cubierta exterior: negra				
0025918	2,5	6.0	24.0	58
0025919	4	6.5	38.4	77
0025920	6	7.1	57.6	102
0025921	10	8.9	96.0	163
0025922	16	9.8	153.6	225

Nota de pie de página:

Todos los valores de los productos mostrados son valores nominales a menos que se especifique lo contrario. Otros valores, como por ejemplo tolerancias, pueden obtenerse bajo solicitud.

Base de precio de cobre: 150 € / 100 kg; para uso y definición de la "base de precio de metal" e "índice de metales", consulte apéndice T17

Tamaño de empaquetado: bobina

Las fotografías no son a escala ni deben considerarse representaciones fieles de los respectivos productos.

KLKD SERIES 10x38 mm FUSES

600 VAC/600 VDC • Fast Acting



Description

The KLKD fuse series is fast-acting with a high DC voltage rating. This family of Midget style fuses (10 x 38 mm) is used in solar combiner boxes and in circuits with DC fault currents up to 50,000 amperes. KLKD fuses are available in standard and board-mount configurations.

In addition, the KLKD series has been designed to meet both the UL and IEC photovoltaic fuse standards.

Littelfuse offers a wide range of ampere ratings to match specific requirements in a variety of applications.

Features/Benefits

- Designed to UL and IEC photovoltaic specifications
- 1/10-30 A ratings available
- 50 kA DC Voltage Interrupting Rating (1/10-30 A)
- Both standard and board-mount configurations available
- 1-5 A meets UL1741 GFDI requirements

Recommended Fuseholders

- LPSM Series
- L60030M Series
- L60030MPCB Board Mount Holder

Applications

- Combiner boxes
- Inverters
- Power supplies
- Desktop meters
- 600 V circuit protection



Look for this logo to indicate products that are used in solar applications. Visit our website www.littelfuse.com/solar for the latest updates on approvals, certifications, codes and standards.

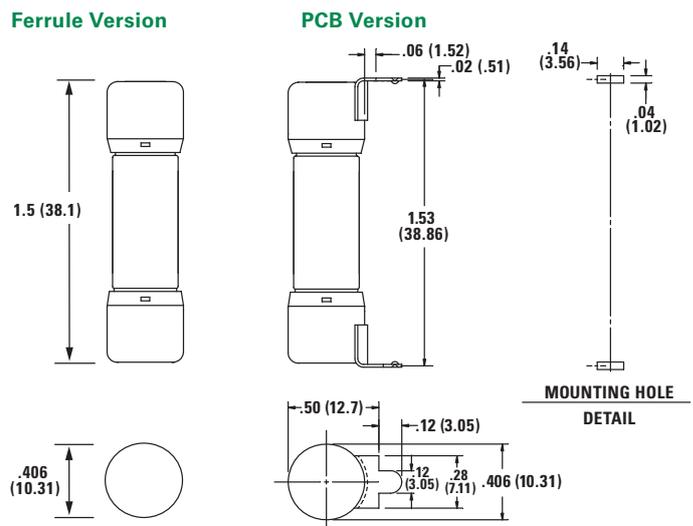
Specifications

Voltage Rating:	600 VAC/VDC
Amperage Rating:	1/10, 1/8, 2/10, 1/4, 3/10, 1/2, 3/4, 1, 1 1/2, 2, 2 1/2, 3, 3 1/2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 15, 20, 25, 30
Interrupting Ratings:	AC: 100 kA DC: 1/10-30: 10 kA (UL 2579) 1/10-30: 50 kA (UL 248-14)
Material:	Body: Melamine Caps: Copper Alloy
Operating Temperature:	See Rating Curve
Approvals:	1/10-30 A UL 2579 Listed (File No. E339112) 2-25 A IEC 60269-6 (VDE Approved to Certifications No. 40033094) UL 248-14 Listed (File No. E10480) CSA Certified (File No. LR29862) (1/10-30 A Ferrule Style Only) CE Certified
Environmental:	RoHS Compliant
Country of Origin:	Mexico

Ordering Examples

AMPERAGE	PART NUMBER	ORDERING NUMBER
1/8	KLKD.125	KLKD.125T
1	KLKD001	KLKD001.T
2	KLKD002	KLKD002.T
8	KLKD008	KLKD008.T
30 (WITH PCB TABS)	KLKD030R	KLKD030.HXR

Dimensions in inches(mm)



Web Resources

Downloadable CAD drawings and other technical information:
www.littelfuse.com/klkd

KLKD SERIES 10x38 mm FUSES

600 VAC/600 VDC • Fast Acting

Ordering Information – Ferrule Version

PART NUMBER	ORDERING NUMBER	AMPERAGE	UPC	AGENCY APPROVALS			
				UL	VDE	CSA	CE
KLKD 1/10	KLKD.100T	1/10	07945810189	•		•	•
KLKD 1/8	KLKD.125T	1/8	07945810190	•		•	•
KLKD 2/10	KLKD.200T	2/10	07945810191	•		•	•
KLKD 1/4	KLKD.250T	1/4	07945810192	•		•	•
KLKD 3/10	KLKD.300T	3/10	07945810193	•		•	•
KLKD 1/2	KLKD.500T	1/2	07945810194	•		•	•
KLKD 3/4	KLKD.750T	3/4	07945810195	•		•	•
KLKD 1	KLKD001.T	1	07945810196	•		•	•
KLKD 1 1/2	KLKD01.5T	1 1/2	07945810197	•		•	•
KLKD 2	KLKD002.T	2	07945810198	•	•	•	•
KLKD 2 1/2	KLKD02.5T	2 1/2	07945810199	•	•	•	•
KLKD 3	KLKD003.T	3	07945810200	•	•	•	•
KLKD 3 1/2	KLKD03.5T	3 1/2	07945810214	•	•	•	•
KLKD 4	KLKD004.T	4	07945810201	•	•	•	•
KLKD 5	KLKD005.T	5	07945810202	•	•	•	•
KLKD 6	KLKD006.T	6	07945810203	•	•	•	•
KLKD 7	KLKD007.T	7	07945810204	•	•	•	•
KLKD 8	KLKD008.T	8	07945810205	•	•	•	•
KLKD 9	KLKD009.T	9	07945810215	•	•	•	•
KLKD 10	KLKD010.T	10	07945810206	•	•	•	•
KLKD 12	KLKD012.T	12	07945810207	•	•	•	•
KLKD 15	KLKD015.T	15	07945810208	•	•	•	•
KLKD 20	KLKD020.T	20	07945810209	•	•	•	•
KLKD 25	KLKD025.T	25	07945810210	•	•	•	•
KLKD 30	KLKD030.T	30	07945810211	•		•	•

Ordering Information – PCB Version

PART NUMBER	ORDERING NUMBER	AMPERAGE	UPC	AGENCY APPROVALS	
				UL	CE
KLKD 1/10-R	KLKD.100HXR	1/10	07945814857	•	•
KLKD 1/2-R	KLKD.500HXR	1/2	07945814858	•	•
KLKD 1-R	KLKD001.HXR	1	07945812133	•	•
KLKD 2-R	KLKD002.HXR	2	07945894349	•	•
KLKD 3-R	KLKD003.HXR	3	07945818991	•	•
KLKD 4-R	KLKD004.HXR	4	07945811495	•	•
KLKD 5-R	KLKD005.HXR	5	07945814859	•	•
KLKD 6-R	KLKD006.HXR	6	07945894350	•	•
KLKD 8-R	KLKD008.HXR	8	07945894351	•	•
KLKD 10-R	KLKD010.HXR	10	07945814860	•	•
KLKD 12-R	KLKD012.HXR	12	07945894352	•	•
KLKD 15-R	KLKD015.HXR	15	07945894353	•	•
KLKD 20-R	KLKD020.HXR	20	07945894354	•	•
KLKD 25-R	KLKD025.HXR	25	07945894355	•	•
KLKD 30-R	KLKD030.HXR	30	07945894356	•	•

Current-Limiting Effects

SHORT CIRCUIT CURRENT*	APPARENT RMS SYMMETRICAL CURRENT FOR VARIOUS FUSE RATINGS			
	1 1/2 A	12 A	25 A	30 A
5,000	240	292	654	722
10,000	303	367	823	910
15,000	347	420	943	1042
20,000	381	463	1037	1147
25,000	411	498	1117	1235
30,000	437	530	1188	1313
35,000	460	558	1250	1382
40,000	481	583	1307	1445
50,000	518	628	1408	1556
60,000	550	667	1496	1654
80,000	605	735	1647	1820
100,000	652	791	1774	1961

*Prospective RMS Symmetrical Amperes Short-Circuit Current

Fuse Weight

AMPERAGE	UNIT WEIGHT
1/10 – 1 1/2 A	.013 lb / 5.90 g
2 – 30 A	.017 lb / 7.71 g

KLKD SERIES 10x38 mm FUSES

600 VAC/600 VDC • Fast Acting

Opening Characteristics 10 x 38 mm Solar Fuses

PART NUMBER	AMPERAGE	DC / AC VOLTAGE	INTERRUPTING RATING (kA)		AVERAGE PEAK ARC VOLTAGE *	AVERAGE CLEARING TIME *	TOTAL CLEARING I ² T (A ² SEC) 20 kA *	TOTAL CLEARING I ² T (A ² SEC) 100 kA
			AC	DC				
KLKD 1/10	0.1	600	100	50	754.32	0.000047	0.019	–
KLKD 1/8	0.125	600	100	50	811.56	0.000050	0.010	–
KLKD 2/10	0.2	600	100	50	834.19	0.000073	0.032	–
KLKD 1/4	0.25	600	100	50	–	–	–	–
KLKD 3/10	0.3	600	100	50	862.46	0.000101	0.067	–
KLKD 1/2	0.5	600	100	50	961.38	0.000141	0.197	–
KLKD 3/4	0.75	600	100	50	1675.55	0.000170	0.753	–
KLKD 1	1	600	100	50	1422.41	0.000247	1.827	0.008
KLKD 1 1/2	1.5	600	100	50	1256.92	0.000828	13.956	280
KLKD 2	2	600	100	50	2867.96	0.000291	3.919	0.012
KLKD 2 1/2	2.5	600	100	50	2820.44	0.000387	8.877	–
KLKD 3	3	600	100	50	2521.83	0.000449	14.835	–
KLKD 3 1/2	3.5	600	100	50	2762.89	0.000471	21.048	–
KLKD 4	4	600	100	50	2498.89	0.000507	30.76	0.019
KLKD 5	5	600	100	50	2397.30	0.000607	56.514	0.024
KLKD 6	6	600	100	50	2558.28	0.000735	96.824	0.035
KLKD 7	7	600	100	50	2433.04	0.000898	168.578	0.087
KLKD 8	8	600	100	50	2499.40	0.000945	210.595	0.656
KLKD 9	9	600	100	50	2191.16	0.000992	266.633	–
KLKD 10	10	600	100	50	2296.23	0.001200	454.628	211.667
KLKD 12	12	600	100	50	2114.97	0.001455	744.775	440
KLKD 15	15	600	100	50	1428.37	0.001721	351.24	–
KLKD 20	20	600	100	50	1436.40	0.006144	1151.185	2120
KLKD 25	25	600	100	50	1701.60	0.002085	1744.033	2085
KLKD 30	30	600	100	50	1353.76	0.002924	2021.801	3220

*Test Circuit: 600 VDC / 20 kA

KLKD SERIES 10x38 mm FUSES

600 VAC/600 VDC • Fast Acting

Performance Characteristics 10 x 38 mm Solar Fuses

PART NUMBER	AMPERAGE	NOM COLD RESISTANCE (Ohm)	AVERAGE MELT TIME *	AVERAGE MELTING I ² T *	WATTS LOSS AT 100% RATED CURRENT (W)	WATTS LOSS AT 80% RATED CURRENT (W)
KLKD 1/10	0.1	85.5	–	–	0.780	0.505
KLKD 1/8	0.125	65	–	–	0.975	0.659
KLKD 2/10	0.2	30.9	–	–	1.213	0.773
KLKD 1/4	0.25	22	–	–	1.364	0.870
KLKD 3/10	0.3	16.2	–	–	1.519	0.960
KLKD 1/2	0.5	8.16	–	–	1.961	1.237
KLKD 3/4	0.75	0.402	0.000063	0.234	0.361	0.199
KLKD 1	1	0.252	0.000094	0.678	0.388	0.273
KLKD 1 1/2	1.5	0.134	0.000153	2.890	0.409	0.229
KLKD 2	2	0.124	0.000145	2.379	0.823	0.606
KLKD 2 1/2	2.5	0.0989	0.000186	5.142	0.912	0.618
KLKD 3	3	0.0773	0.000211	7.821	0.957	0.654
KLKD 3 1/2	3.5	0.0613	0.000249	12.417	1.12	0.826
KLKD 4	4	0.0511	0.000284	18.945	1.367	0.891
KLKD 5	5	0.0363	0.000347	34.163	1.4	0.938
KLKD 6	6	0.0261	0.000423	62.951	1.516	0.998
KLKD 7	7	0.0205	0.000505	105.143	1.577	1.066
KLKD 8	8	0.0194	0.000541	130.266	1.824	1.205
KLKD 9	9	0.0166	0.000587	164.221	2.208	1.428
KLKD 10	10	0.0128	0.000701	278.390	1.893	1.3
KLKD 12	12	0.0103	0.000822	445.010	2.296	1.584
KLKD 15	15	0.00782	0.000544	137.333	2.045	1.57
KLKD 20	20	0.0045	0.000826	462.056	2.133	1.593
KLKD 25	25	0.003532	0.001007	834.529	2.55	1.933
KLKD 30	30	0.002776	0.000819	452.465	2.99	2.16

*Test Circuit: 600 VDC / 20 kA

Interruptores termomagnéticos



FE81/...

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS UNIPOLARES CURVA C

Esquema	Tipo	N° polos	Vn (V)	Icu*	In (A)	Código
	1P	1	230/400	6kA 6	FE81/6	
					10	FE81/10
					16	FE81/16
					20	FE81/20
					25	FE81/25
					32	FE81/32
					40	FE81/40
					50	FE81/50
63	FE81/63					

* 230V a.c. (IEC 60898)



FE82/...

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS BIPOLARES CURVA C

Esquema	Tipo	N° polos	Vn (V)	Icu*	In (A)	Código
	2P	2	230/400	10kA	FE82/6	
					10	FE82/10
					16	FE82/16
					20	FE82/20
					25	FE82/25
					32	FE82/32
					40	FE82/40
					50	FE82/50
63	FE82/63					

* 230V a.c. (IEC 60898)



FE83/...

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS TRIPOLARES CURVA C

Esquema	Tipo	N° polos	Vn (V)	Icu*	In (A)	Código
	3P	3	230/400	10kA	FE83/6	
					10	FE83/10
					16	FE83/16
					20	FE83/20
					25	FE83/25
					32	FE83/32
					40	FE83/40
					50	FE83/50
63	FE83/63					

* 230V a.c. (IEC 60898)

Interrupidores diferenciales



GE723/...



GE743/...

INTERRUPTORES DIFERENCIALES

Esquema	Versión	Vn (V)	Nº polos	In (A)	Sensibilidad	Tipo AC
	2P	230/400	2	16	10 mA	GE722/16AC
				25	30 mA	GE723/25AC
				40	30 mA	GE723/40AC
				63	30 mA	GE723/63AC
				25	30 mA	G723/25AH*
				40	30 mA	G723/40AH*
	4P	230/400	4	25	30 mA	GE743N/25AC
				40	30 mA	GE743N/40AC
				63	30 mA	GE743N/63AC

* Diferencial HPI (alta resistencia al disturbio)

INTERRUPTORES TERMODIFERENCIALES PARA BT DIN® 60/100 TIPO AC - CURVA C



F82/...



F83/...

Esquema	Nº polos	Vn (V)	Sensibilidad	In (A)	Poder de ruptura a 400V a.c.	
					6kA	10kA
	2P	230/400	30 mA	16	F82/16G23AC	F82H/16G23AC
				20	F82/20G23AC	F82H/20G23AC
				25	F82/25G23AC	F82H/25G23AC
				32	F82/32G23AC	F82H/32G23AC
				40	F82/40G23AC	F82H/40G23AC
				50	F82/50G23AC	F82H/50G23AC
				63	F82/63G23AC	F82H/63G23AC
					3P	230/400
20	F83/20G33AC	F83H/20G33AC				
25	F83/25G33AC	F83H/25G33AC				
32	F83/32G33AC	F83H/32G33AC				
40	F83/40G33AC	F83H/40G33AC				
50	F83/50G33AC	F83H/50G33AC				
63	F83/63G33AC	F83H/63G33AC				

DOCUMENTO N° 7
ESTUDIO BÁSICO DE
SEGURIDAD Y SALUD

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

1. Objeto del estudio
2. Designación de los coordinadores en materia de seguridad y salud
3. Principios generales aplicables al proyecto y a la instalación
4. Características de la instalación.
 - 4.1. Descripción y situación
 - 4.2. Presupuesto, plazos de ejecución y mano de obra
 - 4.3. Unidades constructivas que componen la instalación
5. Riesgos
 - 5.1. Riesgos profesionales
 - 5.2. Riesgos de daños a terceros
 - 5.3. Otros riesgos
6. Planificación de la acción preventiva
 - 6.1. Prevención de riesgos profesionales
 - 6.1.1. Prevención de riesgos individuales.
 - 6.1.2. Prevención de riesgos colectivos.
 - 6.2. Normas generales de seguridad para el personal.
 - 6.3. Formación.
 - 6.4. Medicina preventiva y primeros auxilios.

1. Objeto del estudio

Este Estudio de Seguridad y Salud establece, durante la construcción de la presente instalación, las previsiones respecto a la prevención de riesgos de accidentes, enfermedades profesionales y los derivados de los trabajos de reparación, conservación, entretenimiento y mantenimiento.

En aplicación del presente Estudio, el o los Contratistas elaborarán el Plan de Seguridad y Salud en el trabajo en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en este Estudio, en función de su propio sistema de ejecución de la instalación. Con este Estudio y con el Plan de Seguridad elaborado por el Contratista, se pretende dar cumplimiento a lo dispuesto en el Real Decreto 1.627/1997, de 24 de octubre, “*Disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción*” (B.O.E. de 25 de octubre de 1997).

2. Designación de los coordinadores en materia de seguridad y salud

En la instalación objeto de este Proyecto, el promotor designará un coordinador en materia de seguridad y de salud durante la elaboración de la misma. En este sentido, y en aplicación de lo dispuesto en el art. 3 del Real Decreto 1.627/1997, el Coordinador en materia de seguridad y de salud durante la elaboración del Proyecto ha sido el Ingeniero que lo suscribe.

Si en la ejecución de la instalación interviene más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos, el promotor, antes del inicio de los trabajos o tan pronto como se constate dicha circunstancia, designará un coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la instalación.

La designación de los coordinadores en materia de seguridad y salud durante la elaboración del proyecto de instalación y durante su ejecución podrá recaer en la misma persona. La designación de los coordinadores no eximirá al promotor de sus responsabilidades.

3. Principios generales aplicables al proyecto y a la instalación

1. En la redacción del presente Proyecto, y de conformidad con la “Ley de Prevención de Riesgos Laborales”, han sido tomados los principios generales de prevención en materia de seguridad y salud previstos en el artículo 15, en las fases de concepción, estudio y elaboración del proyecto de la instalación y en particular:

- a) Al tomar las decisiones constructivas, técnicas y de organización con el fin de planificar los distintos trabajos o fases de trabajo que se desarrollarán simultáneamente o sucesivamente.
- b) Al estimar la duración requerida para la ejecución de estos distintos trabajos o fases de trabajo.

2. Asimismo, y de conformidad con la "Ley de Prevención de Riesgos Laborales", los principios de la acción preventiva que se recogen en su artículo 15 se aplicarán durante la ejecución de la instalación y, en particular, en las siguientes tareas o actividades:

- a) El mantenimiento de la instalación en buen estado de orden y limpieza.
- b) La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso, y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
- c) La manipulación de los distintos materiales y la utilización de los medios auxiliares.
- d) El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y el control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la instalación, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- e) La delimitación y el acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materias o sustancias peligrosas.
- f) La recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- g) El almacenamiento y la eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- h) La cooperación entre los contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.

4. Características de la instalación

4.1. Descripción y situación

La instalación objeto del presente proyecto se encuentra situado en una vivienda unifamiliar situada en Jerez de los Caballeros al sur de la provincia de Badajoz. Esta instalación queda descrita en la Memoria y en los Planos adjuntos.

La instalación en cuestión es un sistema fotovoltaico conectado a red (SFCR) de proximadamente 1960 Wp de potencia que generará una energía de aproximadamente de $2.804 \text{ kWh} \cdot \text{año}^{-1}$.

4.2. Presupuesto, plazos de ejecución y mano de obra.

El presupuesto de ejecución por contrata de la instalación es el indicado en el presupuesto adjunto. El plazo de ejecución previsto quedará definido en el contrato. El personal de construcción podrá oscilar en el curso de la ejecución de los trabajos entre un máximo de 5 personas y un mínimo de 2 simultáneamente.

4.3. Unidades constructivas que componen la instalación

- Montaje de la estructura soporte.
- Colocación de los módulos fotovoltaicos.
- Instalación eléctrica en azotea (canal protector, líneas e interconexión y caja de continua).
- Construcción de la caseta del inversor. Colocación e instalación del inversor, caja de protecciones, caja de protección y caja de medida, canalizaciones y cableado.
- Instalación de puesta a tierra (cableado, arquetas, pica, etc)

5. Riesgos

5.1. Riesgos profesionales

En montaje de la estructura metálica:

- Caídas de altura.
- Deslizamientos.
- Caída de objetos. Trabajos superpuestos.
- Manejo de grandes piezas.
- Propios de soldaduras eléctricas y cortes con soplete.
- Electrocuciiones.
- Golpes y atrapamiento.
- Intoxicaciones por humos, resinas y pinturas especiales.
- Chispas, cortes, punzamientos y demás accidentes propios del uso de sierras y taladros.
- Propios de grúas.
- Derrumbamientos.
- Hundimientos.
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.

En colocación de los módulos fotovoltaicos:

- Caídas de altura.
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.
- Deslizamientos.
- Caída al mismo nivel.
- Heridas punzantes y/o cortantes en extremidades.
- Desprendimientos y aplastamientos.
- Contactos eléctricos (directos y/o indirectos).
- Caídas de objetos (herramientas y materiales).

En colocación de los inversores, caja de protecciones y caja de protección y medida:

- Caídas de altura.
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.
- Deslizamientos.
- Caída al mismo nivel.
- Heridas punzantes y/o cortantes en extremidades.

En cableado y grapeado:

- Caídas de altura.
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.
- Deslizamientos.
- Caída al mismo nivel.
- Heridas punzantes y/o cortantes en extremidades.

Contactos eléctricos directos (contactos con parte de la instalación habitualmente en tensión):

- Manipulación de instalaciones, cuadros, equipos, etc. o Reparación de equipos bajo tensión.
- Contactos eléctricos indirectos (contactos con partes o elementos metálicos accidentalmente puestos en tensión):
- Defectos de aislamientos en máquinas cuyos sistemas de protección se encuentran mal calibrados o diseñados.
- Defectos de aislamiento en máquinas cuyos elementos de protección se encuentran puenteados.

5.2. Riesgos de daños a terceros

Únicamente cabe señalar los posibles riesgos derivados por razones del propio acceso de la maquinaria y transportes a la obra (las normales interferencias con respecto a la vía pública), así como la posibilidad de terceras personas en la zona de trabajo.

5.3. Otros riesgos

- Riesgos producidos por los agentes atmosféricos (condiciones climáticas adversas).
- Riesgos eléctricos (en general).
- Riesgos de incendio (en general).
- Derivados de deficiencias en maquinarias o instalaciones.

6. Planificación de la acción preventiva

6.1. Prevención de riesgos profesionales

Todas las prendas de protección personal o elementos de protección colectiva, tendrán fijado un periodo de vida útil, desechándose a su término. Cuando por las circunstancias del trabajo se produzca un deterioro más rápido en una determinada prenda o equipo, se repondrá ésta, independientemente de la duración prevista o fecha de entrega.

Toda prenda o equipo de protección que haya sufrido un trato límite, es decir, el máximo para el que fue concebido (por ejemplo, por un accidente), será desechado y repuesto al momento.

Aquellas prendas que por su uso hayan adquirido más holguras o tolerancias de las admitidas por el fabricante, serán repuestas inmediatamente. El uso de una prenda o equipo de protección nunca representará un riesgo en si mismo.

6.1.1. Prevención de riesgos individuales

Todo elemento de protección personal dispondrá de marca CE siempre que exista en el mercado. En aquellos casos en que no exista la citada marca CE, serán de calidad adecuada a sus respectivas prestaciones. El encargado del Servicio de Prevención dispondrá en cada uno de los trabajos en obra la utilización de las prendas de protección adecuadas. El personal de obra deberá ser instruido sobre la utilización de cada una de las prendas de protección individual que se le proporcionen.

PROTECCIONES DE LA CABEZA

- Cascos de protección: Cuando exista riesgo de golpe en la cabeza. Lo utilizarán todas las personas que participen en la instalación, incluidas las visitas.
- Protectores auditivos: Para trabajar con nivel de ruido elevado (cuando superen los 80 dBA).

- Gafas contra impactos y antipolvo: Para trabajos con proyecciones de partículas y/o polvo.
- Gafas pantalla de soldadura (cristales inactínicos): Para trabajos de soldadura.
- Mascarillas y filtros recambiables: Para trabajos en ambientes contaminables (polvo, humo de soldadura, etc.).

PROTECCIONES DEL CUERPO

- Monos o buzos de trabajo: Para todo tipo de trabajos (se tendrán en cuenta las reposiciones que marca el convenio colectivo provincial del sector).
- Impermeables: Para trabajos en presencia de humedad.
- Mandil de cuero: Para trabajos de soldadura.
- Chalecos reflectantes: Ropa de alta visibilidad para uso de señalización y posibles trabajos en vías de circulación.

PROTECCIONES DE EXTREMIDADES INFERIORES

- Polainas de cuero: Para trabajos de soldadura.
- Calzado de seguridad (puntera y suela metálica): Para trabajos con riesgo de punzamiento y/o aplastamiento.
- Calzado de seguridad (puntera metálica): Para trabajos con riesgo de aplastamiento.
- Botas impermeables: Para trabajos en presencia de humedad.

6.1.2. Prevención de riesgos colectivos

SEÑALIZACIÓN GENERAL

La señalización de Seguridad se ajustará a lo dispuesto en el RD 485/1997 de 14 de abril, y durante la ejecución del presente Proyecto, se dispondrán, al menos:

- Obligatorio uso de cascos, cinturón de seguridad, gafas, mascarillas, protectores auditivos, botas y guantes, etc.
- Riesgo eléctrico, caída de objetos, caída a distinto nivel, maquinaria en movimiento, cargas suspendidas.
- Prohibido el paso a toda persona ajena a la obra, prohibido encender fuego, prohibido fumar y prohibido aparcar.
- Señal informativa de localización de botiquín y extintor, cinta de balizamiento.

INSTALACIÓN ELÉCTRICA

- Conductor de protección y picas puesta a tierra.
- Interruptores diferenciales de 30 mA.

ESTRUCTURA METÁLICA

- Redes horizontales.
- Vallas de limitación y protección.
- Cables de sujeción de cinturones de seguridad.
- Ganchos para reparaciones, conservación y mantenimiento de cubiertas.

6.2. Normas generales de seguridad para el personal.

NORMAS GENERALES PARA LA PREVENCIÓN DE ACCIDENTES.

- Respetarán las consignas de Seguridad e Higiene.
- Seguirán las instrucciones dadas por los responsables.
- No utilizarán la maquinaria o herramientas ni harán ningún trabajo sin saberlo hacer correctamente (preguntarán siempre antes).
- Usarán las herramientas adecuadas en su trabajo, y cuando finalice las limpiarán y guardarán.
- Ayudarán a mantener el orden y limpieza en la obra.
- Advertirán inmediatamente a sus mandos superiores de cualquier peligro que observen en la obra.
- Observarán la señalización de obra y cumplirán su mensaje.
- No consumirán bebidas alcohólicas en su trabajo ni antes de incorporarse a él.
- No realizarán operaciones mecánicas ni eléctricas. Para ello avisarán a sus mandos para que envíen a las personas especializadas.
- Es obligatorio usar el equipo de protección individual necesario para cada trabajo, en especial el casco de seguridad y sobre todo el cinturón de seguridad en trabajos con riesgo de caída de altura, así como cuidar por su conservación.
- Es obligatorio observar y mantener todos los medios colectivos de protección dispuestos en la obra. Si por necesidades de trabajo tienen que retirar una protección, antes de irse del lugar deberán ponerla de nuevo en su sitio. De igual manera se procederá en el caso de la señalización.
- Deben comprometerse a divulgar entre sus compañeros la importancia y trascendencia del fiel cumplimiento de estas normas con el único fin de contribuir a la continua mejora de las condiciones de seguridad.

NORMAS PARA EL MANEJO DE MATERIALES

- Realizar el levantamiento de cargas a mano, flexionando las piernas sin doblar la columna vertebral.

- Para transportar pesos a mano es preferible ir equilibrado llevando dos (uno en cada mano de igual peso cada uno).
- No hacer giros bruscos cuando se está cargado.
- Al girar o descargar materiales o maquinaria por rampas, nadie debe situarse en la trayectoria de la carga.

6.3. Formación

Se impartirá formación en materia de Seguridad y Salud en el Trabajo al personal de la obra, según lo dispuesto en la “Ley de Prevención de Riesgos Laborales” y los Reales Decretos que la desarrollan.

6.4. Medicina preventiva y primeros auxilios

Botiquín:

Se dispondrá de un botiquín conteniendo el material especificado en el RD 486/1997 de 14 de abril.

Asistencia a accidentados:

Se deberá informar a los empleados del emplazamiento de los diferentes Centros Médicos (Servicios propios, Mutuas Patronales, Mutualidades Laborales, Ambulatorios, etc.), donde debe trasladarse a los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.

Es muy conveniente disponer en la obra, y en sitio bien visible, de una lista con los teléfonos y direcciones de los centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc., para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los centros de asistencia.

En Jerez de los Caballeros, noviembre de 2013

Fdo. Francisco Carlos Rangel Romero.

DOCUMENTO N° 8
PLIEGO DE CONDICIONES

PLIEGO DE CONDICIONES

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

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.

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.

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 inversor), 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 IEC 61215 e IEC 61730 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 245 Wp, con unas dimensiones de 1.645 x 990 x 40 mm. Los módulos fotovoltaicos ofertados por el licitador deberán tener potencia y dimensiones similares, con un margen de +20%/-1% 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 1960 Wp de potencia instalada con un margen de +20%/-1%.

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 1% y los de la parte de alterna para que la caída de tensión sea inferior del 0,5 %, 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.

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 vivienda, 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.

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.

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.

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 dos años como mínimo, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 10 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 aprecia que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse 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.

En Jerez de los Caballeros , noviembre de 2013

Fdo. Francisco Carlos Rangel Romero.

DOCUMENTO N° 9
MEDICIONES Y PRESUPUESTO

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PROYECTO DE UN SFCR EN VIVIENDA UNIFAMILIAR

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE	
CAPÍTULO 01 INSTALACIÓN DE UN SFCR EN VIVIENDA UNIFAMILIAR										
01.01	Ud MODULO FOTOVOLTAICO ATERSA A245MN Módulo fotovoltaico marca Atersa modelo A-245 MN de silicio monocristalino . Con potencia pico de 245 Wp y eficiencia del 15,04% en condiciones STC. Rango de funcionamiento de temperatura de -40° a 85°C . Formado por marco de aluminio con cristal de vidrio templado , capa de EVA (Etil-Vinilo-Acetato) , 60 células de alto rendimiento de 156x156 mm ordenadas en 6 columnas de 10 filas , capa de EVA , hoja trasera y marco de aluminio pintado en poliéster. Corriente en el punto de máxima potencia (Imp) de 8,14 A , tensión en el punto de máxima potencia (Vmp)de 30,13 V , intensidad de cortocircuito (Isc) de 8,69A , tensión de circuito abierto (Voc) de 37,48V, Dimensiones 1645x990x40 mm . Totalmente instalado sobre estructura soporte y conexionado.									
	Total cantidades alzadas						8,00			
							8,00	365,00	2.920,00	
01.02	Ud ESTRUCTURA SOBRE TEJADO MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Estructura soporte para 8 módulos fotovoltaicos sobre tejado de aluminio de dimensiones 3960 de ancho por 3290 mm de alto , formada por perfil de aluminio tipo L de 50x50x2mm y atornillados entre ellos con tornillos de acero inoxidable M8x30mm según la disposición indicada en planos, así como accesorios para la sujeción de la misma sobre tejado y pared de azotea . Totalmente montada y preparada para la colocación de módulos.									
	Total cantidades alzadas						1,00			
							1,00	350,00	350,00	
01.03	Ud CAJA DE PROTECCIÓN DC CON FUSIBLE Y PORTAFUSIBLES Caja de protección DC de PVC para exterior de 40A y con dos bases portafusibles y borna de interconexión de tierra, situada sobre pared de la azotea de la vivienda , incluso fusibles adecuados para la protección de la línea de 10A . Totalmente instalada.									
	Total cantidades alzadas						1,00			
							1,00	84,00	84,00	
01.04	Ud CABLE RZ1-K 06/1KV 3x4 MM2 Línea de interconexión entre Caja DC situada en la azotea y Cuadro General DC situado al lado del inversor formada por conductores de cobre 3x4 mm2. con aislamiento tipo RZ1-0,6/1 kV instalados bajo tubo empotrado de PVC de D=32 mm ya previsto . Totalmente instalada, montaje y conexionado.									
	Total cantidades alzadas						20,00			
							20,00	2,40	48,00	
01.05	Ud CUADRO GENERAL DC CON DESCARGADORES SOBRETENSION Cuadro de protección de corriente alterna formado por caja de doble aislamiento de superficie , una puerta 12 elementos, perfil omega, embarrado de protección, interruptor automático magnetotérmico especial para aplicaciones fotovoltaicas ABB S802PV-S13 cuyos valores nominales son 800 V y 13 A y un poder máximo de corte de 5000 A, y descargador de sobretensión tipo 2 OVR PV 15-800 PU . incluyendo cableado y conexionado. Según REBT.									
	Total cantidades alzadas						1,00			
							1,00	135,00	135,00	
01.06	Ud INVERSOR FRONIUS IG-20 1F 230V 1800W Inversor para interior Fronius IG 20 para SFCR de 1,8 kW de potencia de salida , rango de potencia de entrada 1800-2700 Wp, margen de tensión MPP 150-400V, corriente máxima de entrada 14,34A, tensión máxima de entrada 500V, frecuencia de salida 50 +/-2Hz, consumo propio de noche de 0,15W, y consumo propio en funcionamiento de 7 W , ventilación forzada integrada y dimensiones 366x344x220mm y 9 kgr de peso. Totalmente instalado y funcionando.									
	Total cantidades alzadas						1,00			
							1,00	1.265,00	1.265,00	

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

PROYECTO DE UN SFCR EN VIVIENDA UNIFAMILIAR

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
01.07	<p>ud CUADRO GENERAL AC CON DESCARGADORES SOBRETENSIÓN</p> <p>Cuadro de protección de corriente alterna formado por caja de doble aislamiento de superficie , una puerta 12 elementos, perfil omega, embarrado de protección, interruptor automático magnetotérmico 2x10 A, y un interruptor automático diferencial 2x40 A, 30 mA, y descargador de sobretensión tipo 2 ABB OVR T2 1N 15 275P . incluyendo cableado y conexionado. Según REBT.</p> <p>Total cantidades alzadas</p>						1,00		
							1,00	187,45	187,45
01.08	<p>Ud CABLE RZ1-K 06/1KV 3x6 MM2</p> <p>Línea de interconexión entre inversor y cuadro general CA fotovoltaica y entre éste y módulo de contador ya existente formada por conductores de cobre 2x6 mm2. con aislamiento tipo RZ1-0,6/1 kV, incluso cable para red equipotencial tipo VV-750, canalizados bajo tubo empotrado de PVC de D=40 mm. Totalmente instalada, montaje y conexionado.</p> <p>Total cantidades alzadas</p>						2,00		
							2,00	3,40	6,80
01.09	<p>ud TOMA DE TIERRA INDEP. CON PICAS</p> <p>Toma de tierra independiente con dos picas de acero cobrizado de D=14,3 mm. y 2 m. de longitud, cable de cobre de 35 mm2, unido mediante soldadura aluminotérmica, incluyendo registro de comprobación y puente de prueba.Según REBT.</p> <p>Total cantidades alzadas</p>						1,00		
							1,00	106,21	106,21
TOTAL CAPÍTULO 01 INSTALACIÓN DE UN SFCR EN VIVIENDA UNIFAMILIAR.....									5.102,46
TOTAL PRESUPUESTO.....									5.102,46

RESUMEN DE PRESUPUESTO

PROYECTO DE UN SFCR EN VIVIENDA UNIFAMILIAR

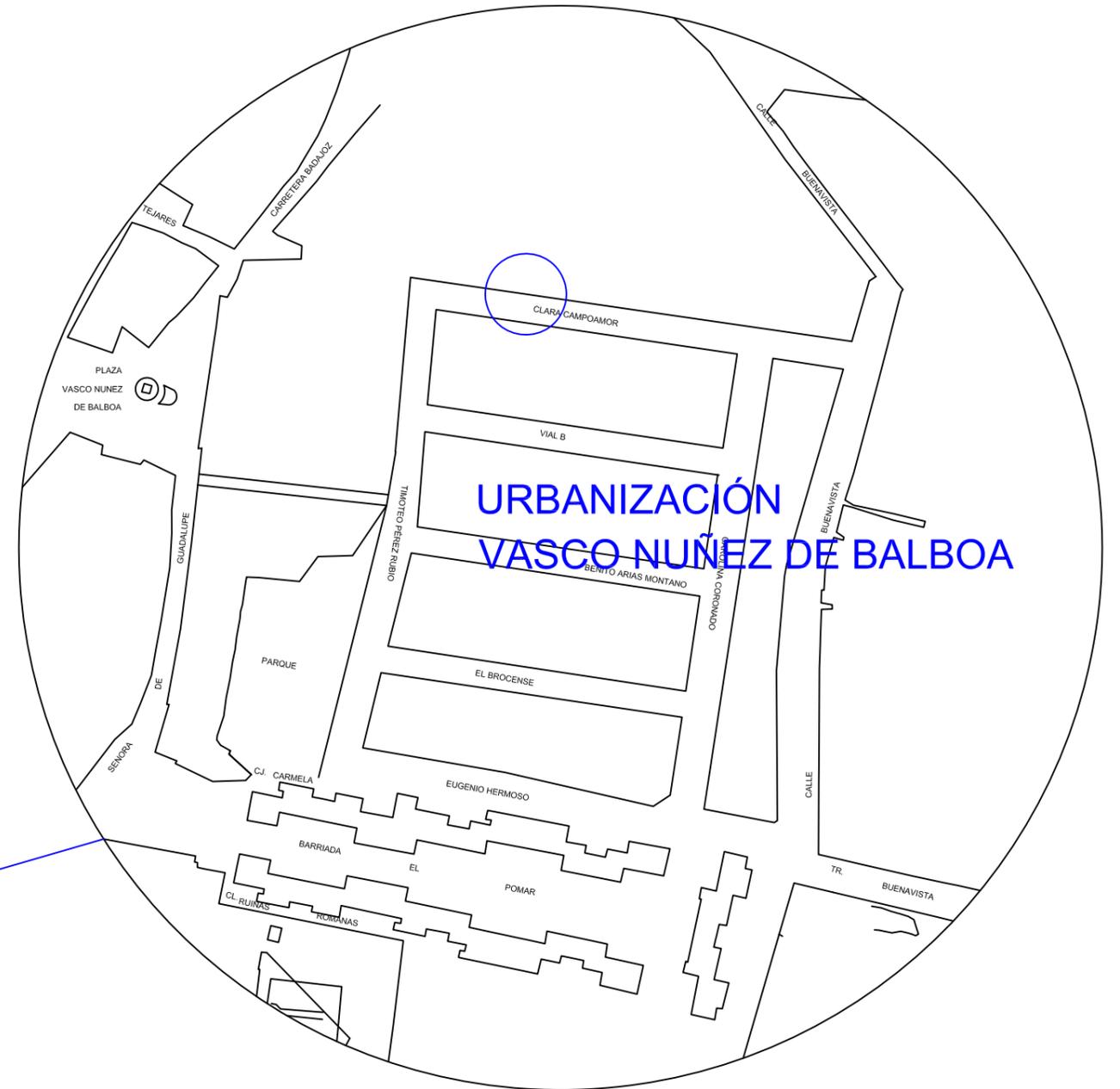
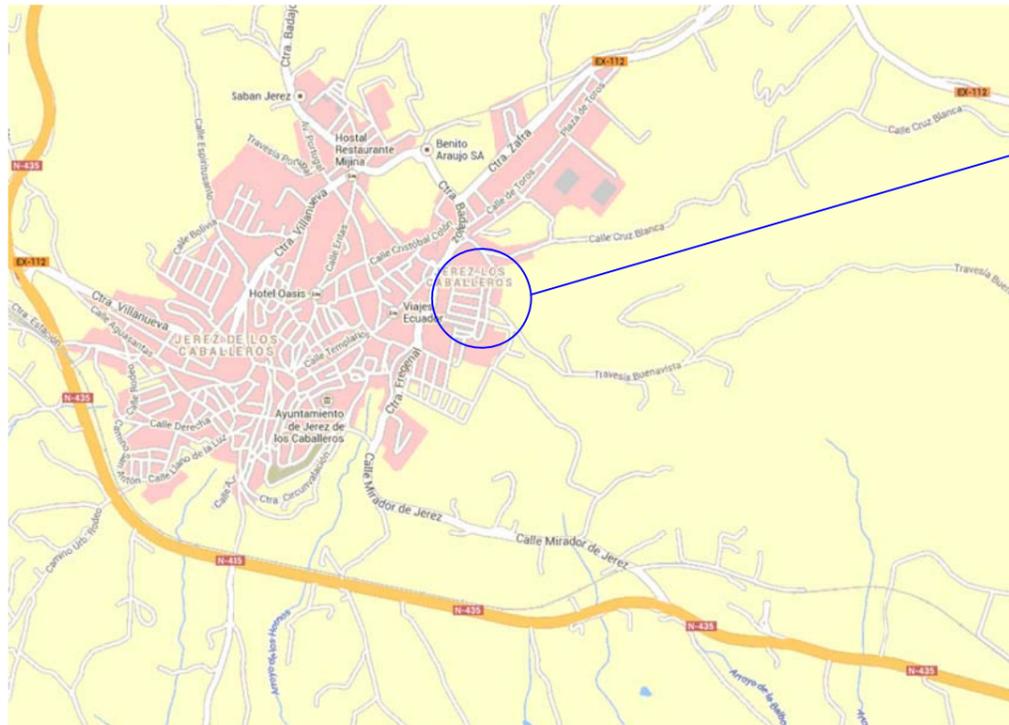
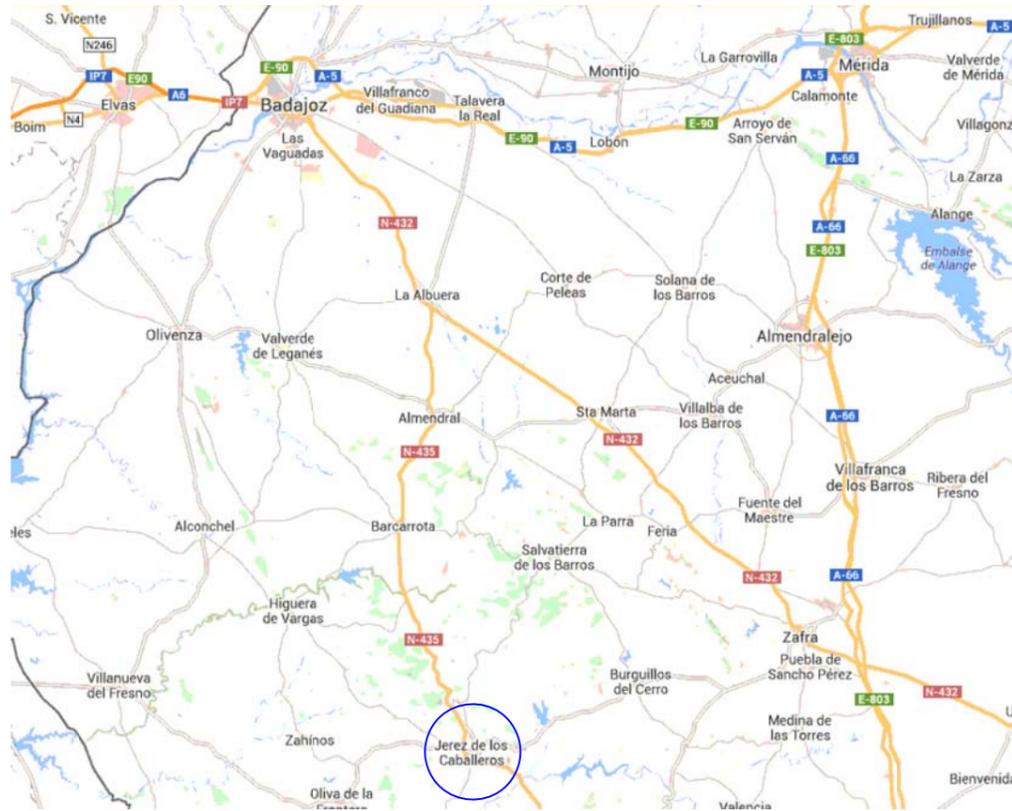
CAPITULO	RESUMEN	EUROS
01	INSTALACIÓN DE UN SFCR EN VIVIENDA UNIFAMILIAR	5.102,46
	PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	5.102,46
	21,00% I.V.A.....	1.071,52
	PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN POR CONTRATA	6.173,98
	TOTAL PRESUPUESTO GENERAL	6.173,98

Asciende el presupuesto a la expresada cantidad de SEIS MIL CIENTO SETENTA Y TRES EUROS con NOVENTA Y OCHO CÉNTIMOS

Jerez de los Caballeros, noviembre de 2013.

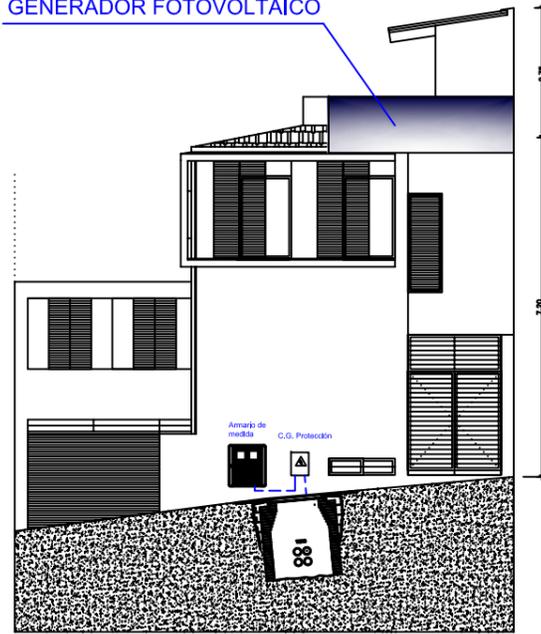
Francisco Carlos Rangel Romero

DOCUMENTO N° 10
PLANOS



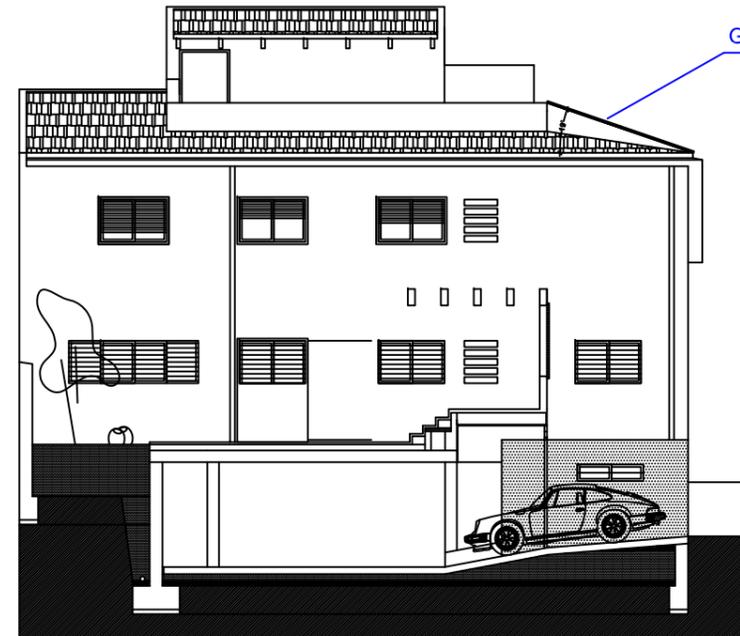
PROYECTO				EMPLAZAMIENTO				
INSTALACION SFCR PARA AUTOCONSUMO EN VIVIENDA				URBANIZACION VASCO NUÑEZ DE BALBOA JEREZ DE LOS CABALLEROS				
PETICIONARIO			NOMBRE PLANO					
MASTER UNIA TECNOLOGÍA DE SIST. FV.			SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO					
REDACTOR DEL PROYECTO	FIRMA	FORMATO	FECHA	ESCALA	REF. PLANO	Nº PLANO		
FRANCISCO C. RANGEL ROMERO		A3	NOV-13	S/E	MTPV	1		
		SUSTITUYE A: SUSTITUIDO POR:						

GENERADOR FOTOVOLTAICO

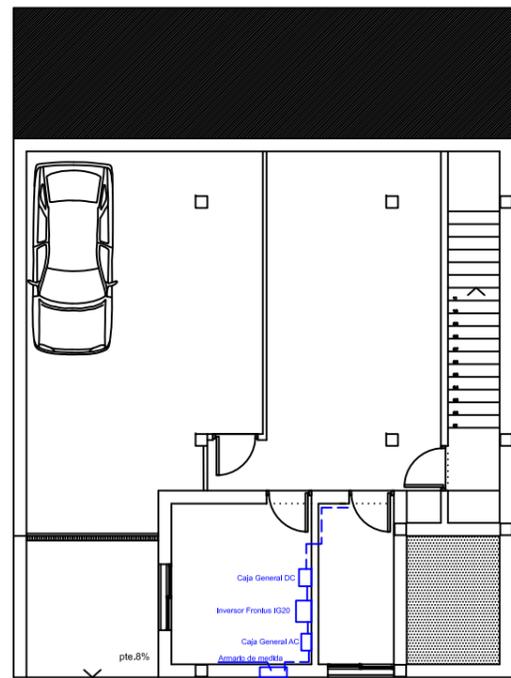


alzado sur

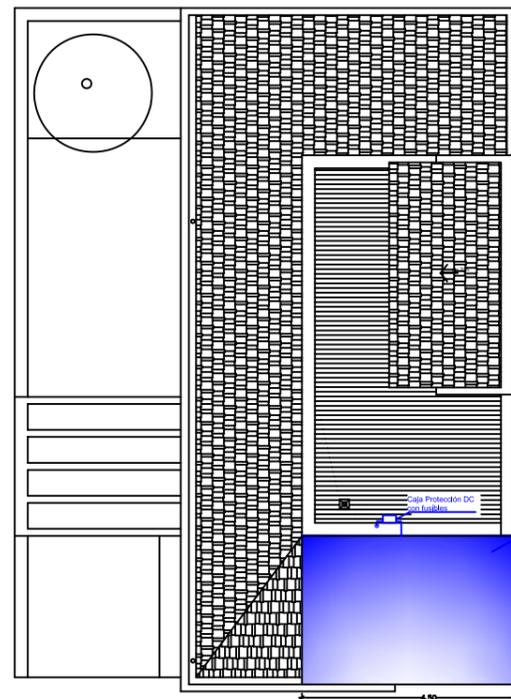
GENERADOR FOTOVOLTAICO



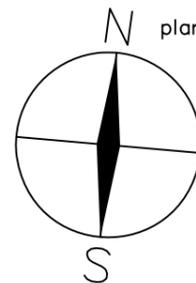
LATERAL OESTE



planta semisótano



planta de cubierta



GENERADOR FOTOVOLTAICO

PROYECTO				EMPLAZAMIENTO			
INSTALACION SFCR PARA AUTOCONSUMO EN VIVIENDA				URBANIZACION VASCO NUÑEZ DE BALBOA JEREZ DE LOS CABALLEROS			
PETICIONARIO			NOMBRE PLANO				
MASTER UNIA TECNOLOGIA DE SIST. FV.			SITUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA				
REDACTOR DEL PROYECTO	FIRMA	FORMATO	FECHA	ESCALA	REF. PLANO	Nº PLANO	
FRANCISCO C. RANGEL ROMERO		A3	NOV-13	1/150	MTPV	2	
		SUSTITUYE A:					
		SUSTITUIDO POR:					

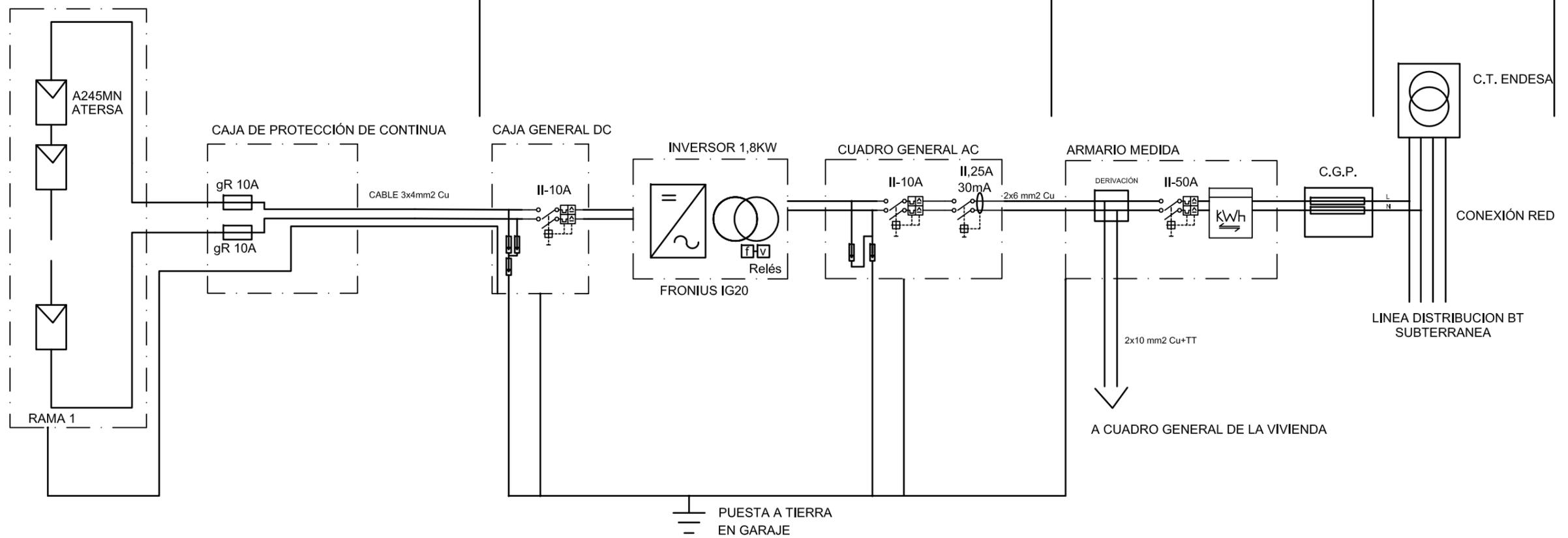
CUBIERTA Y AZOTEA DEL EDIFICIO

PLANTA SEMISÓTANO

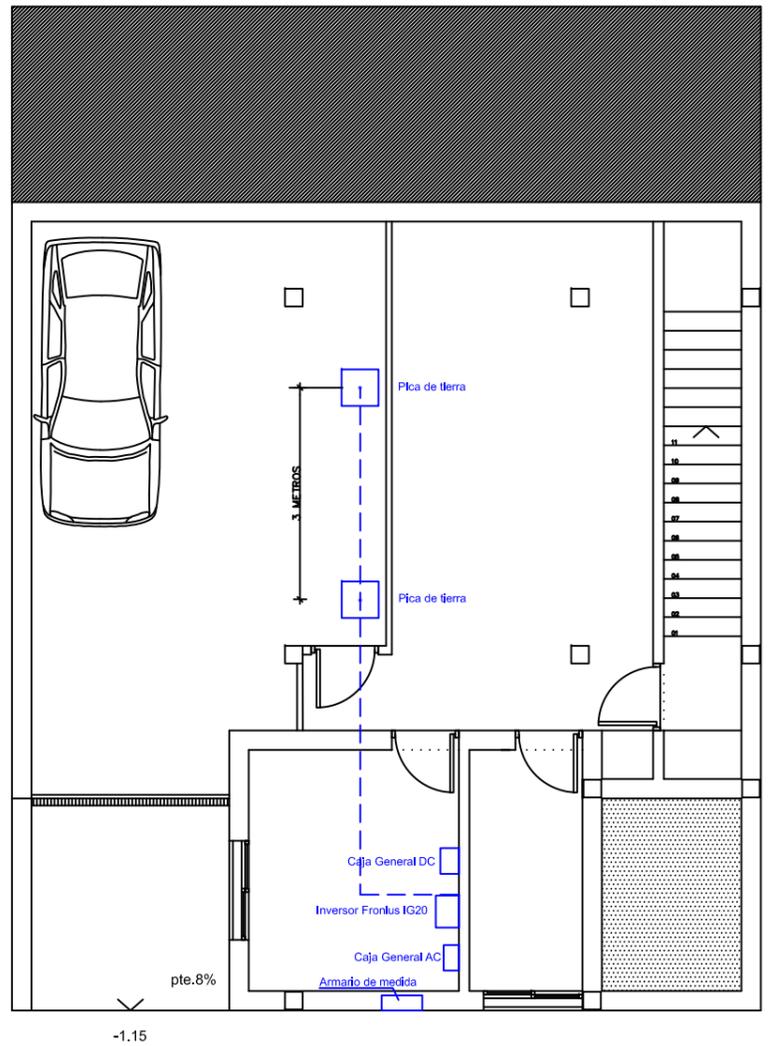
FACHADA

CT

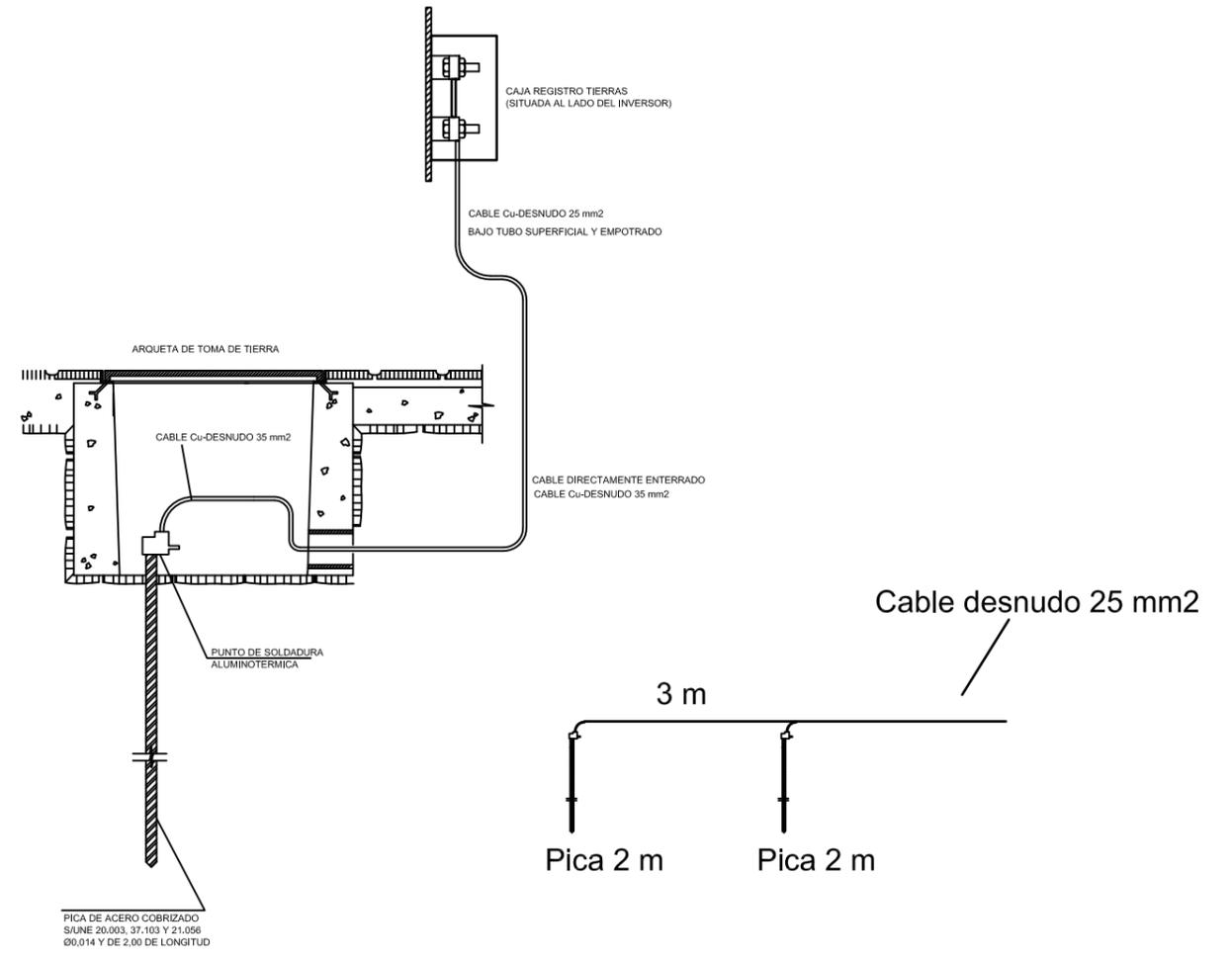
GENERADOR FOTOVOLTAICO 1,96 Kw (Nms = 8, Nmp =1)



PROYECTO				EMPLAZAMIENTO			
INSTALACION SFCR PARA AUTOCONSUMO EN VIVIENDA				URBANIZACION VASCO NUÑEZ DE BALBOA JEREZ DE LOS CABALLEROS			
PETICIONARIO			NOMBRE PLANO				
MASTER UNIA TECNOLOGÍA DE SIST. FV.			ESQUEMA ELÉCTRICO				
REDACTOR DEL PROYECTO	FIRMA	FORMATO	FECHA	ESCALA	REF. PLANO	Nº PLANO	
FRANCISCO C. RANGEL ROMERO		A3	NOV-13	S/E	MTPV	3	
		SUSTITUYE A:					
		SUSTITUIDO POR:					



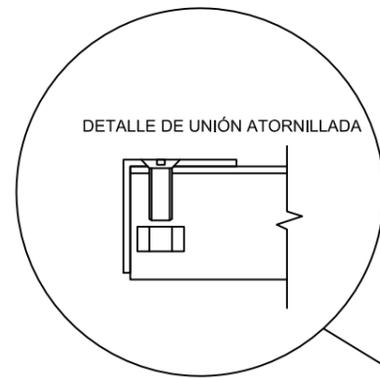
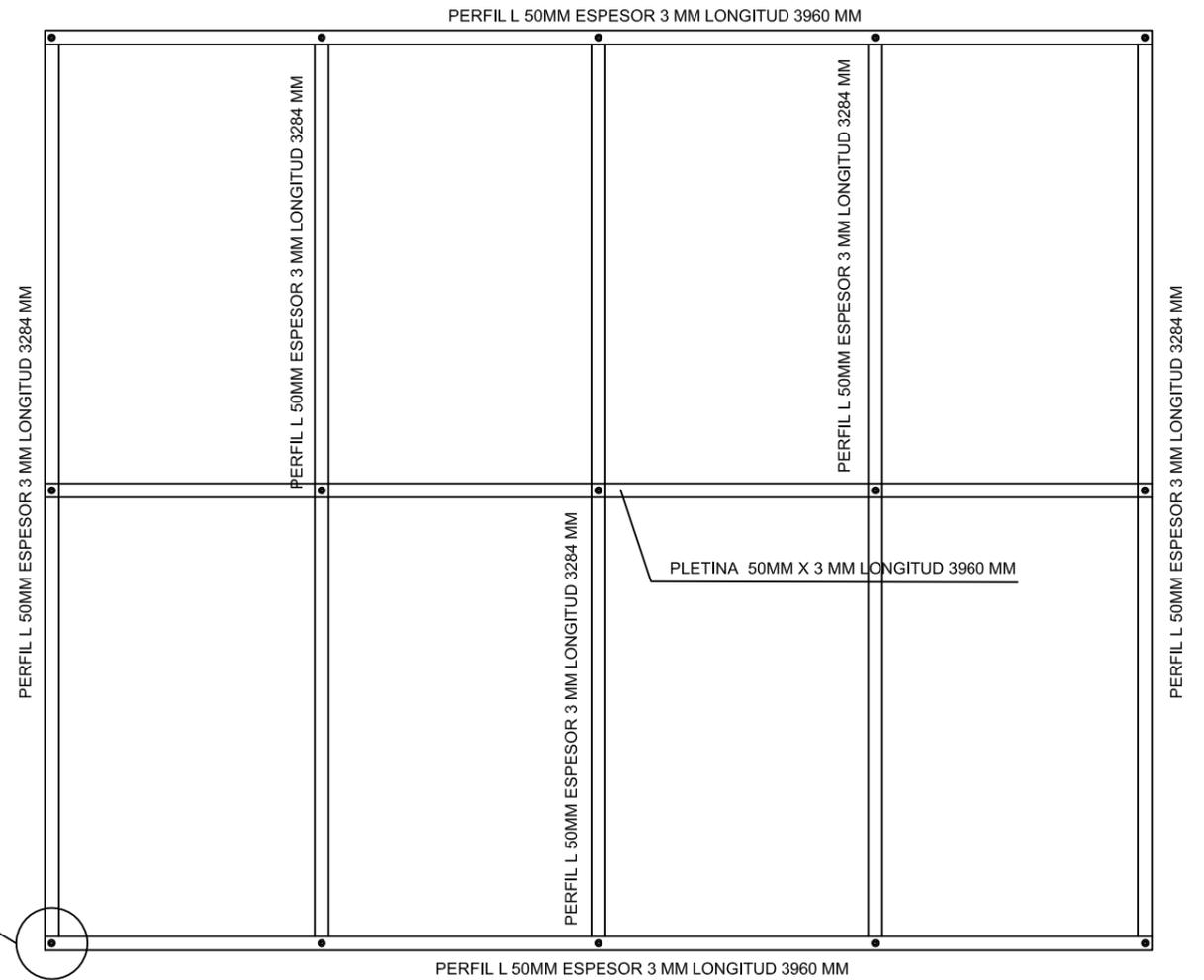
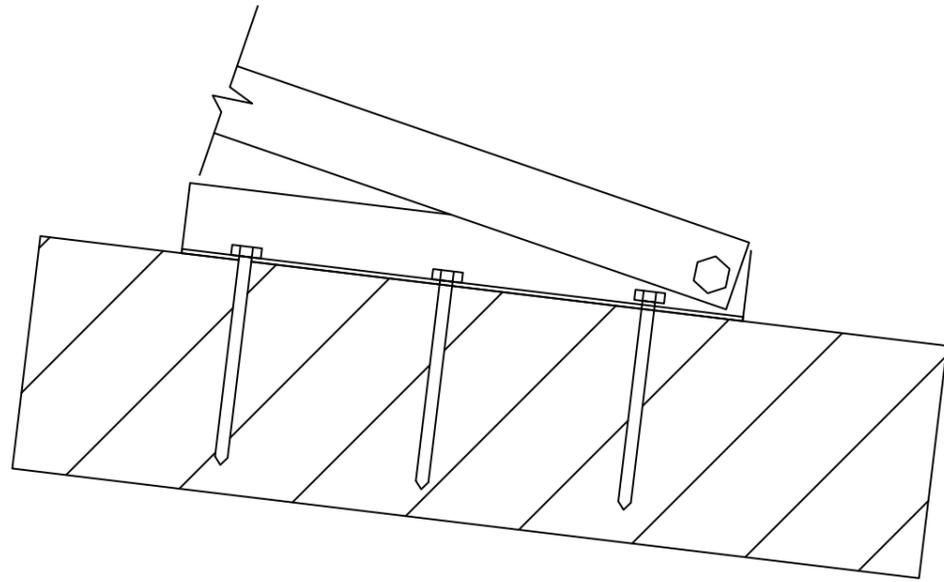
planta semisótano



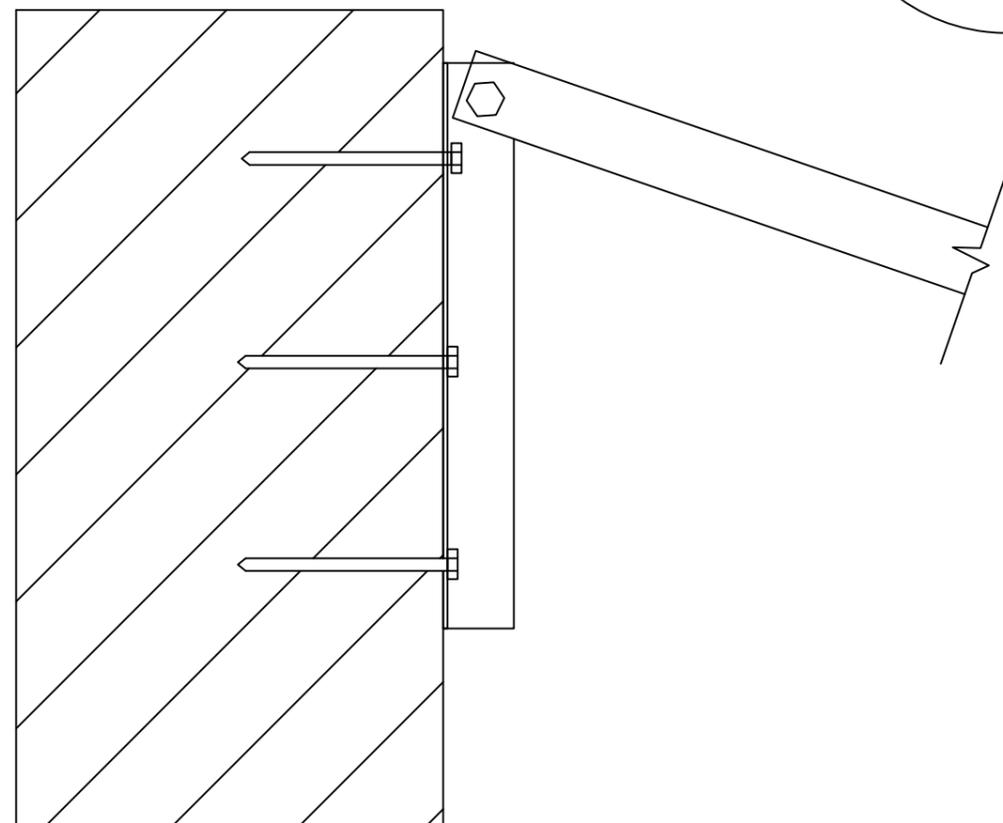
DETALLE DE TOMA DE TIERRA Y DISTRIBUCIÓN LINEAL DE PICAS

PROYECTO				EMPLAZAMIENTO			
INSTALACION SFCR PARA AUTOCONSUMO EN VIVIENDA				URBANIZACION VASCO NUÑEZ DE BALBOA JEREZ DE LOS CABALLEROS			
PETICIONARIO			NOMBRE PLANO				
MASTER UNIA TECNOLOGÍA DE SIST. FV.			DETALLE DE TOMA DE TIERRA				
REDACTOR DEL PROYECTO	FIRMA	FORMATO	FECHA	ESCALA	REF. PLANO	Nº PLANO	
FRANCISCO C. RANGEL ROMERO		A3	NOV-13	S/E	MTPV	4	
		SUSTITUYE A:					
		SUSTITUIDO POR:					

DETALLE DE SUJECIÓN A TEJADO Y FORMACIÓN DE ÁNGULO



DETALLE DE SUJECIÓN A PARED DE AZOTEA



PROYECTO				EMPLAZAMIENTO		
INSTALACION SFCR PARA AUTOCONSUMO EN VIVIENDA				URBANIZACION VASCO NUÑEZ DE BALBOA JEREZ DE LOS CABALLEROS		
PETICIONARIO			NOMBRE PLANO			
MASTER UNIA TECNOLOGÍA DE SIST. FV.			ESTRUCTURA SOPORTE DE MÓDULOS			
REDACTOR DEL PROYECTO	FIRMA	FORMATO	FECHA	ESCALA	REF. PLANO	Nº PLANO
FRANCISCO C. RANGEL ROMERO		A3	NOV-13	1/25	MTPV	5
		 SUSTITUYE A: SUSTITUIDO POR:				