



TÍTULO

PROYECTO DE SFCR DE 20 kW_{ac} SOBRE LA CUBIERTA DE
UNA NAVE INDUSTRIAL

AUTOR

Juan Carlos García Serrano

Esta edición electrónica ha sido realizada en 2016

Director	Mariano Sidrach de Cardona
Tutor	Juan de la Casa Higuera
Curso	<i>Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica (2015/16)</i>
ISBN	978-84-7993-733-1
©	Juan Carlos García Serrano
©	De esta edición: Universidad Internacional de Andalucía
Fecha documento	2016



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.*

UNIVERSIDAD INTERNACIONAL DE ANDALUCÍA

**MÁSTER OFICIAL EN TECNOLOGÍA DE LOS SISTEMAS DE
ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**



TRABAJO FIN DE MÁSTER
Septiembre 2016

**PROYECTO DE SFCR DE 20 kWac SOBRE
LA CUBIERTA DE UNA NAVE INDUSTRIAL**

AUTOR: Juan Carlos García Serrano

TUTOR: Juan de la Casa Higuera

RESUMEN

En este proyecto elaborado como TFM se ha pretendido dimensionar un SFCR aplicando los conocimientos adquiridos con las materias del Máster en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica.

No se han realizado estudios económicos puesto que el objetivo del proyecto es hacer un correcto dimensionado del sistema centrándose en el diseño de la tecnología y en su configuración, para obtener una solución que no comprometa la seguridad ni la vida útil de la instalación.

Se ha deseado dimensionar un SFCR formado por un generador de 23,5 kWp de potencia nominal conectado a un inversor central sobre la cubierta de una nave industrial donde se realizan labores de producción de vinos, situada en el polígono industrial “Los Varales” de Villafranca de los Barros.

El objetivo de la instalación es cubrir parte de la demanda energética de la nave, cercana a los 38000 kWh anuales, bajo la modalidad de autoconsumo tipo 1 (Real Decreto 900/2015) corresponde a la modalidad a) de suministro con autoconsumo definida en la Ley 24/2013 del sector eléctrico.

PALABRAS CLAVE

Energías alternativas, energía solar fotovoltaica, sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR), instalación fotovoltaica sobre la cubierta de una nave industrial, autoconsumo, módulo fotovoltaico, inversor central.

VISTO BUENO DEL TUTOR

**NOMBRE DE
LA CASA
HIGUERAS
JUAN - NIF
26001227A**

Firmado digitalmente por
NOMBRE DE LA CASA HIGUERAS
JUAN - NIF 26001227A
Nombre de reconocimiento
(DN): c=ES, o=FNMT, ou=FNMT
Clase 2 CA, ou=501072765,
cn=NOMBRE DE LA CASA
HIGUERAS JUAN - NIF
26001227A
Fecha: 2016.10.11 20:57:49
+02'00'

ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTO 1. MEMORIA	6
Índice.....	7
1.0. Identificación.....	8
1.1. Objetivo del proyecto.....	8
1.2. Alcance del proyecto.....	8
1.3. Antecedentes.....	8
1.3.1. Producción de energía eléctrica a partir de la luz del sol.....	8
1.3.2. Clasificación de los sistemas fotovoltaicos.....	9
1.3.2.1. Sistemas fotovoltaicos aislados (SFA).....	9
1.3.2.2. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCR).....	10
1.3.2.2.1. Sistemas integrados en edificios.....	12
1.4. Disposiciones legales y normas aplicadas.....	14
1.4.1. Evolución del marco legislativo español con respecto a los SFCR.....	14
1.4.2. Situación actual de los SFCR con respecto al marco legislativo español.....	15
1.4.3. Normativa de cumplimiento para el diseño del SFCR.....	18
1.4.4. Justificación de la solución adoptada.....	19
1.5. Mantenimiento de la instalación.....	26
1.6. Impacto de la instalación.....	30
1.6.1. Impacto socioeconómico y tecnológico.....	30
1.6.2. Impacto ambiental.....	31
1.7. Orden de prioridad entre los documentos básicos del proyecto.....	33

DOCUMENTO 2. ANEXOS	34
Índice.....	35
2.1. Cálculos.....	36
2.1.1. Irradiación solar sobre el plano del generador.....	36
2.1.2. Performance ratio o PR.....	37
2.1.3. Productividad final o Y_{IELD} anual.....	38
2.1.4. Productividad de referencia o Y_{R} anual.....	38
2.1.5. Superficie de terraza mínima necesaria para instalar el SFCR.....	38
2.1.6. Dimensionado del inversor central trifásico.....	39
2.1.7. Dimensionado del generador.....	41
2.1.8. Estimación de la electricidad solar anual que se generará y simulación con PVsyst.....	44
2.1.9. Dimensionado del cableado.....	57
2.1.10. Dimensionado de las protecciones del tramo DC.....	61
2.1.11. Dimensionado de las protecciones del tramo AC.....	67
2.2. Datos técnicos de la instalación según las fichas técnicas.....	70
DOCUMENTO 3. PLANOS	78
Índice.....	79
3.1. Situación y emplazamiento.....	80
3.2. Esquema eléctrico unifilar.....	81
3.3. Planta de la cubierta.....	82
DOCUMENTO 4. PLIEGO DE CONDICIONES	83
Índice.....	84
4.1. Objeto.....	85

4.2. Documentos de carácter contractual.....	85
4.3. Equipos y materiales.....	85
4.4. Pruebas y recepción.....	88
4.5. Ejecución de la obra y montaje de equipos.....	89
4.6. Programa de mantenimiento.....	91
4.7. Garantías.....	91
DOCUMENTO 5. ESTADO DE MEDICIONES Y PRESUPUESTO.....	93
Índice.....	94
5.1. Estado de mediciones.....	95
5.2. Presupuesto.....	98
DOCUMENTO 6. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.....	105
Índice.....	106
6.1. Objeto.....	107
6.2. Principios de la acción preventiva.....	108
6.3. Características de la instalación.....	108
6.4. Riesgos.....	109
6.5. Medidas de prevención y protección.....	111
6.6. Normas generales de seguridad y salud.....	113
6.7. Medicina preventiva y primeros auxilios.....	115
CONCLUSIONES.....	116
ÍNDICE DE FIGURAS, GRÁFICAS Y TABLAS.....	117
BIBLIOGRAFÍA.....	119
SOFTWARE UTILIZADO.....	121

DOCUMENTO 1. MEMORIA

ÍNDICE

1.0. Identificación.....	8
1.1. Objetivo del proyecto.....	8
1.2. Alcance del proyecto.....	8
1.3. Antecedentes.....	8
1.3.1. Producción de energía eléctrica a partir de la luz del sol.....	8
1.3.2. Clasificación de los sistemas fotovoltaicos.....	9
1.3.2.1. Sistemas fotovoltaicos aislados (SFA).....	9
1.3.2.2. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCR).....	10
1.3.2.2.1. Sistemas integrados en edificios.....	12
1.4. Disposiciones legales y normas aplicadas.....	14
1.4.1. Evolución del marco legislativo español con respecto a los SFCR.....	14
1.4.2. Situación actual de los SFCR con respecto al marco legislativo español.....	15
1.4.3. Normativa de cumplimiento para el diseño del SFCR.....	18
1.4.4. Justificación de la solución adoptada.....	19
1.5. Mantenimiento de la instalación.....	26
1.6. Impacto de la instalación.....	30
1.6.1. Impacto socioeconómico y tecnológico.....	30
1.6.2. Impacto ambiental.....	31
1.7. Orden de prioridad entre los documentos básicos del proyecto.....	33

1.0. Identificación

- Título del proyecto: SFCR de 20 kWac sobre la cubierta de una nave industrial.
- Situación de la instalación y características de la parcela: La nave se localiza en el polígono industrial “Los Varales” de Villafranca de los Barros. El suministro de energía en el polígono se hace en baja, media y alta tensión, en condiciones adecuadas, contando con seis centros de transformación.
- Autor del proyecto: Juan Carlos García Serrano.
- Tutor del proyecto: Juan de la Casa Higuera.

1.1. Objetivo del proyecto

Se pretende dimensionar un SFCR aplicando los conocimientos adquiridos con las materias del Máster en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica.

No se realizan estudios económicos puesto que el objetivo del proyecto es hacer un correcto dimensionado del sistema centrándose en el diseño de la tecnología y en su configuración, para obtener una solución que no comprometa la seguridad ni la vida útil de la instalación.

1.2. Alcance del proyecto

Se desea dimensionar un SFCR formado por un generador de 23,5 kWp de potencia nominal conectado a un inversor central sobre la cubierta de una nave industrial donde se realizan labores de producción de vinos, situada en el polígono industrial “Los Varales” de Villafranca de los Barros.

El objetivo de la instalación es cubrir parte de la demanda energética de la nave, cercana a los 38000 kWh anuales, bajo la modalidad de autoconsumo tipo 1 (Real Decreto 900/2015) corresponde a la modalidad a) de suministro con autoconsumo definida en la Ley 24/2013 del sector eléctrico.

1.3. Antecedentes

1.3.1. Producción de energía eléctrica a partir de la luz del sol

Hasta hace poco tiempo, el modelo económico mundial estaba basado en el uso indiscriminado de recursos de origen fósil que provocaba graves impactos medioambientales y desequilibrios socioeconómicos. Ante esta situación, apareció el concepto de “desarrollo sostenible”, para garantizar de manera simultánea el crecimiento económico, un progreso social más justo y el uso racional de recursos para no dañar el medioambiente, sin comprometer la capacidad de las futuras generaciones para satisfacer sus propias necesidades.

En la actualidad, es difícil imaginar la vida sin electricidad y por eso, para que se alcance el

desarrollo sostenible hay que lograr que las energías renovables vayan sustituyendo paulatinamente a las energías fósiles.

Entre las citadas energías renovables está la energía solar fotovoltaica, que consiste en la conversión directa de la luz del sol en electricidad a través de un medio, que aprovecha un fenómeno físico conocido como efecto fotovoltaico (Fig. 1).

El efecto fotovoltaico convierte la luz del sol en electricidad, a través de células solares formadas por materiales semiconductores (actúan como aislantes a bajas temperaturas pero aumentan su conductividad cuando disponen de energía en forma de luz), que absorben los fotones de la luz del sol y posteriormente emiten electrones. Estos electrones producen una corriente eléctrica cuando se desplazan intercambiando posiciones.

La energía solar fotovoltaica tiene elevada calidad de energía, generación limpia y libre de emisiones, fácilmente integrable en el entorno, complementaria con otras fuentes de producción, es inagotable y además, permite un gran número de aplicaciones terrestres.

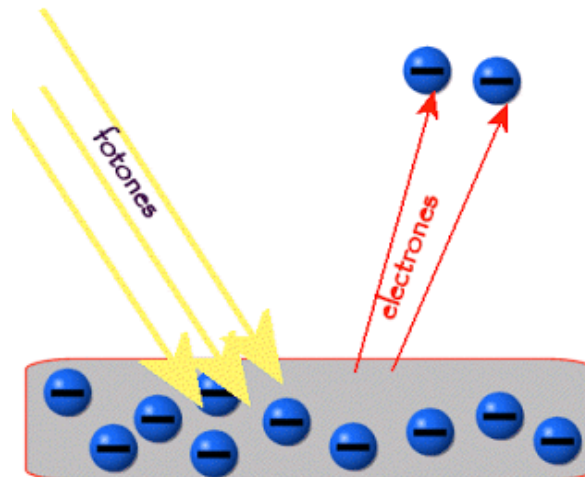


Figura 1. El efecto fotovoltaico

1.3.2. Clasificación de los sistemas fotovoltaicos

Según el tipo de instalación, se pueden distinguir entre sistemas fotovoltaicos aislados de la red y sistemas fotovoltaicos conectados a la red.

1.3.2.1. Sistemas fotovoltaicos aislados (SFA)

Son sistemas en los que la energía generada es consumida en el momento que se produce y los excedentes son almacenados en baterías para su utilización posterior fuera de las horas de luz o en días nublados. Principalmente están indicados para:

- Electrificación rural y para servicios: En lugares aislados que no tienen acceso a la red eléctrica, o en lugares que resulta más barato instalarlos que tender una línea desde un punto de la red hasta el punto de consumo.

- Sistemas de bombeo.
- Alumbrado autónomo, señalización y alarma.
- Telecomunicaciones.

En general, los elementos que lo integran son:

- Generador fotovoltaico: Formado por módulos fotovoltaicos asociados en serie-paralelo que captan la radiación solar y la transforman en corriente continua.
- Acumulador: Es la batería que almacena los excedentes de energía producida por el generador para su utilización posterior fuera de las horas de luz o en días nublados.
- Regulador de carga: Controla la carga y descarga de la batería y asegura que el sistema trabaje siempre en el punto de máxima potencia.
- Inversor: Transforma la corriente continua procedente del generador fotovoltaico o del acumulador en corriente alterna, para ser utilizada por los distintos dispositivos.

Un caso particular de los sistemas fotovoltaicos aislados son las microredes híbridas, que son instalaciones donde la fuente de energía principal fotovoltaica es complementada y respaldada por una fuente de energía auxiliar, que puede estar basada también en energía renovable o en energía fósil. Estas instalaciones suelen incluir también baterías para así responder a posibles y cortos periodos de baja irradiación.

1.3.2.2. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCR)

Son sistemas formados básicamente por un generador fotovoltaico conectado a un inversor y acompañados de otros elementos auxiliares, que trabajan normalmente en paralelo con la empresa distribuidora. Se clasifican en:

- Centrales instaladas sobre suelo.
- Sistemas integrados en edificios.

Componentes principales del sistema:

- Generador fotovoltaico: Formado por módulos fotovoltaicos asociados en serie-paralelo que captan la radiación solar y la transforman en corriente continua.

Los módulos fotovoltaicos están formados por células solares conectadas en serie-paralelo (Fig. 2). La función de los módulos es encapsular las células en su interior para protegerlas de agresiones externas, sin reducir su eficiencia y facilitando su conexión.

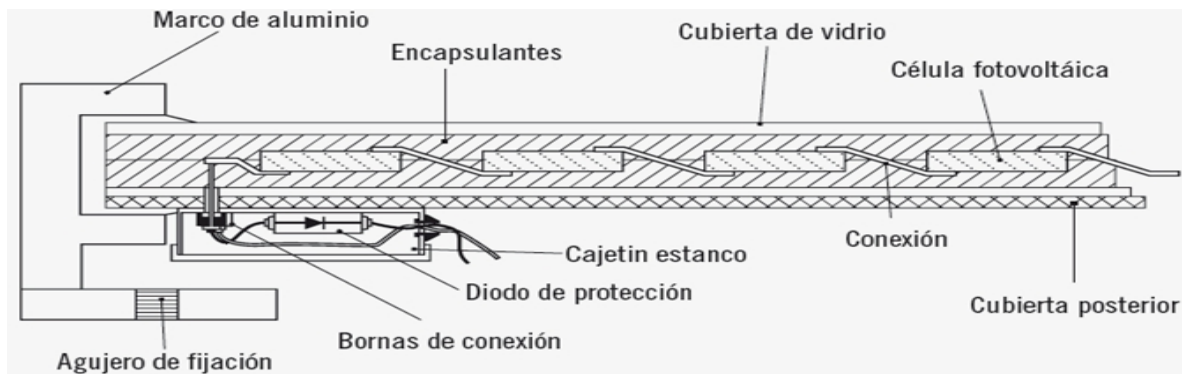


Figura 2. Partes de un módulo fotovoltaico

En la actualidad, los principales módulos comerciales (Fig. 3) son los de silicio monocristalino, silicio multicristalino y los módulos de capa delgada.

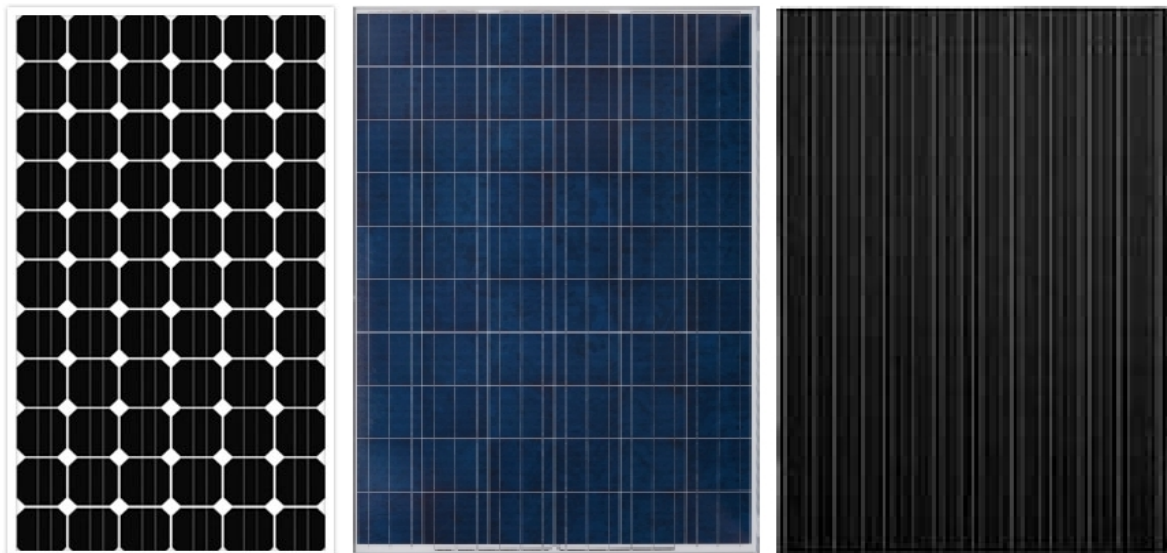


Figura 3. Principales módulos comerciales

- Inversor: Transforma la corriente continua procedente del generador en corriente alterna, para ser utilizada por los distintos dispositivos y para que cumpla las características necesarias para ser inyectada a la red.

Su rendimiento debe oscilar sobre el 95%. Como este valor depende de la variación de la potencia de la instalación, tienen que estar equipados con un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia para extraer la máxima energía del campo fotovoltaico.

Para aportar fiabilidad deben incorporar también una serie de protecciones que aseguren el buen funcionamiento y la seguridad de la instalación:

- ✓ Aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
 - ✓ Polarizaciones inversas.
 - ✓ Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
 - ✓ Dispositivo de vigilancia del aislamiento de la instalación.
 - ✓ Anti-isla con desconexión automática.
 - ✓ Descargadores contra sobretensiones en la entrada y la salida.
 - ✓ Relé de máxima y mínima frecuencia.
 - ✓ Relé de máxima y mínima tensión.
 - ✓ Interruptor automático de la interconexión.
- Protecciones: Además de las protecciones integradas en el inversor, para ofrecer seguridad a los usuarios, a los equipos y a la propia red eléctrica, se instalan protecciones adicionales en la parte de continua y en la parte de alterna a base de:
 - ✓ Fusibles.
 - ✓ Descargadores de sobretensiones.
 - ✓ Interruptores magnetotérmicos.
 - ✓ Interruptores diferenciales.
 - Contador: Como la actual legislación brinda la posibilidad de vender toda o parte de la electricidad solar producida, el sistema deberá incorporar un contador bidireccional que mida la electricidad generada e inyectada a la red y que a su vez mida también el consumo de la instalación.

1.3.2.2.1. Sistemas integrados en edificios

Hay dos formas de integrar en los edificios los SFCR:

- Superpuestos en edificios ya construidos: Se instalan los módulos aprovechando la cubierta o la fachada del edificio intentando romper lo menos posible la estética del mismo, resolviendo adecuadamente la estructura soporte y la estanqueidad.

Cuando se instalen en la cubierta hay que tener en cuenta la sobrecarga que le transmiten debido a su propio peso y a la estructura soporte. En la mayoría de los casos no habrá problemas para realizar la instalación, porque esa sobrecarga es muy pequeña comparada

con la que se tiene en cuenta para el cálculo de la cubierta.

- Integrados en nuevas construcciones: Los módulos sustituyen elementos constructivos, de modo que quedan estructuralmente integrados en el edificio, buscando la máxima producción solar fotovoltaica sin alterar la estética.

Gracias a que los fabricantes sacan al mercado módulos con una gran variedad de tonos, colores, tamaños, etc., cada vez son más numerosas las formas de integrar en los edificios los sistemas fotovoltaicos:

- ✓ Integrados en cubiertas: Es donde más producción de energía se obtiene:
 - Pueden sustituir a las tejas en un tejado convencional.
 - Se pueden instalar en una cubierta horizontal.
 - En cubiertas transitables se pueden realizar estructuras de sombra a base de marquesinas o pérgolas.
- ✓ Integrados en cubiertas semitransparentes: Son estructuras que cubren espacios y permiten el paso de luz al interior del recinto:
 - Atrios.
 - Cubiertas en diente de sierra.
 - Lucernarios o claraboyas.
- ✓ Integrados en fachadas: El sistema más utilizado es el de los muros cortina, donde se sustituyen los vidrios convencionales por módulos fotovoltaicos sin marco.

La sustitución de un elemento constructivo por uno fotovoltaico supone que este elemento de generación eléctrica tenga más funciones que ésta:

- ✓ Función de proteger frente a la lluvia, viento, temperatura, etc.
- ✓ Función de aislar térmicamente.
- ✓ Función de aislar acústicamente.
- ✓ Función estructural.
- ✓ Función estética.

1.4. Disposiciones legales y normas aplicadas

1.4.1. Evolución del marco legislativo español con respecto a los SFCR

Con la Ley 82/1980 se inició el desarrollo de las energías renovables en España pero, la que estableció un verdadero marco legislativo fue la Ley 54/1997, donde se reconocía el derecho de libre competencia para la generación de energía eléctrica.

En esta Ley apareció como novedad “la producción en régimen especial” para las tecnologías basadas en las energías renovables, en los residuos y en la cogeneración.

Fijó como objetivo que en el año 2010 tenía que cubrirse la demanda energética total del país con el 12% de energías renovables y para permitir su desarrollo les otorgó unos beneficios:

- Apoyo al precio de venta de la electricidad con primas sobre el precio del mercado.
- Poder inyectar a la red toda la energía generada.
- Prioridad en la conexión a la red eléctrica.

Además, para dar respuesta a este objetivo se creó el Plan de Fomento de Energías Renovables PER 2000-2010, que fue revisado por el PER 2005-2010 y que marcó como nuevo objetivo la instalación de 400 MW de origen fotovoltaico para el año 2010.

Los citados beneficios unidos a la regulación del régimen especial que se fue desarrollando por sucesivos Reales Decretos (RD 2818/1998, RD 1663/2000, RD 436/2004 y RD 661/2007), a una buena climatología, a una fuerte industria, a centros de investigación punteros y a una buena aceptación por parte de la sociedad, sobre todo por la cantidad de puestos de trabajo que creó, generaron unas condiciones más que óptimas para el desarrollo de la energética solar fotovoltaica en nuestro país.

En el periodo de tiempo que va desde el RD 1663/2000 hasta el RD 1699/2011, el titular de una instalación podía vender a la red toda la energía solar generada con una prima muy ventajosa que hacía muy rentable el sistema. Como consecuencia de ello, la tecnología fotovoltaica tuvo un gran auge, más del que se esperaba, que dio lugar a que en el año 2010 se superara casi en diez veces el objetivo marcado por el PER 2005-2010.

Ante este auge vertiginoso, el gobierno aprobó una serie de Reales Decretos para regular el régimen especial y así poder ponerle freno:

- RD 1578/2008, “de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del RD 661/2007, para dicha tecnología”. Establece mecanismos que permiten regular y planificar la energía fotovoltaica tanto en el valor de la potencia incorporada a la red como en el valor de la retribución.

- RD Ley 14/2010, “por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico”. La medida más importante es que limita la máxima energía anual que puede acogerse al régimen económico primado.
- RD 1699/2011, “por el que se regula la conexión a red de instalaciones de energía eléctrica de pequeña potencia”. Entre otras medidas:
 - ✓ Establece las condiciones administrativas, contractuales, económicas y técnicas básicas para la conexión a las redes de distribución de energía eléctrica de baja y alta tensión hasta 36 kV de las instalaciones de energías renovables de pequeña potencia (≤ 100 kW).
 - ✓ Simplifica los requisitos para la conexión de estas instalaciones en puntos donde exista ya un suministro y se excluyen además del régimen de autorización administrativa.
 - ✓ Inicia la regulación del suministro de energía eléctrica producida en el interior de una red de un consumidor para su propio consumo que incentiva el autoconsumo.
- RD Ley 1/2012, “por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos”. Es el que hace frenar casi en seco el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en España.

1.4.2. Situación actual de los SFCR con respecto al marco legislativo español

En colaboración con el IDAE y siguiendo las pautas marcadas por la Directiva Europea 2009/28/CE, la Secretaría de Estado de Energía elabora un nuevo PER 2011-2020, donde se establece la trayectoria estimada de la energía procedente de fuentes renovables y se fija como objetivo de participación el 20,8% sobre el consumo final bruto de energía en 2020.

Para cumplir con este objetivo, el PER contempla una serie de propuestas de actuación. La más importante de ellas es la que impulsa el autoconsumo de energía eléctrica generada con renovables, permitiendo al consumidor que autoproduce parte de su consumo eléctrico, apoyarse en la red para inyectar sus excedentes sin necesidad de acumulación en la propia instalación.

A partir de este momento se van aprobando una serie de Leyes y Reales Decretos que junto a los anteriores van dando forma al marco legislativo actual:

- RD Ley 9/2013, “por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico”. Entre otras medidas:
 - ✓ Se habilita al gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de

energía renovable, cogeneración y residuos.

- ✓ Se establecen una serie de medidas de carácter urgente en relación al régimen retributivo de las actividades de distribución y transporte.
 - ✓ Se contemplan una serie de medidas en relación con el Fondo para la Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.
 - ✓ Se prevé una disposición adicional relativa a la financiación con cargo a Presupuestos Generales del Estado únicamente de parte del extracoste de generación eléctrica de los sistemas insulares y peninsulares.
 - ✓ Se establecen determinadas medidas en relación con los pagos por capacidad.
 - ✓ Se modifica el régimen de asunción del coste del bono social.
 - ✓ Se establecen determinadas medidas relativas a la revisión de los peajes de acceso, a la creación del registro de autoconsumo y a la Comisión Nacional de los Mercados y las Competencias.
 - ✓ Se modifican los Impuestos Especiales sobre el carbón.
- Ley 24/2013, del Sector Eléctrico que sustituye a la anterior Ley 54/1997. Entre otras medidas:
 - ✓ Elimina el régimen especial y las instalaciones renovables se contemplan de la misma manera que el resto de tecnologías de producción de electricidad.
 - ✓ Establece el régimen retributivo de las energías renovables.
 - ✓ Regula el autoconsumo y establece que estas instalaciones están obligadas a contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida, en la misma cuantía que el resto de los consumidores.
 - ✓ Obliga a todos los consumidores acogidos a las modalidades de autoconsumo a inscribirse en el registro administrativo de autoconsumo del Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
 - ✓ Define las modalidades de autoconsumo:
 - Modalidades de suministro con autoconsumo: Consumidor que dispone de una instalación de generación para el consumo propio, conectada en el interior de la red de su punto de suministro y que no estuviera dada de alta en el correspondiente registro como instalación de producción de energía eléctrica. Hay un solo sujeto que es el consumidor. No existe venta de energía eléctrica y los excedentes inyectados a la red tendrán precio cero.

- Modalidades de producción con autoconsumo: Consumidor asociado a una instalación de producción inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectada en el interior de su red. Hay dos sujetos, el sujeto consumidor y el sujeto productor. Los excedentes de energía inyectadas a red se venden al sistema.
 - Modalidades de producción con autoconsumo: Consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. Hay dos sujetos, el sujeto consumidor y el sujeto productor.
 - Cualquier otra modalidad de consumo de energía eléctrica proveniente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor.
- RD 413/2014, “por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos”. Entre otras medidas:
 - ✓ Desarrolla el cambio del modelo retributivo aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables establecido en la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico. Dicho modelo es de aplicación tanto en instalaciones nuevas como a las instalaciones ya existentes.
 - ✓ Regula la conexión a red con vertido íntegro de la producción eléctrica.
 - RD 900/2015, “por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo”. Entre otras medidas:
 - ✓ Regula las instalaciones con consumo de la producción eléctrica in situ y vertido a red de los excedentes, bajo las siguientes modalidades:
 - Modalidad de autoconsumo tipo 1: Corresponde a la modalidad a) de suministro con autoconsumo definida en la Ley 24/2013.
 - Modalidad de autoconsumo tipo 2: Corresponde a las modalidades b) y c) de producción con autoconsumo definidas en la Ley 24/2013.
 - ✓ Establece los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y cargos a las modalidades de autoconsumo.

Ante este nuevo marco legislativo, no es rentable económicamente un SFCR cuya producción sea íntegramente vendida a la red tal y como establece el RD 413/2014.

En cambio, si nos atenemos al RD 1699/2011 y al RD 900/2015, sí podría ser rentable económicamente el autoconsumo, es decir, hacer una conexión a la red interior del titular del SFCR para consumir in situ electricidad de origen solar e inyectar a la red los excesos de

energía a un precio determinado (RD 900/2015, modalidad de autoconsumo tipo 2 que corresponde a la modalidad b) de producción con autoconsumo definida en la Ley 24/2013).

Debido a diversas circunstancias, los costes de generación de electricidad fotovoltaica han bajado y hay zonas soleadas de España donde es más barato consumir electricidad de origen fotovoltaico que comprarla a la empresa comercializadora, a pesar de los cargos al autoconsumo que establece el RD 900/2015.

Por todo ello, se puede terminar afirmando que en la actualidad con el nuevo marco legislativo, para poder obtener la máxima rentabilidad, el diseño de un SFCR se debería enfocar al autoconsumo (Fig. 4), cubriendo la demanda in situ con tanta electricidad de origen fotovoltaico como sea posible y verter a la red la mínima cantidad de excedentes.

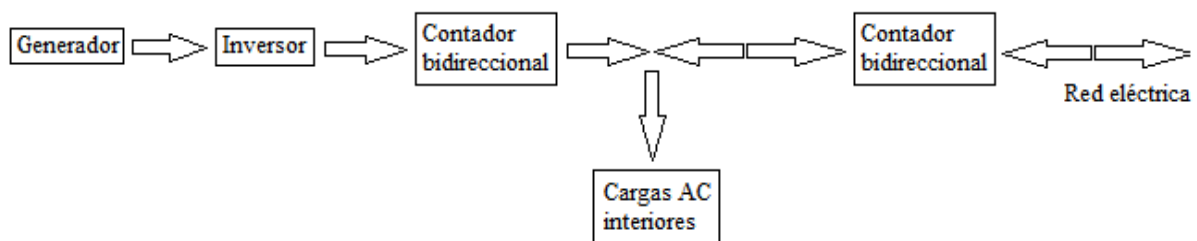


Figura 4. Diagrama de bloques de un SFCR enfocado al autoconsumo (el sentido de las flechas indica el sentido de los flujos de intensidad de corriente)

1.4.3. Normativa de cumplimiento para el diseño del SFCR

El diseño de esta instalación fotovoltaica conectada a red tiene que cumplir:

- Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias.
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación e instrucciones técnicas complementarias.

Como la instalación se va a acoger a la modalidad de autoconsumo tipo 1: corresponde a la modalidad a) de suministro con autoconsumo definida en la Ley 24/2013 del sector eléctrico, también debe cumplir:

- 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.
- Real Decreto-Ley 24/2013 del sector eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía

eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

También tiene que cumplir con una serie de normas técnicas específicas:

- Código Técnico de la edificación CTE de 2013. Las instalaciones fotovoltaicas en edificios sometidas al CTE deben cumplir la Sección HE 5 “contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica” del Documento Básico HE “ahorro de energía” del CTE. En dicha sección se establece qué edificios deben llevar aportación de energía solar fotovoltaica; la potencia a instalar; condiciones para poder disminuir o suprimir esta potencia; límite de pérdidas; condiciones de dimensionado con referencia a otras normas; mantenimiento; etc.
- Normas UNE de AENOR y recomendaciones de UNESA que sean de aplicación.

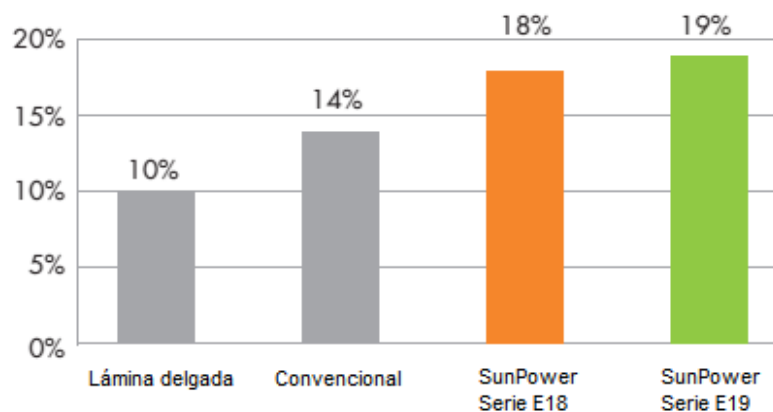
Por último, teniendo en cuenta el emplazamiento y la compañía de la zona, a esta instalación le afecta la norma técnica particular “instalaciones fotovoltaicas interconectadas a la red de distribución de baja tensión” editada por Endesa.

1.4.4. Justificación de la solución adoptada

Módulos fotovoltaicos

Se ha optado por módulos de la marca SunPower™ Serie E19 por los siguientes motivos:

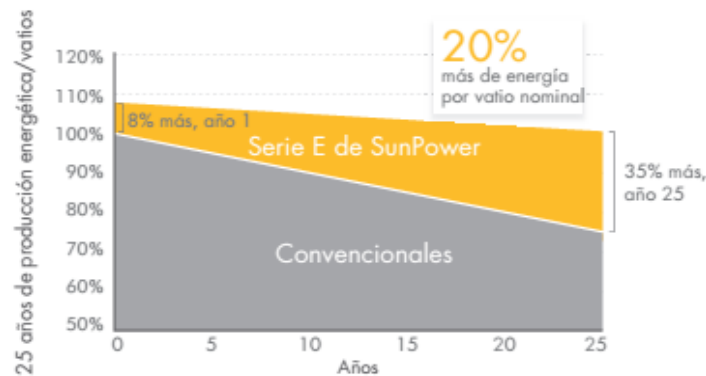
- Es uno de los módulos más eficientes del mercado, alcanzando un 19% de eficiencia.



Gráfica 1. Comparativa de eficiencia entre distintos módulos que se pueden encontrar en el mercado (Fuente: ficha técnica del módulo)

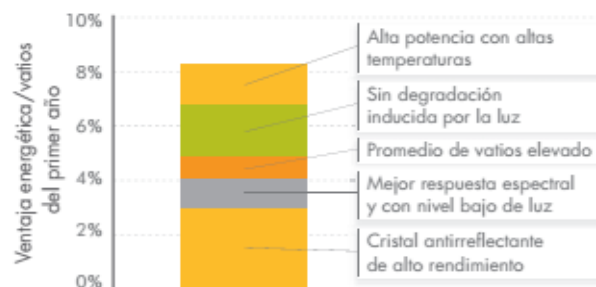
- Estos módulos son ideales para cubiertas de poca superficie.
- Ofrecen un alto rendimiento a altas temperaturas, con nubosidad y con escasa luz (estudio “SunPower Shading Study” de PV Evolution Labs (febrero de 2013)).

- Generan más energía por m², produciendo un 35% más de potencia por panel y un 60% más de energía por m² a lo largo de 25 años. Esto significa ahorro de tiempo y dinero.



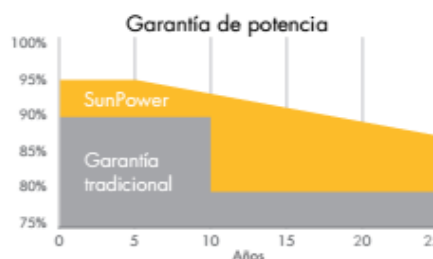
Gráfica 2. Energía generada por m² de módulo (Fuente: ficha técnica del módulo)

- El alto rendimiento durante el primer año ofrece un 7-9% más de energía por vatio nominal. Esta ventaja aumenta con el tiempo, con lo que se produce un 20% más de energía durante los primeros 25 años para satisfacer las necesidades (informe “SunPower Yield Report” de BEW/DNV Engineering (enero de 2013). Con cálculo del coeficiente de temperatura según el informe 12063 de CFV Solar Test Lab (enero de 2013)).



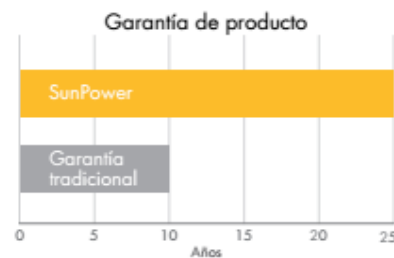
Gráfica 3. Rendimiento de los módulos durante el primer año (Fuente: ficha técnica del módulo)

- Por la garantía de potencia: el 95% los primeros 5 años y -0,4% / año hasta el año 25 (en comparación con los 15 fabricantes principales).



Gráfica 4. Años de garantía de potencia de los módulos (Fuente: ficha técnica del módulo)

- Por la garantía del producto: cobertura combinada para potencia y defectos de 25 años que incluye el coste de sustitución de los paneles.



Gráfica 5. Años de garantía de los módulos (Fuente: ficha técnica del módulo)

- Están fabricados con células solares Maxeon^R de SunPower cuyo diseño permite ofrecer energía de forma sistemática y sin problemas durante su vida útil.
- Al estar fabricada la célula sobre una sólida base de cobre es prácticamente inmune a la corrosión y a las grietas que degradan los paneles convencionales (documento técnico de SunPower “SunPower Module 40-Year Useful Life” (febrero de 2013). La vida útil corresponde a 99 de 100 paneles funcionando a más del 70% de la potencia nominal)).

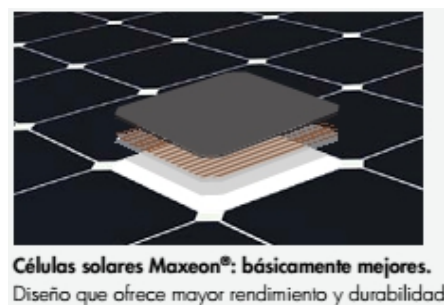


Figura 5. Célula solar Maxeon^R de SunPower (Fuente: ficha técnica del módulo)

- Al tener la instalación un esquema de generador flotante se obtienen además otra serie de ventajas:
 - ✓ Un contacto directo o indirecto no supone una situación de riesgo para la persona porque la propia configuración protege a las personas de estos contactos.
 - ✓ Los equipos están mejor protegidos.
 - ✓ Se detectan mejor los defectos a tierra en la parte DC del generador con la disminución de riesgo de incendio de la instalación.

Inversor

Se ha optado por el inversor IngeconTM Sun Smart con transformador de la marca Ingeteam por los siguientes motivos:

- Al estar fabricado en acero inoxidable tiene una gran robustez que le hace ideal para instalaciones interiores o exteriores y soportar temperaturas extremas.
- Porque hay una gran gama de potencias que los hace idóneos para distintos tamaños de instalaciones.
- Ofrece una salida equilibrada en las tres fases AC y no requiere de ningún elemento adicional para desconectarlas simultáneamente.
- Su mantenimiento es muy sencillo gracias a que su electrónica está integrada en un bloque fácilmente intercambiable desde el exterior.
- Disponen de un avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia para extraer la máxima energía del campo fotovoltaico.
- Para facilitar la instalación cuentan con conectores rápidos para la conexión al campo fotovoltaico.
- No necesitan elementos adicionales y permiten su desconexión manual de la red.
- Lleva incorporado un datalogger interno para almacenamiento de datos hasta tres meses, al que se puede acceder desde un PC remoto y también insitu desde el frontal del inversor a través de un teclado.
- El frontal dispone de LEDs indicadores de estado, alarmas y pantalla LCD.
- Ha sido diseñado con componentes que ofrecen una vida útil de más de 20 años.
- Tienen una garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años.
- Lleva integradas las siguientes protecciones eléctricas:
 - ✓ Aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
 - ✓ Polarizaciones inversas.
 - ✓ Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
 - ✓ Dispositivo de vigilancia del aislamiento de la instalación.
 - ✓ Anti-isla con desconexión automática.
 - ✓ Descargadores contra sobretensiones en la entrada y la salida.
 - ✓ Relé de máxima y mínima frecuencia, ajustado para operar en frecuencias de 51 y

49 Hz con una temporización máxima de 0,5 y de 3 segundos respectivamente.

- ✓ Relé de máxima y mínima tensión, ajustado para operar en tensiones de 1,1 y 0,85 U_N respectivamente.
 - ✓ Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión/conexión automática de la instalación en caso de actuación de los relés de protección anteriores.
- Accesorios opcionales que pueden incorporar:
 - ✓ Comunicación entre inversores mediante RS-485 o Ethernet.
 - ✓ Comunicación remota GSM/GPRS mediante módem.
 - ✓ Software Ingecon™ Sun Manager para visualización de parámetros y registro de datos.
 - ✓ Visualización de datos a través de Internet (IngeRAS™ PV).
 - ✓ Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.
 - ✓ Conectores fotovoltaicos de tipo 3 o 4.
 - Al tener la instalación una configuración de inversor central con tensiones DC altas se obtienen además otra serie de ventajas:
 - ✓ Intensidades de trabajo menores.
 - ✓ Menor sección de los conductores a emplear.
 - ✓ Menor coste € / W que las otras posibles configuraciones.
 - ✓ Su adquisición viene acompañada habitualmente de un contrato de mantenimiento.

Fusibles

Se ha optado por los fusibles de la marca Gave Solartec™ por los siguientes motivos:

- Han sido diseñados para trabajar en elevadas tensiones de hasta 1000 V en DC.
- Son fusibles ultrarrápidos de rango completo.
- Aseguran la protección contra sobrecargas y cortocircuitos.

Descargadores de sobretensiones

Se ha optado por descargadores de sobretensiones de la marca Weidmüller por los siguientes motivos:

- Tienen un recambio sencillo y seguro gracias a los módulos y las bases codificados.
- Absorción de energía elevada con un tiempo de respuesta corto.
- Los hay de 1, 2, 3 y 4 polos con y sin contacto de aviso.
- Tienen indicador de estado y señalización con contacto libre de potencial.

Interruptores magnetotérmicos

Se ha optado por interruptores magnetotérmicos de la marca ABB™ por los siguientes motivos:

- Están recomendados para instalaciones solares fotovoltaicas.
- Tienen capacidad de corte elevada.
- Protegen la instalación de sobrecargas y cortocircuitos, garantizando la fiabilidad y seguridad para las operaciones.
- Hay una amplia gama que ofrece una respuesta fiable y avanzada en las fases de control y mando de las instalaciones eléctricas.
- Disponen de una integración perfecta con todos los dispositivos fabricados por ABB en lo que se refiere a diseño, conexión y tablas de coordinación.

Interruptores diferenciales

Se ha optado por interruptores diferenciales de la marca ABB™ por los siguientes motivos:

- Están recomendados para instalaciones solares fotovoltaicas.
- Tienen unas prestaciones sobresalientes de seguridad y continuidad de servicio, pudiendo detectar fugas a tierra de distintas formas de onda y desconectar el circuito para garantizar la máxima protección.
- Diseño compacto y funcional.
- Son fáciles y rápidos de instalar.

- Disponen de un innovador terminal de arrastre bidireccional que facilita un desconexión seguro.
- Su diseño impide cualquier posibilidad de conexión incorrecta y por tanto, no se altera el índice de protección IP.
- El botón de test lleva un indicador LED para señalar el tipo de fuga que están detectando.
- Temperatura de funcionamiento desde -25 °C a 60 °C con alta inmunización frente a condiciones ambientales extremadamente duras.
- Disponen de una integración perfecta con todos los dispositivos fabricados por ABB en lo que se refiere a diseño, conexión y tablas de coordinación.

Estructura soporte

Uno de los elementos más importantes de una instalación fotovoltaica, para asegurar el buen aprovechamiento energético, es la estructura soporte, encargada de sujetar los módulos a la cubierta.

La estructura soporte no debe ofrecer sombra alguna sobre los módulos y tiene que permitir las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los mismos. Además, también deberá aislarlos del contacto directo con la cubierta y facilitar la evacuación del agua.

Las partes metálicas de la estructura soporte se conectarán a la toma de tierra de la instalación.

No va a haber problemas para realizar la instalación en la cubierta, porque la sobrecarga que transmiten los módulos debido a su propio peso y a la estructura soporte es muy pequeña, comparada con la que se tiene en cuenta para el cálculo de la misma.

Se ha optado por la estructura soporte SunTop III de la marca Conergy por los siguientes motivos:

- Es un sistema universal para el montaje sobre cubierta inclinada que se adapta totalmente a las necesidades particulares de cada cliente.
- Es adecuado para cualquier cubierta de tejado.
- Se pueden instalar sin problemas módulos fotovoltaicos con marco en tejados inclinados de edificios antiguos o de reciente construcción con la cubierta que se elija.
- Pueden utilizarse casi todos los tipos de módulos con marco de distintos fabricantes.
- Las herramientas necesarias para el montaje se reducen a una llave Allen. Unas instrucciones de montaje detalladas permiten una instalación sin dificultades.

- La alta adaptabilidad de los perfiles básicos también permiten instalar un campo fotovoltaico sobre tejados planos.
- Gracias a la utilización de los raíles patentados fabricados en aluminio extruido (ENAW 6060/6063) que cumplen las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, al conector Quickstone y a la tecnología de conexión telescópica de Conergy, es posible realizar un montaje rápido con exactitud milimétrica y sin recorte.
- Toda la tornillería es de acero fino (V2A) que cumple la normativa MV-106.
- Su alto grado de resistencia a la corrosión garantiza una larga vida útil y permite su total reciclaje.
- Conergy ofrece una garantía de los materiales empleados de 10 años.
- Excelente relación calidad-precio.

1.5. Mantenimiento de la instalación

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red presentan pocos requerimientos de mantenimiento pero, para alargar su duración, garantizar el funcionamiento y aumentar la fiabilidad es recomendable seguir las pautas que marcan el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (IDAE) y el Documento Básico HE-5, Contribución Fotovoltaica Mínima de Energía Eléctrica (BOE número 219 del 12 de septiembre de 2013), donde se definen las labores necesarias que hay que hacer durante toda la vida útil, en dos niveles complementarios de actuación:

1. Plan de seguimiento y control: Lo realizará la empresa instaladora para que se puedan detectar con rapidez las incidencias en la instalación. Consistirá en comprobar periódicamente que todo funciona correctamente. Para ello, se verificarán mediante la observación los valores operacionales principales de la instalación.

Será la empresa instaladora la que propondrá este plan de seguimiento y control y como mínimo deberá contemplar las siguientes labores de supervisión:

- ✓ Seguimiento de incidencias.
- ✓ Seguimiento mensual de las horas de funcionamiento de la instalación.
- ✓ Comparativa mensual de la producción obtenida frente a la prevista.
- ✓ Acumulado anual de producción.
- ✓ Recepción de alarmas.

Se incluirá además la limpieza de los módulos cuando sea necesaria y la eliminación de

hierbas, ramas u otros objetos que puedan proyectar sombras.

2. Plan de mantenimiento: Lo realizará la empresa instaladora para asegurar el adecuado mantenimiento de la instalación. Se formalizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años, donde se definan las tareas que deben hacerse para que dicho mantenimiento sea el adecuado. Este contrato incluirá todos los elementos de la instalación, con las labores de mantenimiento aconsejadas por los diferentes fabricantes de los equipos para no dar lugar a la anulación de la garantía.

✓ Mantenimiento preventivo:

- Son las labores de inspección visual y verificación de actuaciones que se realizan para mantener las instalaciones dentro de unos límites aceptables de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad.
- La instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las labores realizadas y todos los datos del personal que las ha realizado.
- Este mantenimiento incluirá al menos una revisión anual, que se hará en un mes fijo de cada año y en la que se realizarán las siguientes comprobaciones:

➔ Generador:

- ✗ Comprobación de la potencia instalada.
- ✗ Comprobación de las protecciones eléctricas, el estado y adherencia de los cables y la estanqueidad de las cajas.
- ✗ Comprobación del estado de los módulos: Daños, deformación o roturas de los marcos, situación respecto al proyecto original y estado de las conexiones (ausencia de sulfatación y de oxidaciones).
- ✗ Comprobación de las características eléctricas del generador en operación.
- ✗ Comprobación de la estructura soporte de los módulos: Sistemas de anclaje, reapriete de sujeciones, tornillería, existencia de oxidaciones o corrosiones y conexión a tierra.
- ✗ Comprobación de la limpieza de los módulos: En el caso de necesitar limpieza para eliminar residuos que puedan afectar a su óptimo funcionamiento, se utilizará agua, productos no abrasivos y los medios mecánicos necesarios.
- ✗ Comprobación de la no presencia de hierbas, ramas u otros objetos que puedan proyectar sombras.

→ Inversor:

- ✗ Comprobación de las lámparas de señalización, alarmas, etc. y sus características eléctricas.
- ✗ Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes y limpieza.
- ✗ Comprobación de la instalación de puesta a tierra, realizándose la medida de la resistencia de tierra.
- ✗ Comprobación del arranque y la parada en distintos momentos de funcionamiento.
- ✗ Comprobación de la ausencia de humedad en el interior de la caseta.
- ✗ Comprobación del correcto amarre de los componentes de la caseta a sus correspondientes anclajes.
- ✗ Comprobación de las etiquetas de indicación de advertencia.

→ Cableado:

- ✗ Comprobación del estado mecánico de los cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, uniones, reaprietes y limpieza.
- ✗ Comprobación de los elementos de protección: Estado de las conexiones y pruebas de funcionamiento.
- ✗ Comprobación de las conexiones, incluyendo la conexión a tierra y medida de la misma.
- ✗ Comprobación de la tornillería y sujeciones.
- ✗ Comprobación del estado del etiquetado e identificación de los circuitos.

→ Protecciones eléctricas: Su correcto funcionamiento es vital, ya que de ello depende que se cumplan las condiciones de seguridad tanto de equipos como de personas. Teniendo en cuenta esto, las operaciones de mantenimiento preventivo que se llevarán a cabo son:

- ✗ Comprobación del estado de los cuadros, los mecanismos alojados y las conexiones.

- ✗ Comprobación de los fusibles de protección.
 - ✗ Comprobación de la rigidez dieléctrica entre los conductores.
 - ✗ Comprobación del estado de conservación de las cubiertas aislantes de los interruptores.
 - ✗ Comprobación del correcto funcionamiento de los interruptores magnetotérmicos verificando que son estables en sus posiciones de abierto y cerrado.
 - ✗ Comprobación del correcto funcionamiento de los interruptores diferenciales mediante la acción manual del botón de prueba, desconexión automática del paso de la corriente eléctrica mediante la recuperación de la posición de reposo de mando de conexión - desconexión y acción manual sobre el mismo mando para colocarlo en su posición de conexión para recuperar el suministro eléctrico.
 - ✗ Comprobación de la línea principal y derivadas de tierra, mediante inspección visual de todas las conexiones y su estado frente a la corrosión, así como la continuidad de las líneas.
 - ✗ Comprobación del valor de la resistencia de tierra.
 - ✗ Comprobación del aislamiento de la instalación
- ➔ **Mantenimientos oficiales:** La empresa instaladora gestionará y acudirá a las visitas de mantenimiento que las instituciones u organismos marquen en función de la normativa vigente. Del mismo modo tendrá que actuar con los mantenimientos e inspecciones del punto de medida realizados por Red Eléctrica de España.

Como resultado de estas visitas, se realizará un informe de mantenimiento preventivo en el que se describa cada operación realizada y el resultado de la misma.

En el caso de detectarse alguna incidencia, deberá identificarse el origen del problema, así como incluir la propuesta de reparación que se estime necesaria, tal que permita valorar si dicha reparación será cubierta por las garantías o pólizas de seguro.

- ✓ **Mantenimiento correctivo:** Se incluyen todas las operaciones de reparación y/o sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:
 - Visita para identificación de cualquier avería cada vez que el usuario lo

requiera. El plazo máximo es de 48 horas por avería grave (72 horas si se produce en viernes o festivo) o de 72 horas si la avería no afecta al funcionamiento (96 horas si se produce en viernes o festivo), desde la detección de la avería.

- En la visita de identificación de la avería, los técnicos desplazados irán dotados del material necesario para identificarla convenientemente y por completo.

En caso de que las actuaciones necesarias sean de pequeño mantenimiento, se realizarán en ese mismo momento. Son operaciones de pequeño mantenimiento el rearme de protecciones, el reinicio de equipos, las reconfiguraciones de los sistemas de comunicación, el reapriete de conexiones, etc...

- La realización de la visita de identificación de la avería se incluye dentro de los servicios a prestar por la empresa instaladora en virtud del contrato de mantenimiento. En caso de que sea necesaria una actuación de mantenimiento mayor, la visita de identificación servirá para identificar completamente la avería, analizar la incidencia y presupuestar las actuaciones.
- Si fuera necesario, la empresa instaladora presentará un presupuesto para la reparación en un plazo de 24 horas desde la realización de la visita y dispondrá de diez días como máximo para la resolución de la avería. Estos plazos de presentación del presupuesto y resolución de la avería serán igualmente aplicables en el caso de que la avería se detecte durante una visita de mantenimiento preventivo.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Si el periodo de garantía ya ha pasado, podrían no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarios.
- Como resultado del proceso de mantenimiento correctivo, se realizará un informe de mantenimiento correctivo en el que se describa cada operación realizada y el resultado de la misma.
- Todas las operaciones de mantenimiento realizadas deberán quedar registradas en el libro de mantenimiento. También se registrarán todos los datos del personal que las ha realizado.

1.6. Impacto de la instalación

1.6.1. Impacto socioeconómico y tecnológico

Además de su gran potencial para mitigar el cambio climático, las fuentes de energía alternativas en general y la fotovoltaica en particular buscan tener desde hace ya algún tiempo un papel fundamental en el desarrollo de nuestra sociedad. Pues su utilización aporta ventajas

en dos ámbitos principalmente:

- **Ámbito socioeconómico:** El uso de la electricidad se ha vuelto indispensable para cualquier persona en el mundo, comenzando desde nuestro hogar hasta nuestro trabajo. Desde el punto de vista laboral, su utilización genera un coste ya que, todos los trabajos requieren de este recurso y las empresas pagan grandes cantidades de dinero para su consumo. Por tal motivo es necesario implementar nuevas formas de obtención de energía, para esto la solución perfecta es la energía solar fotovoltaica. Además, este medio de obtención de energía:

- ✓ Contribuye directamente al producto interior bruto (PIB): Hay relación positiva entre su consumo y el crecimiento económico.
- ✓ Contribuye a la creación de empleo: Genera muchas oportunidades de negocio que a su vez produce miles de empleos. Hay relación positiva entre la apuesta por un incremento de la energía solar fotovoltaica y un aumento proporcional de la demanda de empleos, directos e indirectos, relacionados con el sector.
- ✓ Contribuye a la cohesión social y territorial: Si bien la creación de empleo es de gran importancia para la economía, el tipo y las condiciones de los nuevos puestos de trabajo son de igual relevancia, ya que la creación de empleo estable y de calidad es un elemento clave para la cohesión social, y la principal fuente de ingresos de la población consiste en las remuneraciones percibidas por su trabajo.

En cuanto a la cohesión territorial, la energía solar fotovoltaica contribuye principalmente en dos aspectos; la creación de actividad económica y empleo en el ámbito rural y el abastecimiento de energía en entornos con baja densidad de población y dispersión en el territorio de la misma y, por tanto, con dificultades de acceso a la red de suministro general.

- ✓ Contribuye al sistema fiscal: La balanza fiscal del sector es positivo, es decir que lo que se recauda por los distintos niveles de la administración en concepto de impuestos es superior a las subvenciones que se otorgan.
- **Ámbito tecnológico:** Con el paso del tiempo cientos de avances tecnológicos han modificado nuestra forma de vida. Estos avances tienen un objetivo común, el bienestar de los que habitamos el planeta. La energía solar fotovoltaica contribuye de manera decisiva a alcanzar este objetivo mediante un suministro energético fiable, limpio, seguro y rentable en nuestros hogares e industrias. Además, la instalación de un sistema fotovoltaico integrado arquitectónicamente en un edificio no sólo logra dar una novedosa imagen al mismo, sino que también logra mejorar su estatus social.

1.6.2. Impacto ambiental

El sector eléctrico es uno de los que más impactos ambientales provoca, por lo que es uno de los ámbitos más importantes a considerar a la hora de proteger el medio ambiente ya que, los

combustibles de origen fósil son el suministro de energía predominante.

El impacto ambiental de una instalación fotovoltaica es muy bajo, y más si se encuentra en la cubierta de una nave industrial como sucede en este caso. Dicho impacto se comprueba analizando los siguientes factores ambientales:

- Emisiones atmosféricas y residuos radiactivos:

No emite gases contaminantes ni residuos radiactivos a la atmósfera. Tiene efectos positivos sobre la atmósfera porque evita que se emitan grandes cantidades de gases contaminantes (CO_2 , SO_2 y NO_x) y residuos radiactivos (baja, media y alta actividad) a la misma. Se puede calcular el ahorro anual de estas emisiones y residuos en esta instalación en función de los datos que brinda el Observatorio de la Electricidad WWF España (junio de 2016):

Dióxido de carbono CO_2 : 0,137 kg / kWh

Dióxido de azufre SO_2 : 0,273 kg / kWh

Óxidos de nitrógeno NO_x : 0,200 kg / kWh

Residuos radiactivos de baja y media actividad: 0,00264 cm^3 / kWh

Residuos radiactivos de alta actividad: 0,322 mg / kWh

Según los cálculos del punto 2.1.8. del documento 2. anexos del presente proyecto, la estimación de la electricidad solar anual que se generará E_{FV} será de 35656 kWh, por tanto:

El ahorro anual de dióxido de carbono CO_2 es de 4885 kg

El ahorro anual de dióxido de azufre SO_2 es de 9734 kg

El ahorro anual de óxidos de nitrógeno NO_x es de 7131 kg

El ahorro anual de residuos radiactivos de baja y media actividad es de 94 cm^3

El ahorro anual de residuos radiactivos de alta actividad es de 11481 mg

- Ruido:

No produce ruido que cause molestias o daños al medio ambiente. Sólo se producen ruidos en la etapa de construcción de la instalación y en el inversor debido a su funcionamiento pero, en ningún caso es oído fuera de su caseta.

- Impacto visual:

El impacto visual puede mitigarse ubicando de manera correcta los módulos fotovoltaicos, y

puesto que se ha estudiado una adecuada integración arquitectónica en la cubierta de la nave, se puede considerar que no hay impacto visual, si se entiende como impacto visual la afección del paisaje, puesto que la instalación se localiza en una nave situada en un polígono industrial.

- Impacto sobre el uso del suelo:

Al tratarse de un SFCR instalado en la cubierta de una nave industrial no tiene impacto sobre el uso del suelo.

- Impacto asociado a la producción de desechos:

En la fase de eliminación, después de la vida útil, hay vías claras para la reutilización.

Para finalizar, se considera que el principal impacto ambiental se produce en la extracción de la materia prima, ya que aunque la mayoría de las células fotovoltaicas se fabrican de silicio, material obtenido a partir de la arena y por tanto muy abundante en la naturaleza, es necesario transformarlo con consumo de energía hasta conseguir silicio de grado solar.

1.7. Orden de prioridad entre los documentos básicos del proyecto

Según la Norma UNE 157001 el orden de prioridad entre los documentos básicos del proyecto frente a posibles discrepancias o incompatibilidades entre ellos es:

1. Planos.
2. Pliego de condiciones.
3. Estado de mediciones y presupuesto.
4. Memoria.

DOCUMENTO 2. ANEXOS

ÍNDICE

2.1. Cálculos.....	36
2.1.1. Irradiación solar sobre el plano del generador.....	36
2.1.2. Performance ratio o PR.....	37
2.1.3. Productividad final o Y_{IELD} anual.....	38
2.1.4. Productividad de referencia o Y_{R} anual.....	38
2.1.5. Superficie de terraza mínima necesaria para instalar el SFCR.....	38
2.1.6. Dimensionado del inversor central trifásico.....	39
2.1.7. Dimensionado del generador.....	41
2.1.8. Estimación de la electricidad solar anual que se generará y simulación con PVsyst.....	44
2.1.9. Dimensionado del cableado.....	57
2.1.10. Dimensionado de las protecciones del tramo DC.....	61
2.1.11. Dimensionado de las protecciones del tramo AC.....	67
2.2. Datos técnicos de la instalación según las fichas técnicas.....	70

2.1. Cálculos

En los siguientes apartados se realiza el cálculo del SFCR.

2.1.1. Irradiación solar sobre el plano del generador

Se han utilizado los datos de irradiación que proporciona PVGIS, cuya dirección web es:

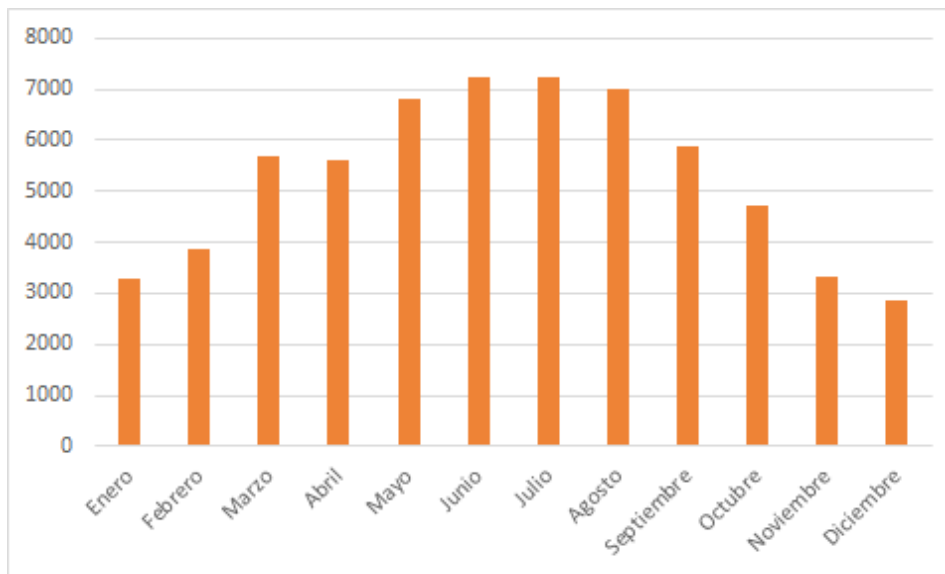
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

El generador se situará en el faldón de cubierta que está orientado al sur e inclinado 20°.

En la tabla I se muestran los valores de irradiación global media diaria mensual sobre el plano del generador G_{da} (0°, 20°) que ofrece PVGIS-Classic para Villafranca de los Barros (Badajoz):

Latitud:	38°33'45" Norte
Longitud:	6°20'28" Oeste
El ángulo de inclinación óptimo es:	34 grados
Irradiación anual perdida a causa de las sombras (horizontal):	0,0 %
Mes	G_{da} (0°, 20°)
Enero	3300
Febrero	3860
Marzo	5680
Abril	5600
Mayo	6810
Junio	7250
Julio	7220
Agosto	6990
Septiembre	5870
Octubre	4710
Noviembre	3320
Diciembre	2860
Año	5300
	(Wh/m ² /día)

Tabla I. Irradiación global media diaria mensual sobre el plano del generador



Gráfica 6. Irradiación global media diaria mensual sobre el plano del generador (Wh/m²/día)

2.1.2. Performance ratio o PR

El PR ofrece el tanto por ciento de energía que se ha perdido en el sistema respecto al que se hubiera generado sin pérdidas, es decir, si la instalación funciona al rendimiento medido de los módulos en condiciones estándar.

Las pérdidas que se van a tener en cuenta respecto a su funcionamiento en condiciones estándar son las que ofrece PVGIS-Classic para Villafranca de los Barros (Badajoz):

- Pérdidas estimadas debido a la temperatura y niveles bajos de irradiación: 11,3% (utilizando la temperatura ambiente local).
- Pérdidas estimadas debido a los efectos de la reflectancia angular: 3%.
- Otras pérdidas (cables, inversor, etc.): 7%.
- Pérdidas combinadas del sistema FV: 20%.

El valor del PR tiene que estar comprendido entre 0 y 1. Lo ideal sería 1 pero las pérdidas citadas anteriormente obligan a utilizar valores comprendidos entre 0,70 y 0,90 para instalaciones bien diseñadas situadas en latitudes superiores a 45° cuyo generador tenga una orientación óptima o cercana a ésta.

Como las pérdidas combinadas del sistema FV son del 20% respecto a su funcionamiento en condiciones estándar se asume un valor de 0,80 para el PR.

2.1.3. Productividad final o Y_{IELD} anual

Se define como la energía anual producida por unidad de potencia instalada expresada en kWh / kWp. Como se van a utilizar módulos Sunpower™ E19-320 de 320 Wp:

$$E_{AC} = P_{MOD, M, STC} \cdot G_{da}(0^\circ, 20^\circ) \cdot PR \cdot 365$$

Donde:

E_{AC} es la energía anual producida por el módulo.

$P_{MOD, M, STC}$ es la potencia nominal del módulo medida en condiciones estándar.

$G_{da}(0^\circ, 20^\circ)$ es la irradiación en el plano del módulo.

PR es el Performance Ratio.

365 días del año.

$$E_{AC} = P_{MOD, M, STC} \cdot G_{da}(0^\circ, 20^\circ) \cdot PR \cdot 365 = 0,32 \cdot 5,30 \cdot 0,80 \cdot 365 = 495,32 \text{ kWh}$$

Por tanto, la Productividad final o Y_{ield} anual será:

$$Y_{ield} = \frac{E_{AC}}{P_{MOD, M, STC}} = \frac{495,32}{0,32} = 1547,60 \text{ kWh/kWp}$$

2.1.4. Productividad de referencia o Y_R anual

Se sabe que el PR es igual a la Productividad final o Y_{ield} dividida entre la Productividad de referencia o Y_R :

$$PR = \frac{Y_{ield}}{Y_R}$$

Entonces, la Productividad de referencia o Y_R anual será:

$$Y_R = \frac{Y_{ield}}{PR} = \frac{1547,60}{0,80} = 1934,50 \text{ kWh/kWp}$$

2.1.5. Superficie de terraza mínima necesaria para instalar el SFCR

Como los módulos van a estar superpuestos (paralelos) en uno de los faldones de cubierta no hay problemas de sombreado entre las filas. Tampoco existen otros problemas de sombras.

El generador fotovoltaico de 23,5 kWp se situará en el faldón de cubierta que está orientado al

sur e inclinado 20° , que es la inclinación de la cubierta:

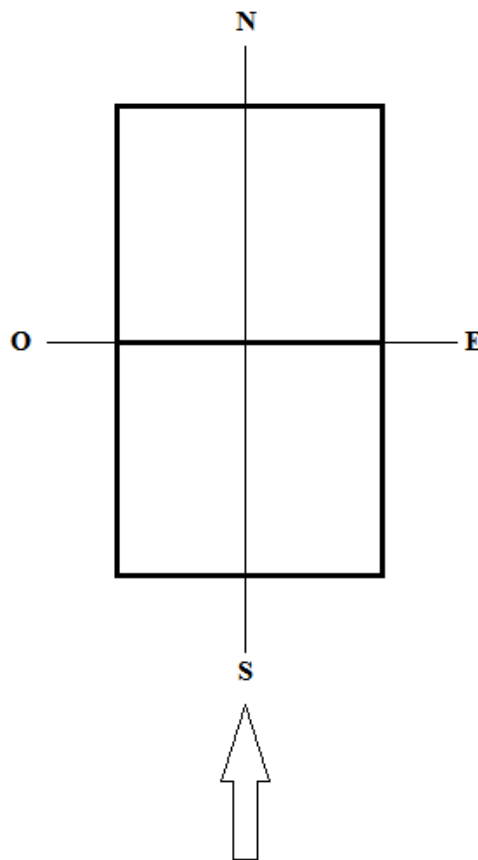


Figura 6. Planta y orientación de la cubierta

Comprobamos que la superficie útil del faldón de cubierta donde se va a colocar el generador es suficiente para instalar 23,5 kWp con módulos de silicio monocristalino:

$$23,5 \text{ kWp} \cdot 7 \text{ m}^2 = 164,5 \text{ m}^2$$

Como la superficie del faldón es de 225 m^2 tenemos espacio suficiente e incluso se dispondrá de un espacio adicional para pasillos de mantenimiento preventivo y correctivo del generador fotovoltaico.

2.1.6. Dimensionado del inversor central trifásico

Según el punto 2 del artículo 12 del RD 1699/2011 si la potencia nominal de la instalación de generación a conectar a la red de distribución es superior a 5 kW, la conexión de la instalación a red será trifásica con un desequilibrio entre fases inferior a 5 kW. Para conseguir esto se propone la solución de inversor central trifásico.

En primer lugar, para dimensionar el inversor hay que obtener el factor de dimensionado F_s .

El Código Técnico de la Edificación impone un mínimo de 0,8 y un máximo de 1. En este caso, para determinarlo se ha utilizado la siguiente fig. 7, entrando con el valor de orientación y el de inclinación:

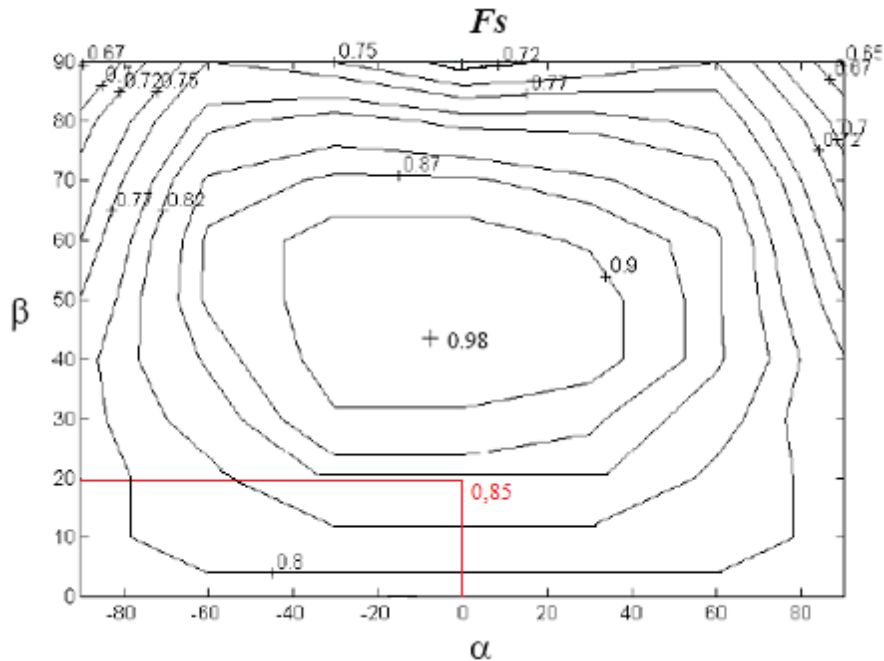


Figura 7. Obtención del F_s en función de la orientación α y de la inclinación β

Como puede apreciarse, el valor del F_s es de 0,85 estando dentro de los intervalos que marca el Código Técnico de la Edificación.

La potencia de entrada nominal $P_{INV, DC}$ del inversor tiene que estar comprendido entre los siguientes valores:

$$F_s \cdot P_{GFV, M, STC} \leq P_{INV, DC} \leq P_{GFV, M, STC}$$

Donde:

$P_{GFV, M, STC}$ es la potencia nominal del generador medida en condiciones estándar.

Se va a utilizar un inversor de la marca Ingeteam. Las fichas técnicas de este fabricante no proporcionan los valores de $P_{INV, DC}$ pero se pueden calcular porque sí que proporcionan los valores de las eficiencias máximas. Como se quiere optar por el inversor Ingecon™ Sun Smart 20 con transformador que tiene una eficiencia máxima del 96,10% y está recomendado para un rango de potencia del campo FV de 21 kWp a 26 kWp:

$$P_{INV, AC} = 20 \text{ kW} \rightarrow P_{INV, DC} = 20,81 \text{ kW}$$

$$0,85 \cdot 23,5 = 19,97 \text{ kW} \leq 20,81 \text{ kW} \leq 23,5 \text{ kW} \rightarrow \text{este inversor es válido}$$

Características fundamentales del inversor Ingecon™ Sun Smart 20 con transformador:

- Potencia de salida nominal ($P_{INV,AC}$) 20 kW en estrella.
- Tensión máxima DC ($V_{INV,M}$) 900 V.
- Rango de tensión MPP 405 V - 750 V.
- Corriente máxima DC ($I_{INV,M,DC}$) 52 A.

2.1.7. Dimensionado del generador

Se dispone de módulos fotovoltaicos Sunpower™ E19-320 que tienen las siguientes características fundamentales medidas en condiciones estándar (irradiancia de 1000 W / m², AM 1,5 y 25 °C):

- Potencia nominal ($P_{MOD,M,STC}$) 320 W.
- Eficiencia media 19,8%.
- Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}) 54,7 V.
- Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}) 5,86 A.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}) 64,8 V.
- Corriente de cortocircuito (I_{sc}) 6,24 A.
- Coeficiente de temperatura de voltaje -176,6 mV / °C.

En primera aproximación, como se desea instalar una potencia nominal del generador fotovoltaico igual a 23,5 kWp, el número N de módulos a instalar sería igual a:

$$N = \text{Int} \left[\frac{P_{GFV,M,STC}}{P_{MOD,M,STC}} \right] N = \text{Int} \left[\frac{23500}{320} \right] = 73$$

Donde:

$P_{GFV,M,STC}$ es la potencia nominal del generador.

$P_{MOD,M,STC}$ es la potencia nominal del módulo.

El número de módulos en serie N_{ms} ha de estar comprendido entre unos números máximos y mínimos.

Para calcular el valor máximo hay que calcular el valor de la tensión en circuito abierto del módulo para $T_c = -10^\circ\text{C}$:

$$V_{MOD, OC (T_c = -10^\circ\text{C})} = V_{MOD, OC, STC} - 35^\circ \cdot (-0,1766) = 64,8 - 35 \cdot (-0,1766) = 70,98 \text{ V}$$

Donde:

$V_{MOD, OC, STC}$ es la tensión de circuito abierto del módulo.

Para calcular el valor mínimo hay que calcular el valor de la tensión correspondiente al punto de máxima potencia del módulo para $T_c = 70^\circ\text{C}$:

$$V_{MOD, M (T_c = 70^\circ\text{C})} = V_{MOD, M, STC} + 45^\circ \cdot (-0,1766) = 54,7 + 45 \cdot (-0,1766) = 46,75 \text{ V}$$

Donde:

$V_{MOD, M, STC}$ es la tensión en el punto de máxima potencia del módulo.

En consecuencia:

$$\text{máx } (N_{ms}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV, M}}{V_{MOD, OC (T_c = -10^\circ\text{C})}} \right] \text{ máx } (N_{ms}) = \text{Int} \frac{900}{70,98} = 12$$

Donde $V_{INV, M}$ es la tensión máxima DC del inversor.

$$\text{mín } (N_{ms}) = \text{Int} \left[\frac{V_{INV, m, MPP}}{V_{MOD, M (T_c = 70^\circ\text{C})}} \right] + 1 \text{ mín } (N_{ms}) = \text{Int} \frac{405}{46,75} + 1 = 9$$

Donde $V_{INV, m, MPP}$ es la tensión DC en el punto de máxima potencia del inversor.

Si se escoge el máximo $N_{ms} = 12$, entonces:

$$N_{mp} = \text{Int} \left[\frac{N}{N_{ms}} \right] N_{mp} = \text{Int} \left[\frac{73}{12} \right] = 6$$

El número de ramas en paralelo N_{mp} ha de ser tal que su asociación no debe sobrepasar la intensidad máxima a la entrada del inversor:

$$N_{mp} \cdot 1,25 \cdot I_{MOD, SC, STC} \leq I_{INV, M, DC} \rightarrow 6 \cdot 1,25 \cdot 6,24 = 46,8 \text{ A} \leq 52 \text{ A}$$

Donde:

$I_{MOD, SC, STC}$ es la corriente de cortocircuito del módulo.

$I_{INV, M, DC}$ es la corriente máxima DC del inversor.

Vemos que el inversor no verá sobrepasada la intensidad máxima DC que admite su entrada.

En definitiva, el generador fotovoltaico que más se aproxima a la potencia nominal que se desea instalar es el que está formado por $N = N_{ms} \cdot N_{mp} = 12 \cdot 6 = 72$ módulos (23,04 kWp).

En las instalaciones de tamaños superiores a los 20-30 kWp, como es éste el caso, es frecuente recurrir a utilizar varias cajas de conexión de continua (CC DC), agrupando subgeneradores fotovoltaicos.

Se dispondrán dos subgeneradores fotovoltaicos con la siguiente configuración:

SUBGENERADOR FOTOVOLTAICO	CAJA DE CONEXIÓN DC	N_{mp}	N_{ms}	TOTAL MÓDULOS SUBGENERADOR
# 1	# 1	3	12	36
# 2	# 2	3	12	36
TOTAL MÓDULOS GENERADOR FOTOVOLTAICO				72

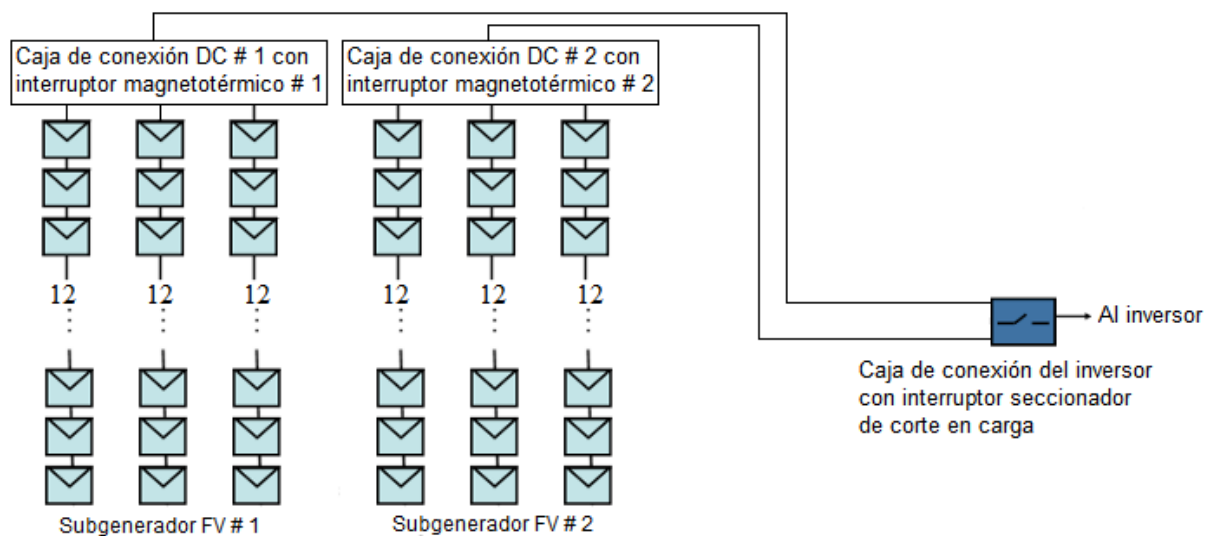


Figura 8. Esquema unifilar simplificado del SFCR

2.1.8. Estimación de la electricidad solar anual que se generará y simulación con PVsyst

Cálculo según el método propuesto por el IDAE:

$$E_{FV} = P_{GFV, M, STC} \cdot G_{da} (0^\circ, 20^\circ) \cdot PR \cdot 365$$

$$E_{FV} = N_{ms} \cdot N_{mp} \cdot P_{MOD, M, STC} \cdot G_{da} (0^\circ, 20^\circ) \cdot PR \cdot 365$$

$$E_{FV} = 12 \cdot 6 \cdot 0,32 \cdot 5,3 \cdot 0,80 \cdot 365 = 35656 \text{ kWh / año}$$

Seguidamente se realizará una simulación con PVsyst 6.4.7 en su versión de prueba:

- Antes de elegir una sección e iniciar el diseño del proyecto hay que acceder a “Bases de datos” para importar al programa los datos climatológicos de Villafranca de los Barros porque PVsyst no los tiene para esta localidad (Fig. 9).
- Una vez importados los datos se hace clic en “Diseño del proyecto, Sistema Conectado a la red” para introducir todas las variables (Fig. 9).
- Cuando ya estén introducidas todas las variables se puede realizar la simulación (fig. 10).

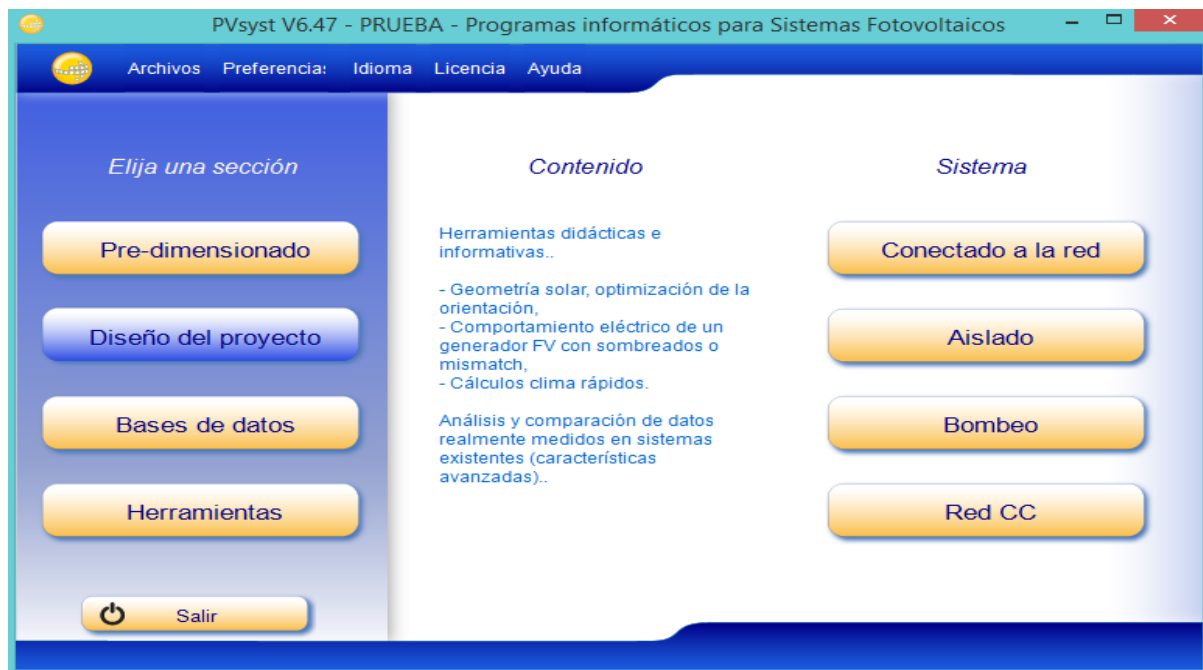


Figura 9. Pantalla de inicio de PVsyst

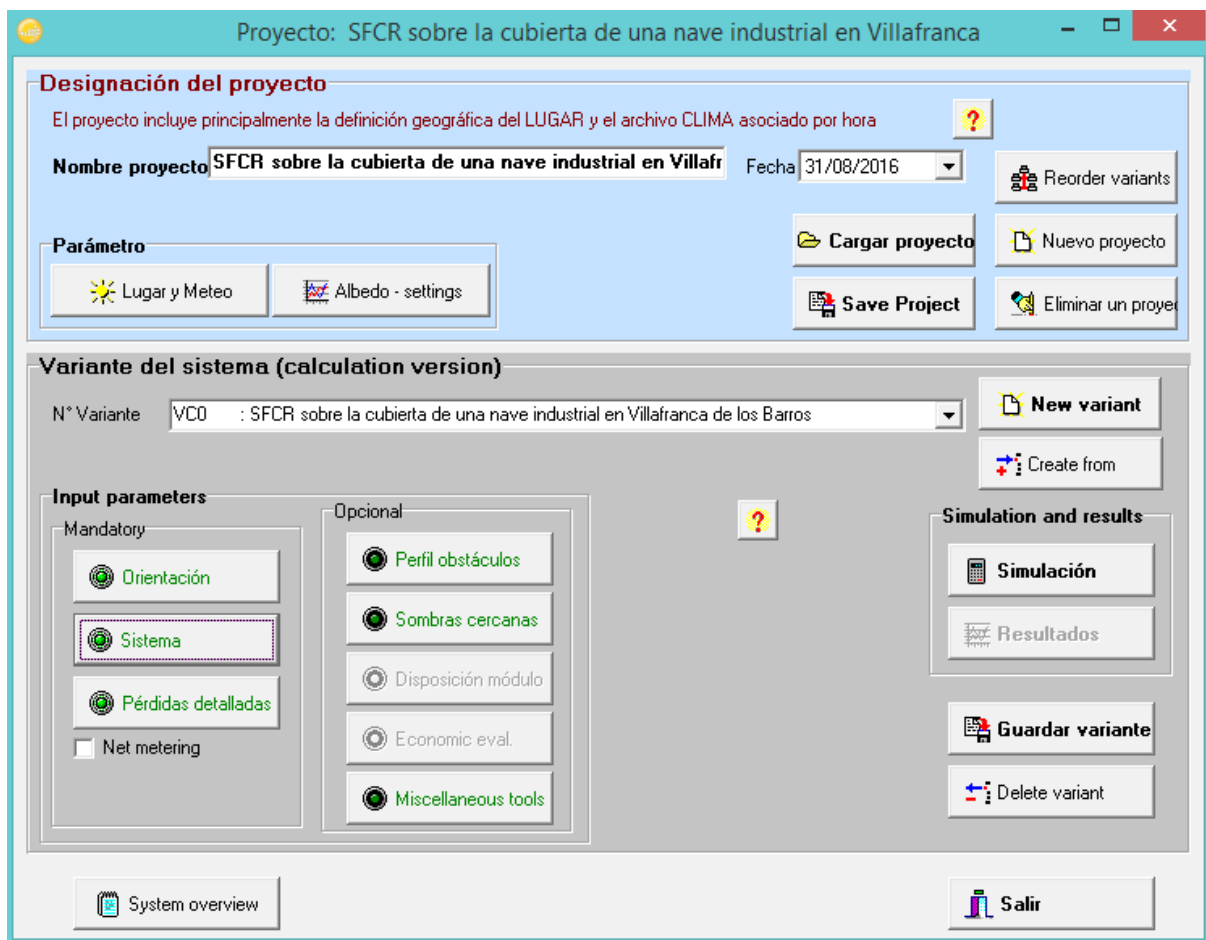
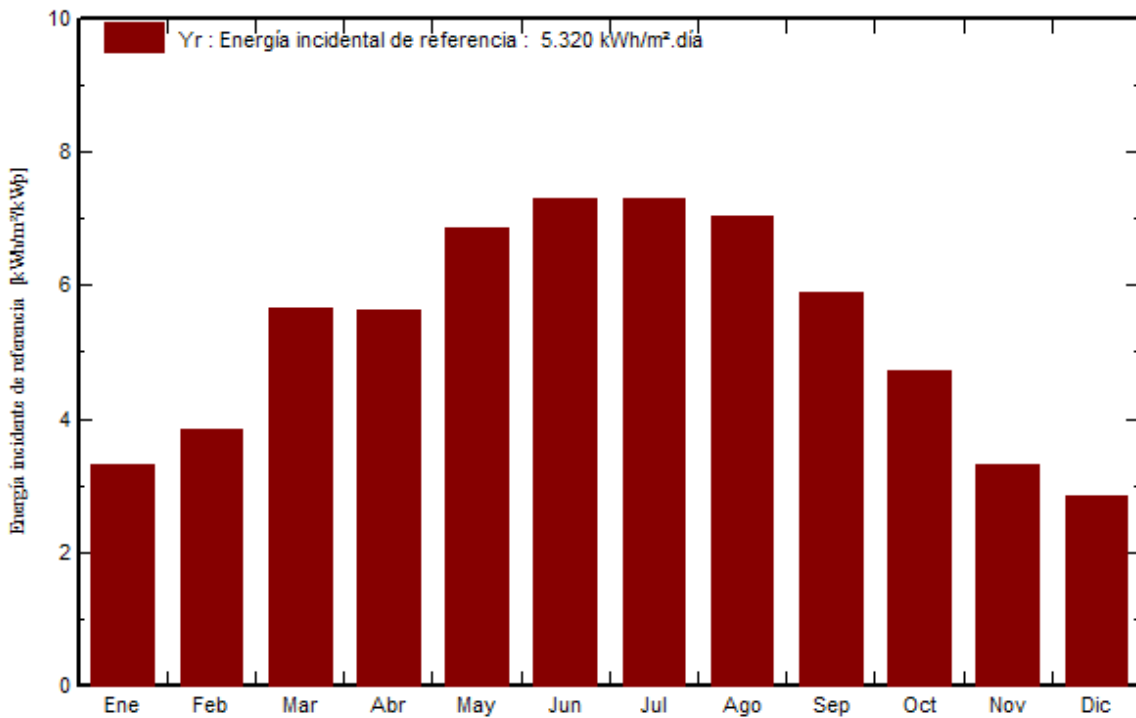


Figura 10. Pantalla de entrada de variables en PVsyst

Los resultados de la simulación son los siguientes:

Energía incidente de referencia en el plano receptor



Producción normalizada y factores de pérdida: Potencia nominal 23.04 kWp

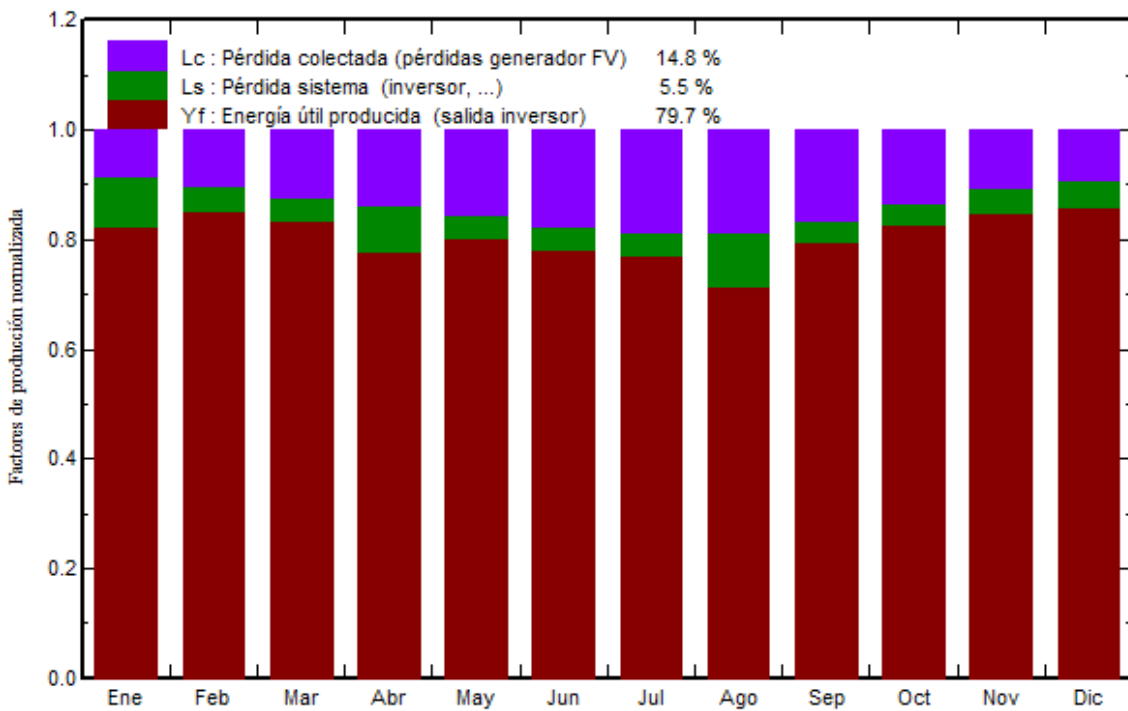
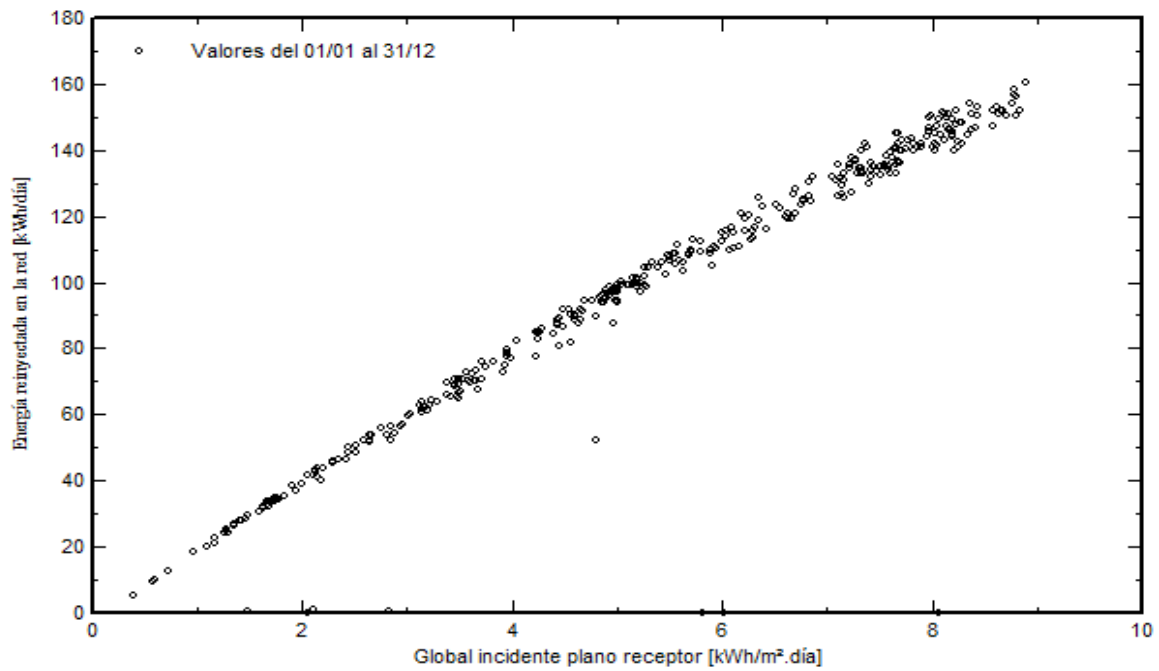
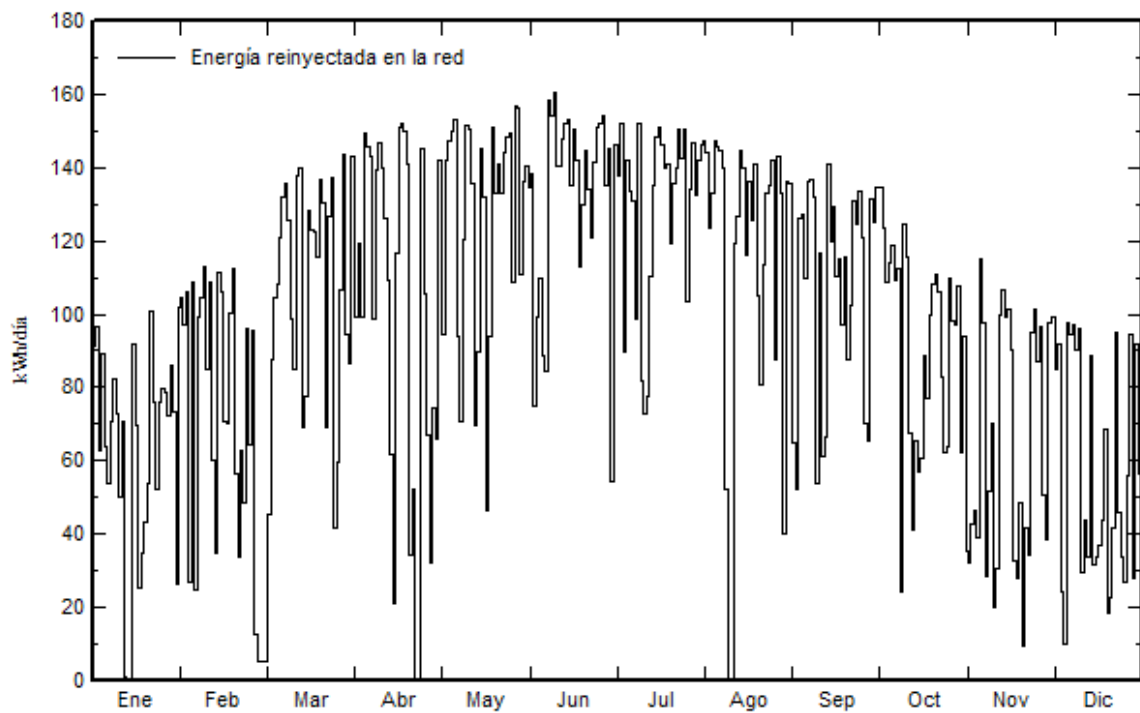


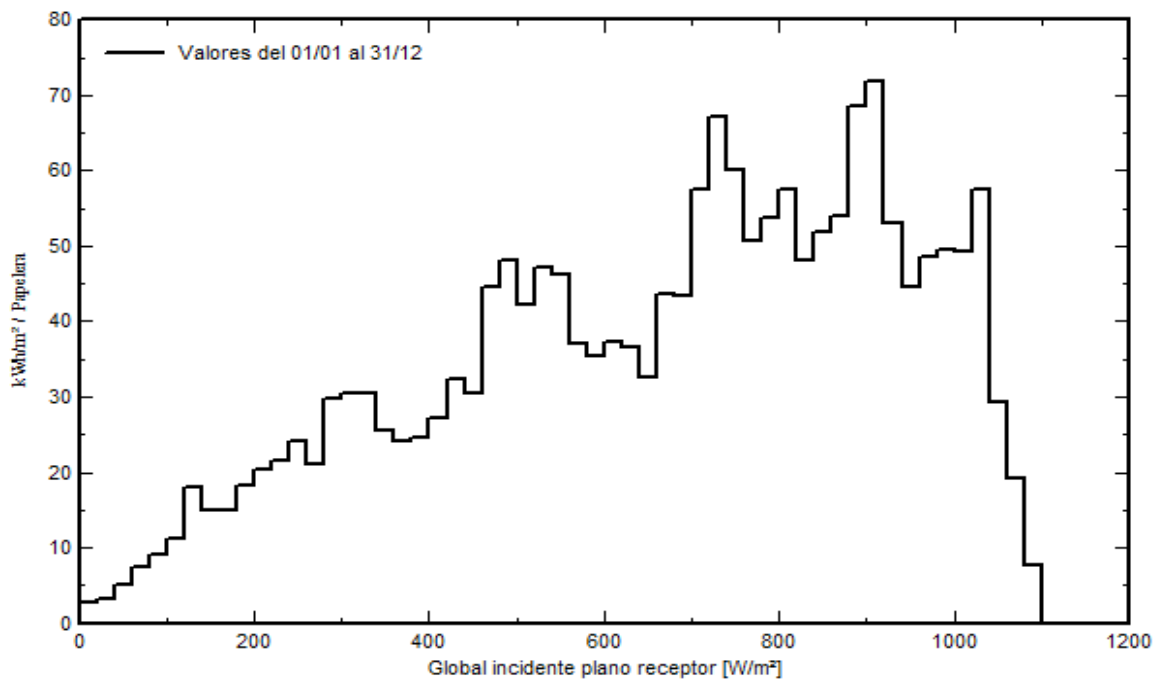
Diagrama diario entrada/salida



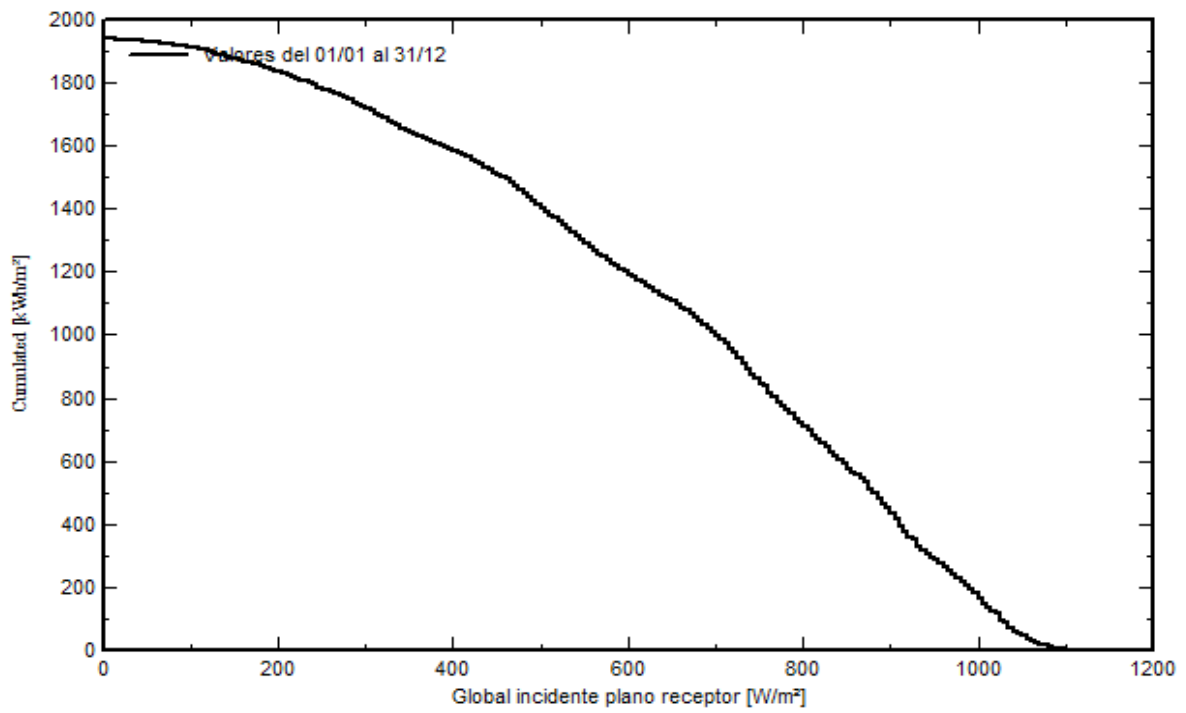
Energía Diaria de Salida del Sistema



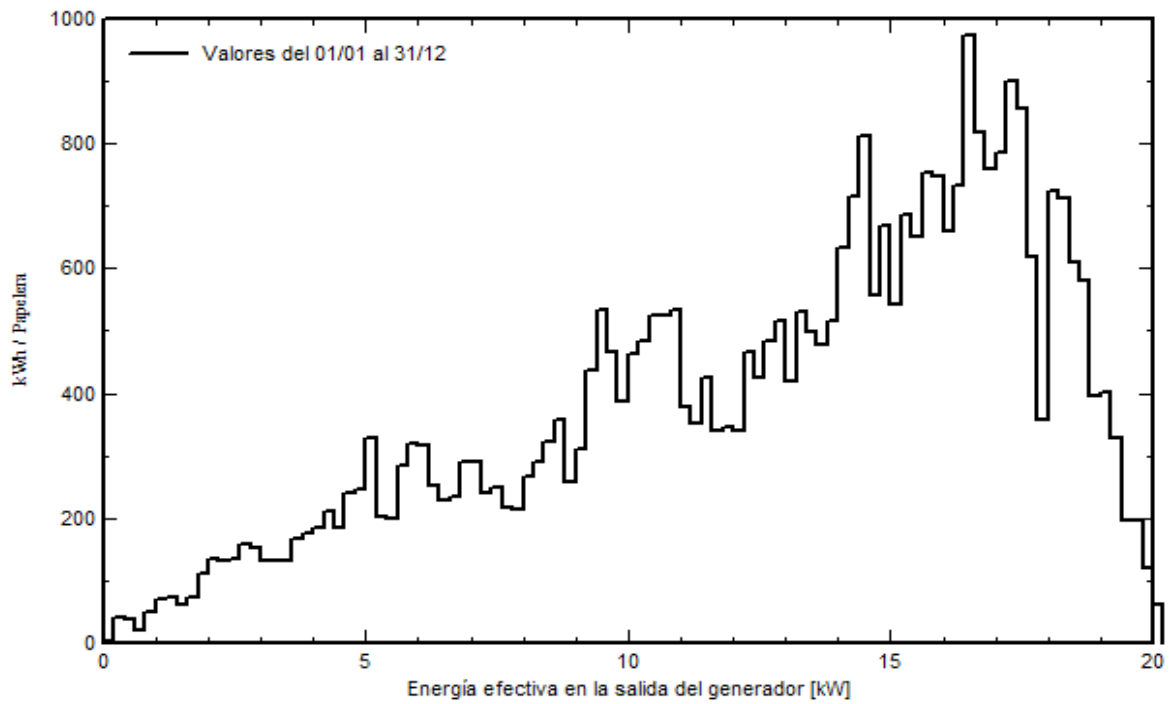
Distribución Irradiación Incidente



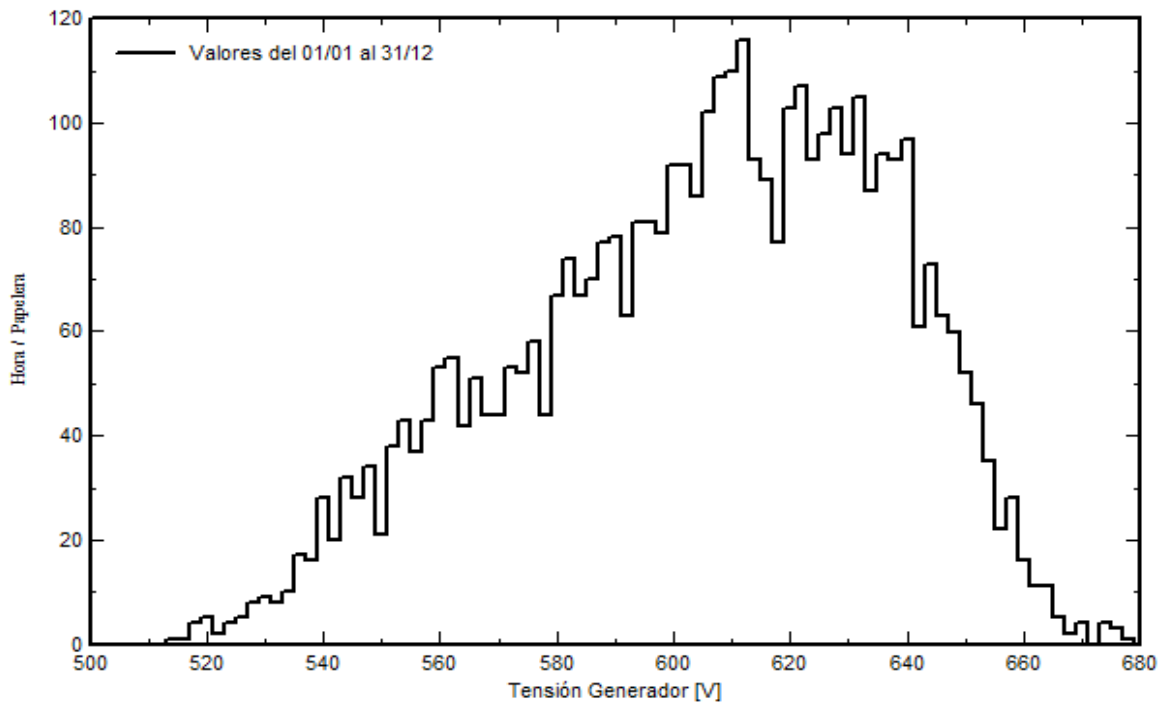
Distribución Irradiación Incidente



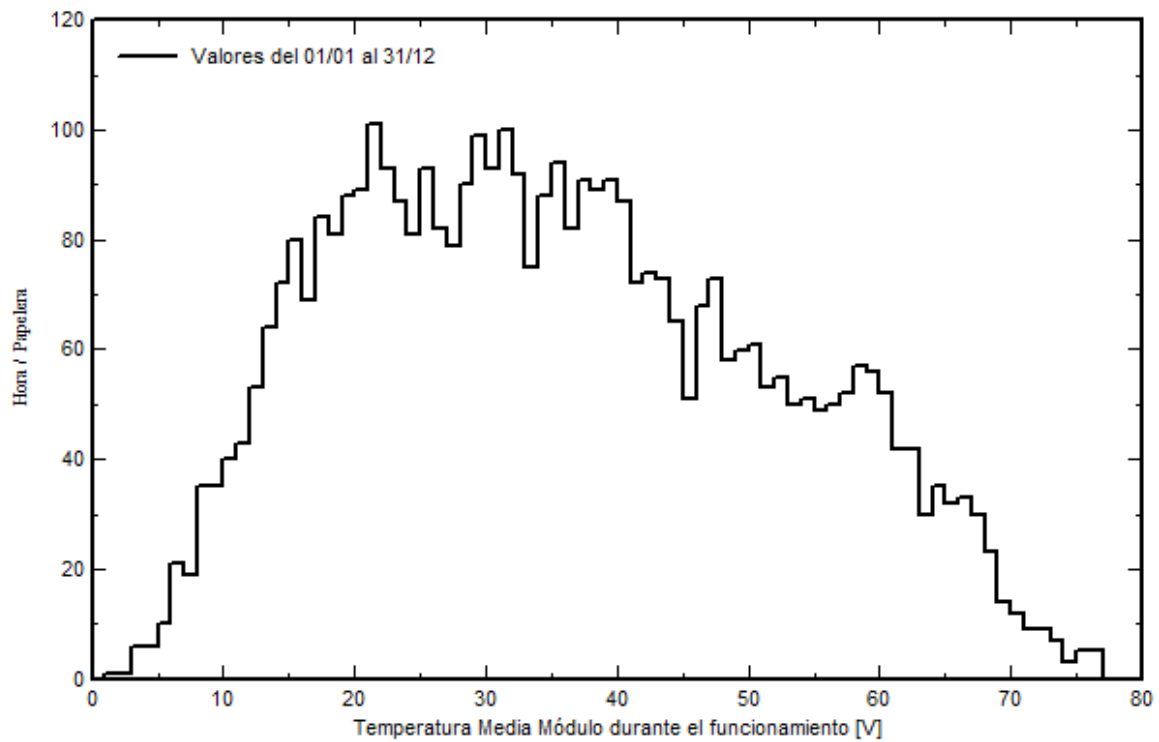
Distribución Potencia del Generador



Distribución Tensión del Generador



Array temperature Distribution during running



SFCR sobre la cubierta de una nave industrial en Villafranca de los Barros
Balances y resultados principales

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	%	%
Enero	71.9	7.40	102.6	98.3	2165	1947	17.97	16.16
Febrero	84.3	8.60	107.8	103.5	2235	2119	17.65	16.73
Marzo	148.2	11.50	175.6	168.4	3545	3376	17.19	16.37
Abril	158.1	13.80	169.3	162.2	3369	3029	16.95	15.24
Mayo	210.2	18.00	212.7	203.5	4136	3932	16.56	15.75
Junio	222.9	23.00	219.6	210.3	4162	3956	16.14	15.34
Julio	226.6	25.50	226.6	216.9	4239	4033	15.93	15.16
Agosto	207.1	25.60	218.1	209.0	4088	3598	15.97	14.05
Septiembre	154.5	21.90	177.0	169.8	3405	3240	16.38	15.59
Octubre	116.3	16.80	146.1	140.1	2919	2780	17.02	16.21
Noviembre	73.2	11.00	99.0	94.9	2039	1932	17.55	16.63
Diciembre	61.7	8.20	87.6	83.9	1836	1736	17.85	16.88
Año	1735.0	15.99	1941.9	1860.8	38137	35679	16.73	15.65

SFCR sobre la cubierta de una nave industrial en Villafranca de los Barros
Clima y energía incidente

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	WindVel m/s	GlobInc kWh/m ²	DifSInc kWh/m ²	Alb Inc kWh/m ²	DifS/GI
Enero	71.9	32.40	7.40	0.0	102.6	38.36	0.434	0.000
Febrero	84.3	38.80	8.60	0.0	107.8	42.59	0.508	0.000
Marzo	148.2	54.80	11.50	0.0	175.6	59.34	0.894	0.000
Abril	158.1	71.10	13.80	0.0	169.3	72.38	0.953	0.000
Mayo	210.2	77.80	18.00	0.0	212.7	78.87	1.268	0.000
Junio	222.9	78.00	23.00	0.0	219.6	77.78	1.344	0.000
Julio	226.6	77.00	25.50	0.0	226.6	77.38	1.367	0.000
Agosto	207.1	68.30	25.60	0.0	218.1	70.94	1.249	0.000
Septiembre	154.5	57.20	21.90	0.0	177.0	61.07	0.932	0.000
Octubre	116.3	46.50	16.80	0.0	146.1	52.18	0.701	0.000
Noviembre	73.2	34.40	11.00	0.0	99.0	37.99	0.441	0.000
Diciembre	61.7	30.20	8.20	0.0	87.6	34.26	0.372	0.000
Año	1735.0	666.49	15.99	0.0	1941.9	703.14	10.463	0.000

SFCR sobre la cubierta de una nave industrial en Villafranca de los Barros
Energía incidente efectiva (Transp., IAM, sombreados)

	GlobHor kWh/m ²	GlobInc kWh/m ²	GlobIAM kWh/m ²	GlobSlg kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	DiffEff kWh/m ²
Enero	71.9	102.6	101.3	98.3	98.3	36.45
Febrero	84.3	107.8	106.7	103.5	103.5	40.47
Marzo	148.2	175.6	173.6	168.4	168.4	56.41
Abril	158.1	169.3	167.2	162.2	162.2	68.91
Mayo	210.2	212.7	209.8	203.5	203.5	75.01
Junio	222.9	219.6	216.8	210.3	210.3	74.05
Julio	226.6	226.6	223.6	216.9	216.9	73.54
Agosto	207.1	218.1	215.4	209.0	209.0	67.53
Septiembre	154.5	177.0	175.0	169.8	169.8	58.08
Octubre	116.3	146.1	144.4	140.1	140.1	49.61
Noviembre	73.2	99.0	97.8	94.9	94.9	36.12
Diciembre	61.7	87.6	86.5	83.9	83.9	32.57
Año	1735.0	1941.9	1918.3	1860.8	1860.8	668.76

SFCR sobre la cubierta de una nave industrial en Villafranca de los Barros

Factores ópticos (Transp., IAM, sombreados)

	GlobHor kWh/m ²	GlobInc kWh/m ²	FTransp	FIAMBm	FIAMGI	FIAMShd
Enero	71.9	102.6	1.427	0.993	0.988	0.988
Febrero	84.3	107.8	1.279	0.997	0.990	0.990
Marzo	148.2	175.6	1.185	0.993	0.988	0.988
Abril	158.1	169.3	1.071	0.993	0.988	0.988
Mayo	210.2	212.7	1.012	0.991	0.987	0.987
Junio	222.9	219.6	0.985	0.991	0.987	0.987
Julio	226.6	226.6	1.000	0.992	0.987	0.987
Agosto	207.1	218.1	1.053	0.992	0.988	0.988
Septiembre	154.5	177.0	1.146	0.994	0.989	0.989
Octubre	116.3	146.1	1.256	0.994	0.989	0.989
Noviembre	73.2	99.0	1.352	0.994	0.988	0.988
Diciembre	61.7	87.6	1.420	0.994	0.988	0.988
Año	1735.0	1941.9	1.119	0.993	0.988	0.988

SFCR sobre la cubierta de una nave industrial en Villafranca de los Barros

Pérdidas Detalladas del Sistema

	ModQual kWh	MisLoss kWh	OhmLoss kWh	EArrMPP kWh	InvLoss kWh
Enero	-27.775	22.05	17.93	2165	102.8
Febrero	-28.724	22.80	22.71	2235	116.0
Marzo	-45.646	36.23	41.82	3545	169.2
Abril	-43.379	34.43	40.47	3369	173.1
Mayo	-53.301	42.31	52.95	4136	203.4
Junio	-53.673	42.61	55.62	4162	206.7
Julio	-54.671	43.40	57.61	4239	205.5
Agosto	-52.727	41.86	55.65	4088	197.6
Septiembre	-43.863	34.82	42.28	3405	164.9
Octubre	-37.547	29.80	31.45	2919	138.7
Noviembre	-26.189	20.79	19.00	2039	107.2
Diciembre	-23.563	18.70	15.95	1836	99.4
Año	-491.057	389.80	453.45	38137	1884.6

SFCR sobre la cubierta de una nave industrial en Villafranca de los Barros
Pérdidas Detalladas del Inversor

	EOutInv	EffInvR	InvLoss	IL Oper	IL Pmin	IL Pmax	IL Vmin	IL Vmax
	kWh	%	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Enero	2062	95.3	102.8	102.8	0.000	0.000	0.000	0.000
Febrero	2119	94.8	116.0	115.4	0.638	0.000	0.000	0.000
Marzo	3376	95.2	169.2	168.5	0.666	0.000	0.000	0.000
Abril	3195	94.9	173.1	172.8	0.207	0.000	0.000	0.000
Mayo	3932	95.1	203.4	201.8	1.555	0.000	0.000	0.000
Junio	3956	95.0	206.7	203.5	3.202	0.000	0.000	0.000
Julio	4033	95.2	205.5	203.6	1.870	0.000	0.000	0.000
Agosto	3890	95.2	197.6	197.4	0.243	0.000	0.000	0.000
Septiembre	3240	95.2	164.9	162.7	2.208	0.000	0.000	0.000
Octubre	2780	95.2	138.7	138.5	0.191	0.000	0.000	0.000
Noviembre	1932	94.7	107.2	107.2	0.000	0.000	0.000	0.000
Diciembre	1736	94.6	99.4	99.4	0.000	0.000	0.000	0.000
Año	36252	95.1	1884.6	1873.8	10.781	0.000	0.000	0.000

SFCR sobre la cubierta de una nave industrial en Villafranca de los Barros
Coefficientes de Rendimiento Normalizados

	Yr	Lc	Ya	Ls	Yf	Lcr	Lsr	PR
	kWh/m ² .día		kWh/kWp/d		kWh/kWp/d			
Enero	3.31	0.279	3.03	0.305	2.73	0.084	0.092	0.824
Febrero	3.85	0.388	3.46	0.180	3.28	0.101	0.047	0.853
Marzo	5.67	0.702	4.96	0.237	4.73	0.124	0.042	0.834
Abril	5.64	0.769	4.87	0.491	4.38	0.136	0.087	0.777
Mayo	6.86	1.070	5.79	0.285	5.51	0.156	0.042	0.802
Junio	7.32	1.298	6.02	0.299	5.72	0.177	0.041	0.782
Julio	7.31	1.374	5.93	0.288	5.65	0.188	0.039	0.773
Agosto	7.03	1.311	5.72	0.686	5.04	0.186	0.097	0.716
Septiembre	5.90	0.974	4.93	0.239	4.69	0.165	0.040	0.794
Octubre	4.71	0.626	4.09	0.194	3.89	0.133	0.041	0.826
Noviembre	3.30	0.349	2.95	0.155	2.79	0.106	0.047	0.847
Diciembre	2.83	0.256	2.57	0.139	2.43	0.090	0.049	0.860
Año	5.32	0.785	4.53	0.292	4.24	0.148	0.055	0.797

PVSYST V6.47				05/09/16	Página 1/3																		
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación																							
Proyecto : SFCR sobre la cubierta de una nave industrial en Villafranca																							
Lugar geográfico VILAFRANCA DE LOS BARROS				País España																			
Ubicación		Latitud	38.5°N	Longitud	6.3°W																		
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT	Altitud	414 m																		
		Albedo	0.20																				
Datos climatológicos: VILAFRANCA DE LOS BARROS PVGIS-classic, de base terrestre ESRA, 1981-1990 - Síntesis																							
Variante de simulación : SFCR sobre la cubierta de una nave industrial en Villafranca de los Barros																							
		Fecha de simulación	05/09/16 16h12																				
		Simulation for the	first year of operation																				
Parámetros de la simulación																							
Orientación Plano Receptor		Inclinación	20°	Acimut	0°																		
Modelos empleados		Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm																		
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos																					
Sombras cercanas		Sin sombreado																					
Características generador FV																							
Módulo FV		Si-mono	Modelo	SPR-E19-320																			
Original PVsyst database		Fabricante	SunPower																				
Número de módulos FV		En serie	12 módulos	En paralelo	6 cadenas																		
N° total de módulos FV		N° módulos	72	Pnom unitaria	320 Wp																		
Potencia global generador		Nominal (STC)	23.04 kWp	En cond. funciona.	20.91 kWp (50°C)																		
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	585 V	I mpp	36 A																		
Superficie total		Superficie módulos	117 m²	Superf. célula	106 m²																		
Inversor																							
Original PVsyst database		Modelo	Ingecon Sun 20																				
Características		Fabricante	Ingeteam																				
Banco de inversores		Tensión Funciona.	405-750 V	Pnom unitaria	20.0 kWac																		
		N° de inversores	1 unidades	Potencia total	20 kWac																		
Factores de pérdida Generador FV																							
Pérdidas por polvo y suciedad del generador				Fracción de Pérdidas	3.0 %																		
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s																		
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	272 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC																		
Pérdida Diodos en Serie		Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas	0.1 % en STC																		
LID - "Light Induced Degradation"				Fracción de Pérdidas	2.0 %																		
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas	-1.3 %																		
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP																		
Module average degradation		Year no	1	Loss factor	0.4 %/year																		
Mismatch due to degradation		Imp dispersion RMS	0.4 %/year	Voc dispersion RMS	0.4 %/year																		
Efecto de incidencia, perfil definido por		<table border="1"> <tr> <td>0°</td> <td>50°</td> <td>60°</td> <td>65°</td> <td>70°</td> <td>75°</td> <td>82°</td> <td>88°</td> <td>90°</td> </tr> <tr> <td>1.00</td> <td>1.00</td> <td>0.99</td> <td>0.97</td> <td>0.94</td> <td>0.89</td> <td>0.77</td> <td>0.62</td> <td>0.00</td> </tr> </table>				0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°	1.00	1.00	0.99	0.97	0.94	0.89	0.77	0.62	0.00
0°	50°	60°	65°	70°	75°	82°	88°	90°															
1.00	1.00	0.99	0.97	0.94	0.89	0.77	0.62	0.00															
Indisponibilidad del sistema		7.3 días, 3 períodos		Fracción de tiempo	2.0 %																		
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)																							
Auxiliaries loss		Constant (fans)	0 W	... from Power thresh.	0.0 kW																		

PVSYST V6.47	05/09/16	Página 2/3
--------------	----------	------------

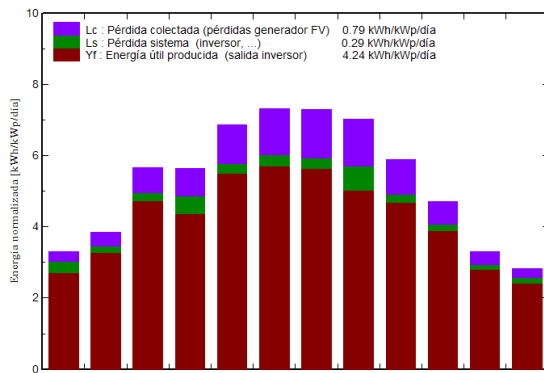
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : SFCR sobre la cubierta de una nave industrial en Villafranca
Variante de simulación : SFCR sobre la cubierta de una nave industrial en Villafranca de los Barros
 Simulation for the first year of operation

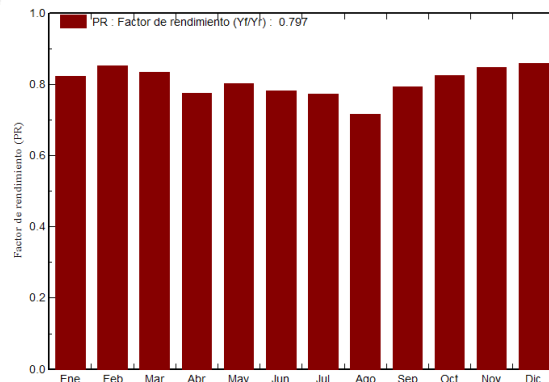
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	inclinación	20°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	SPR-E19-320	Pnom	320 Wp
Generador FV	N° de módulos	72	Pnom total	23.04 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 20	Pnom	20.00 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación
 Producción del Sistema **Energía producida 35.68 MWh/año**
 Factor de rendimiento (PR) **79.74 %** Produc. específico 1549 kWh/kWp/año

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 23.04 kWp



Factor de rendimiento (PR)



SFCR sobre la cubierta de una nave industrial en Villafranca de los Barros
 Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	71.9	7.40	102.6	98.3	2.165	1.947	17.97	16.16
Febrero	84.3	8.60	107.8	103.5	2.235	2.119	17.65	16.73
Marzo	148.2	11.50	175.6	168.4	3.545	3.376	17.19	16.37
Abril	158.1	13.80	169.3	162.2	3.369	3.029	16.95	15.24
Mayo	210.2	18.00	212.7	203.5	4.136	3.932	16.56	15.75
Junio	222.9	23.00	219.6	210.3	4.162	3.956	16.14	15.34
Julio	226.6	25.50	226.6	216.9	4.239	4.033	15.93	15.16
Agosto	207.1	25.60	218.1	209.0	4.088	3.598	15.97	14.05
Septiembre	154.5	21.90	177.0	169.8	3.405	3.240	16.38	15.59
Octubre	116.3	16.80	146.1	140.1	2.919	2.780	17.02	16.21
Noviembre	73.2	11.00	99.0	94.9	2.039	1.932	17.55	16.63
Diciembre	61.7	8.20	87.6	83.9	1.836	1.736	17.85	16.88
Año	1735.0	15.99	1941.9	1860.8	38.137	35.679	16.73	15.65

Legendas: 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 plano receptor EffArrR Eficiencia Esal campo/superficie bruta
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EffSysR Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

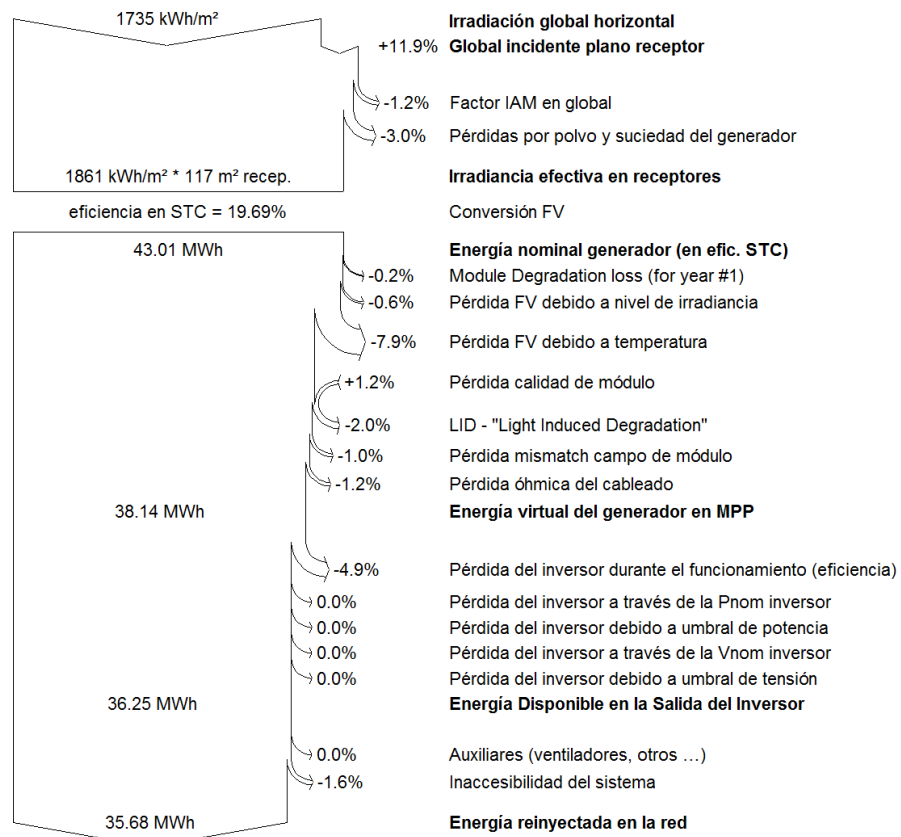
PVSYST V6.47	05/09/16	Página 3/3
--------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : SFCR sobre la cubierta de una nave industrial en Villafranca
Variante de simulación : SFCR sobre la cubierta de una nave industrial en Villafranca de los Barros
 Simulation for the first year of operation

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	inclinación	20°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	SPR-E19-320	Pnom	320 Wp
Generador FV	N° de módulos	72	Pnom total	23.04 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 20	Pnom	20.00 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Diagrama de pérdida durante todo el año



Para terminar, si nos fijamos en la electricidad solar anual que se generará, la simulación con PVsyst arroja un valor de de 35680 kWh mientras que el cálculo según el método propuesto por el IDAE obtiene 35656 kWh. Como puede comprobarse, los resultados son casi idénticos existiendo una diferencia de sólo 0,067%.

2.1.9. Dimensionado del cableado

A la hora de dimensionar la sección de los conductores de los cables a utilizar se han de tener en cuenta dos criterios a respetar, imponiéndose el más restrictivo de ellos:

- La máxima intensidad admisible por el cable.
- La máxima caída de tensión permisible en el cable.

Además, se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

TRAMOS DE CABLE	LONGITUD (m)	CAÍDA DE TENSIÓN *	TIPO DE INSTALACIÓN
Ramas de módulos SGFV # 1 - Caja de conexión DC # 1	19	1%	Sobre superficie
Ramas de módulos SGFV # 2 - Caja de conexión DC # 2	19	1%	Sobre superficie
Caja de conexión DC # 1 - Interruptor magnetotérmico # 1	1	0,15%	Sobre superficie
Caja de conexión DC # 2 - Interruptor magnetotérmico # 2	1	0,15%	Sobre superficie
Interruptor magnetotérmico # 1 - Interruptor seccionador de corte en carga	15	0,15%	Sobre superficie
Interruptor magnetotérmico # 2 - Interruptor seccionador de corte en carga	8	0,15%	Sobre superficie
Interruptor seccionador de corte en carga - Inversor	3	0,20%	Sobre superficie
Tramo de alterna	100	1,50%	Enterrado

* Atendiendo al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE, la sección de los conductores debe asegurar que la caída de tensión en CEM en la parte de continua no supere el 1,50%. La caída en la parte de alterna no ha de exceder el 1,50% de la tensión de salida nominal del inversor, de acuerdo con la ITC-BT40 “Instalaciones generadoras de baja tensión”.

Tramos ramas de módulos - Cajas de conexión DC

- Criterio de máxima intensidad admisible por el cable:

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. En este caso:

$$1,25 \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 6,24 = 7,80 \text{ A}$$

De acuerdo con la tabla II, el cable con sección 1,5 mm² admite 29 A.

- Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable:

Se supondrá que en este tramo cae un 1% de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico. Para el caso de la rama más desfavorable L_{rama} = 19 m:

$$S_{m,rama} = \frac{2 \cdot L_{rama} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{rama} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 19 \cdot 5,86}{0,01 \cdot 12 \cdot 54,7 \cdot 56} = 0,6 \text{ mm}^2$$

Donde σ representa la conductividad, que para el caso del cobre es igual a 56 m . Ω⁻¹ . mm⁻².

Teniendo en cuenta los dos criterios se debería utilizar cable unipolar de sección 1,5 mm² pero, se utilizará cable unipolar de 6 mm² porque es el que traen los módulos incorporado por defecto.

Sección (mm ²)	Tipo de instalación		
	Al aire 60°C (A)	Sobre superficie (A)	Adyacente a superficies (A)
1,5	30	29	24
2,5	41	39	33
4	55	52	44
6	70	67	57
10	98	93	79
16	132	125	107
25	176	167	142
35	218	207	176

Tabla II. Máxima intensidad admisible de cables de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos en función de la sección del conductor (Fuente: especificación AENOR EA 0038)

Tramos interruptores magnetotérmicos - Interruptor seccionador de corte en carga

La sección del conductor del cable tanto a la entrada como a la salida de los interruptores magnetotérmicos va a ser la misma. Para el caso más desfavorable, estos conductores soportan la intensidad de tres ramas y tienen una longitud de 15 m:

- Criterio de máxima intensidad admisible por el cable:

Debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico:

$$I_{1,25} \cdot I_{MOD,SC,STC} \cdot N_{mp} = 1,25 \cdot 6,24 \cdot 3 = 23,40 \text{ A}$$

De acuerdo con la tabla II, el cable con sección 1,5 mm² admite 29 A.

- Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable:

Se supondrá que en este tramo cae un 0,15% de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico:

$$S_{m,princ} = \frac{2 \cdot L_{princ} \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{princ} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 15 \cdot 3 \cdot 5,86}{0,0015 \cdot 12 \cdot 54,7 \cdot 56} = 9,6 \text{ mm}^2$$

Teniendo en cuenta los dos criterios, se empleará cable unipolar de 16 mm² de sección porque el de 10 mm² sería muy justo.

Tramo interruptor seccionador de corte en carga - Inversor

- Criterio de máxima intensidad admisible por el cable:

Debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico:

$$I_{1,25} \cdot I_{MOD,SC,STC} \cdot N_{mp} = 1,25 \cdot 6,24 \cdot 6 = 46,80 \text{ A}$$

De acuerdo con la tabla II, el cable con sección 4 mm² admite 52 A.

- Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable:

Se supondrá que en este tramo cae un 0,2% de la tensión en el punto de máxima potencia en CEM del generador fotovoltaico. Como su longitud es de 3 m:

$$S_{m,princ} = \frac{2 \cdot L_{princ} \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{princ} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 3 \cdot 6 \cdot 5,86}{0,002 \cdot 12 \cdot 54,7 \cdot 56} = 2,9 \text{ mm}^2$$

La especificación AENOR EA 0038, en su sección 4.4.1 impone una sección mínima de conductor de 16 mm² para el cable de continua DC que llega al inversor. Por tanto, se

empleará cable unipolar de 16 mm² de sección.

Tramo de alterna

Como la salida del inversor central trifásico es de 400 V en estrella, se deberán emplear cuatro conductores: uno para cada fase más el neutro. Por tanto, la conexión a la red se realizará mediante una línea trifásica a 400 V en baja tensión.

- Criterio de máxima intensidad admisible por el cable:

El cable de alterna debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal a la salida del inversor. Además, dicha intensidad nominal del inversor se deduce de la potencia y tensión AC nominales del inversor:

$$I_{INV,AC} = \frac{23500}{\sqrt{3} \cdot 400} = 33,92 A$$

En este caso: $1,25 \cdot I_{INV,AC} = 1,25 \cdot 33,92 = 42,40 A$. De acuerdo con la tabla III, el cable con sección 6 mm² con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) admite $0,78 \cdot 66 = 51,48 A$ (la corrección por 0,78 se debe a que este cable se halla enterrado y se considera una temperatura del terreno igual a 50°C).

- Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable:

Como su longitud es de 100 m y el inversor es trifásico con un $\cos \varphi = 1$:

$$S_{m,AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos \varphi}{\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 33,92 \cdot 1}{0,015 \cdot 400 \cdot 56} = 17,5 mm^2$$

Teniendo en cuenta los dos criterios y el tipo de conexión a la red, se utilizará cable tetrapolar enterrado de sección 25 mm² para los conductores de fase que admite una intensidad de $0,78 \cdot 150 A = 117 A$ (la corrección por 0,78 se debe a que este cable se halla enterrado y se considera una temperatura del terreno igual a 50°C).

Según el RBT ITC-BT-07 la sección mínima del conductor neutro dependerá del número de conductores con que se haga la distribución:

- Con dos o tres conductores: Igual a la de los conductores de fase.
- Con cuatro conductores: Como mínimo la siguiente:

Conductores fase (mm ²)	Sección neutro (mm ²)
25	16

En este caso, como la distribución se hace con cuatro conductores y los conductores de fase son de 25 mm², se utilizará una sección de 16 mm² para el conductor neutro que admite una intensidad de $0,78 \cdot 115 A = 89,70 A$ (la corrección por 0,78 se debe a que este cable se halla enterrado y se considera una temperatura del terreno igual a 50°C).



SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) y (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
	TIPO DE AISLAMIENTO					
						
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	—	—	—
630	885	870	770	—	—	—

Tabla III. Máxima intensidad admisible de cables tetrapolares enterrados en función de la sección del conductor (Cu) para una temperatura del terreno de 25 °C y una profundidad de los cables de 0,70 m (Fuente: RBT ITC-BT-07)

2.1.10. Dimensionado de las protecciones del tramo DC

Los requisitos principales de las instalaciones fotovoltaicas son dos:

- Garantizar la seguridad de las personas frente accidentes eléctricos, evitando que se produzcan y en el caso de producirse limitando la intensidad del choque eléctrico para que no ocasione daños graves.
- Proteger a los equipos evitando su mal funcionamiento y deterioro.

Generador

En el tramo de alterna, el corte automático de la alimentación es una de las medidas más utilizadas y exigidas por la normativa.

En los generadores fotovoltaicos, se utilizan otras técnicas a las de apertura de circuitos, porque dicha apertura puede agravar la situación al aumentar la tensión de generación.

Se hace necesario diseñar el generador de modo que se minimice el riesgo eléctrico en las distintas situaciones de defecto sin una necesidad inmediata de la eliminación de la tensión.

Las distintas posibilidades de puesta a tierra del generador fotovoltaico, lo que se denomina como esquema de conexiones del generador es el factor de diseño que más va a influir en la seguridad.

Los esquemas más utilizados son el de generador flotante y el de generador y masas puestas a tierra en el mismo electrodo. El generador y masas puestas a tierra en electrodos independientes no se aconseja porque es el que proporciona las peores condiciones de seguridad.

Se opta para esta instalación por el esquema de generador flotante. En esta configuración toda la red de corriente continua del generador fotovoltaico se encuentra aislada de tierra. Existe la tierra de protección (Fig. 11) a la cual se deben conectar todas las masas metálicas del sistema que puedan adquirir tensión ante defectos de aislamiento así como los dispositivos de protección frente a sobretensiones. Para que la protección sea efectiva el único requisito que exige su colocación es que la resistencia de aislamiento entre el generador y tierra, anterior al suceso de la derivación, sea tan alta como para limitar la corriente de derivación a un máximo de 100 mA.

Los generadores flotantes presentan numerosas ventajas en el campo de la seguridad de personas, en la protección de equipos y en la detección de defectos a tierra en la parte DC del generador con la disminución de riesgo de incendio de la instalación.

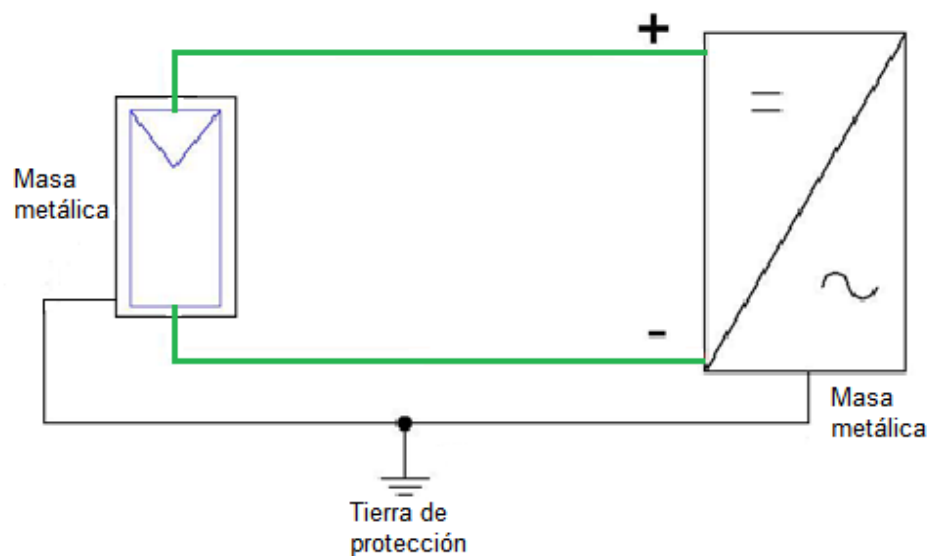


Figura 11. Generador flotante

Separación galvánica

El RD 1699/2011 exige una separación galvánica entre la red de corriente alterna y la red de corriente continua del generador fotovoltaico para un buen funcionamiento de la instalación, disminución del riesgo eléctrico y calidad de la energía inyectada a la red.

La solución óptima es utilizar un transformador de aislamiento de baja frecuencia situado a la salida del inversor. Otra solución es sustituir este transformador por otro de alta frecuencia situado en la parte DC de la tapa de potencia del inversor.

El inversor Ingecon™ Sun Smart 20 con transformador que se va a utilizar asegura el aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.

Resistencia de aislamiento R_{iso}

Para un generador flotante como en este caso, con un buen aislamiento (R_{iso} elevada), el valor de la intensidad de defecto es prácticamente despreciable y en teoría un contacto directo o indirecto no supone una situación de riesgo para la persona. La propia configuración protege a las personas de estos contactos si la resistencia de aislamiento está por encima de unos valores mínimos que impiden que la corriente que pasa por la persona supere los 100 mA.

R_{iso} se vigila con un controlador permanente de aislamiento (CPI) que emite una señal de alarma de baja frecuencia (2,5 a 10 Hz) cuando ésta cae por debajo de su nivel de ajuste.

El inversor Ingecon™ Sun Smart 20 con transformador que se va a utilizar trae incorporado este dispositivo de vigilancia del aislamiento de la instalación.

En la siguiente fig. 12 se puede observar un generador flotante protegido con un controlador permanente de aislamiento.

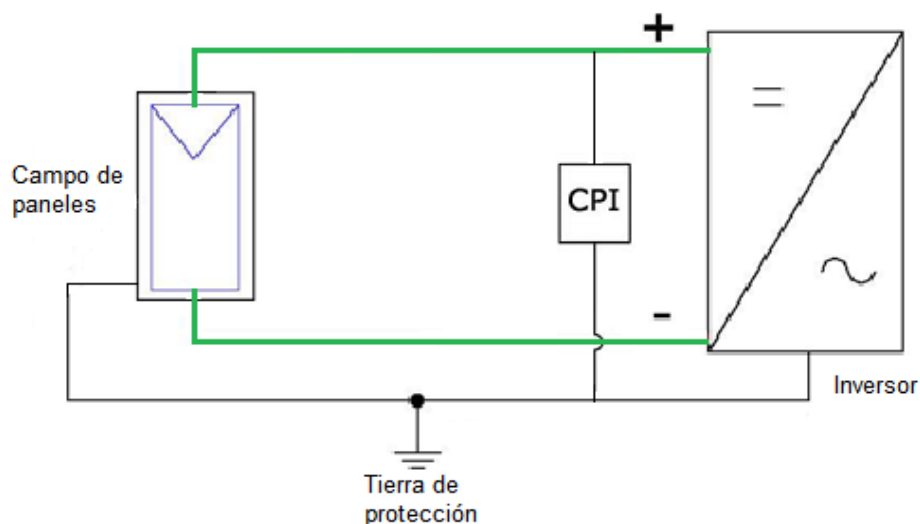


Figura 12. Generador flotante protegido con un controlador permanente de aislamiento

Impactos directos e indirectos de rayos

No se han tenido presente en el diseño de la instalación porque el generador no es muy grande y además se sitúa en una zona de nivel isoceráunico medio, como se observa en la siguiente fig. 13:

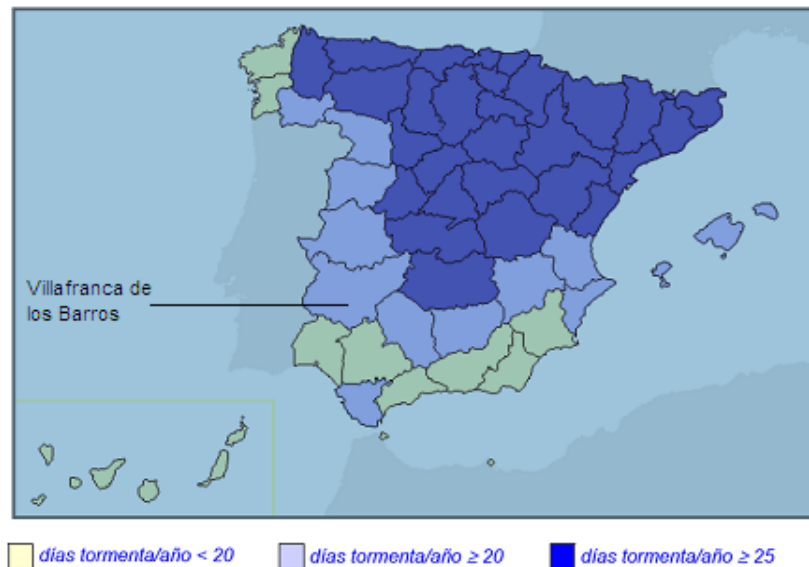


Figura 13. Mapa de niveles isoceráunicos

Fusibles

Los cables de las ramas que integran el generador fotovoltaico deben ser protegidos mediante fusibles tipo gPV, según la norma UNE-EN 60269-6, en ambos lados, ya que en ciertas situaciones de mal funcionamiento del generador fotovoltaico pueden circular por dichos cables intensidades mayores que las que éstos son capaces de admitir. De esta forma, resultaría innecesario el empleo de los diodos de bloqueo.

También son admisibles en aplicaciones fotovoltaicas los fusibles ultrarrápidos de rango completo gR para uso en corriente, que cumplan con las normas UNE-EN 60269-2, UNE 60269-3 y UNE-EN 60269-4.

Los fusibles se ubican dentro de la caja de continua y se insertan en serie con cada cable de rama de módulos asociados en esa caja.

Deberán poseer una intensidad nominal I_n tal que:

$$1,5 \cdot I_{MOD, SC, STC} \leq I_n \leq 2 \cdot I_{MOD, SC, STC}$$

$$1,5 \cdot 6,24 \leq I_n \leq 2 \cdot 6,24$$

$$9,36 \leq I_n \leq 12,48$$

También deben ser capaces de soportar 1,1 veces la tensión de circuito abierto del generador fotovoltaico en CEM:

$$1,1 \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,OC,STC} = 1,1 \cdot 12 \cdot 64,8 = 855,36 \text{ V}$$

El fabricante del módulo empleado especifica que el mínimo valor de I_n debe ser igual a 20 A. Por tanto, ésta será la intensidad nominal de los fusibles. Se empleará el fusible modelo 30F20GR de Gave Solartec™ con intensidad nominal de 20 A y que es capaz de soportar hasta 1000 V DC.

Interruptores magnetotérmicos # 1 y # 2

Han de ser capaces de soportar tanto la tensión del generador para una temperatura de célula igual a -10°C :

$$N_{ms} \cdot V_{MOD,OC} (T_c = -10^\circ\text{C}) = 12 \cdot 70,98 = 851,76 \text{ V}$$

Como 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico:

$$1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 3 \cdot 6,24 = 23,40 \text{ A}$$

Como la tensión a soportar es mayor de 800 V no podemos poner interruptores magnetotérmicos de dos polos y hay que recurrir a los de cuatro polos (soportan hasta 1200 V > 851,76 V) y conectar en serie los polos correspondientes.

Se instalarán los interruptores magnetotérmicos para aplicaciones solares de la gama S800PV de ABB™ de la serie S que son los indicados para esta parte del circuito (Fig. 14). En concreto, se utilizarán los ABB™ S804PV-S25 con una intensidad nominal de 25 A > 23,40 A.

Interruptor seccionador de corte en carga

Ha de ser capaz de soportar tanto la tensión del generador para una temperatura de célula igual a -10°C :

$$N_{ms} \cdot V_{MOD,OC} (T_c = -10^\circ\text{C}) = 12 \cdot 70,98 = 851,76 \text{ V}$$

Como 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico:

$$1,25 \cdot N_{mp} \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 6 \cdot 6,24 = 46,80 \text{ A}$$

Se instalará un interruptor seccionador de corte en carga de cuatro polos para aplicaciones solares de la gama S800PV de ABB™ de la serie M que es el indicado para esta parte del circuito (Fig. 14). En concreto, se utilizará el ABB™ S804PV-M63 con una intensidad nominal de 63 A > 46,80 A.

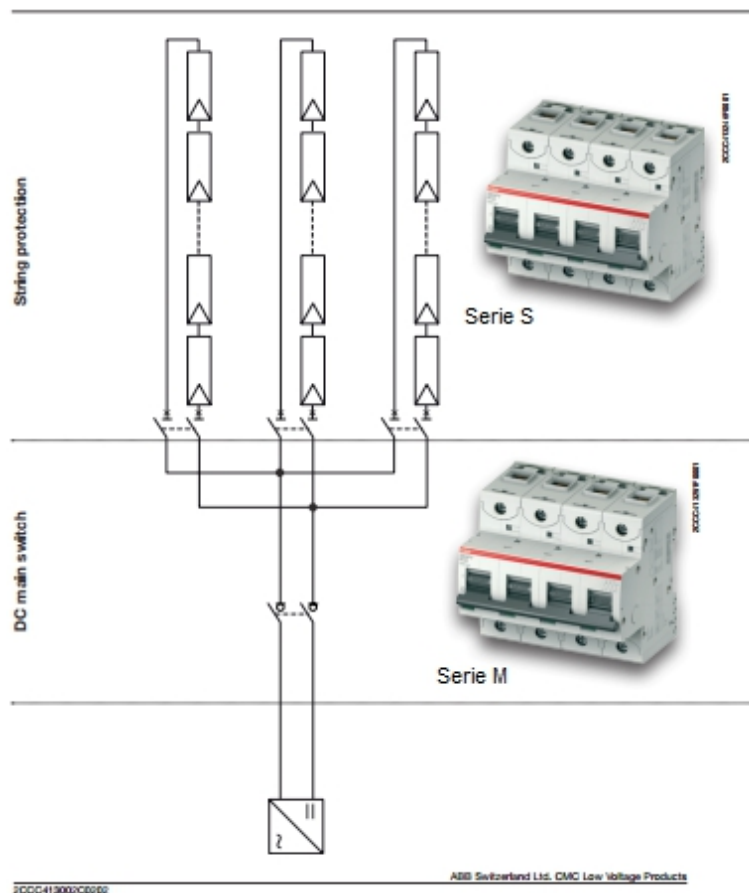


Figura 14. Catálogo ABB™. Serie de los interruptores indicados para cada parte del circuito

Descargadores de sobretensiones alojados en las cajas de conexión DC

Se instalarán dentro de las cajas de conexión DC donde se asocian las distintas ramas del subgenerador para proteger los módulos y demás elementos del campo fotovoltaico.

Se conectarán entre el positivo y el negativo y un punto común que se conecta a la barra equipotencial.

Los descargadores de sobretensión a instalar según la norma UNE-60364-5-534 deben ser de clase C (clase II). Como no se tiene protección externa contra el rayo, la corriente de descarga nominal debe ser superior a 10 kA.

La tensión nominal de los descargadores se debe escoger en base a la máxima tensión de vacío del generador fotovoltaico:

$$V_{MOD, OC (TC = -10^{\circ}C)} = V_{MOD, OC, STC} - 35^{\circ} \cdot (-0,1766) = 64,8 - 35 \cdot (-0,1766) = 70,98 \text{ V}$$

$$U_N = N_{ms} \cdot V_{MOD, OC (TC = -10^{\circ}C)} = 12 \cdot 70,98 = 851,76 \text{ V}$$

Como la tensión en vacío del generador fotovoltaico está por encima de los 600 V DC, un tercer descargador en serie con los anteriores permite llegar al nivel deseado de tensión.

Se utilizarán los descargadores de sobretensiones de la clase II de Weidmüller PU II 2+1/R 1000 V / 40 kA que están indicados para colocarlos entre los módulos y el inversor, para tensiones nominales del sistema fotovoltaico ≤ 1000 V (según IEC 60364-7-712) y tienen una corriente de descarga nominal de 20 kA.

Descargadores de sobretensiones alojados en la caja de conexión del inversor

Van dentro de la caja de conexión del inversor siempre que la distancia entre las cajas de conexión DC y el inversor supere los diez metros y siempre que éste no incorpore estas protecciones. Aquí no se instalarán porque el inversor IngeconTM Sun Smart 20 con transformador los lleva en la entrada.

2.1.11. Dimensionado de las protecciones del tramo AC

Descargadores de sobretensiones a la salida del inversor

El inversor IngeconTM Sun Smart 20 con transformador los lleva en la salida.

Interruptor automático magnetotérmico

Se instalará a la salida del inversor y se ubicará dentro del cuadro general. Deberá soportar tanto la tensión nominal como la intensidad nominal a la salida del inversor.

Como se calculó anteriormente:

- Criterio de máxima intensidad admisible por el cable:

El cable de alterna debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal a la salida del inversor. Además, dicha intensidad nominal del inversor se deduce de la potencia y tensión AC nominales del inversor:

$$I_{INV,AC} = \frac{23500}{\sqrt{3} \cdot 400} = 33,92 A$$

En este caso: $1,25 \cdot I_{INV,AC} = 1,25 \cdot 33,92 = 42,40 A$. De acuerdo con la tabla III, el cable con sección 6 mm^2 con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) admite $0,78 \cdot 66 = 51,48 A$ (la corrección por 0,78 se debe a que este cable se halla enterrado y se considera una temperatura del terreno igual a 50°C).

- Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable:

Como el inversor es trifásico con un $\cos \varphi = 1$:

$$S_{m,AC} = \frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{INV,AC} \cdot \cos\varphi}{\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 33,92 \cdot 1}{0,015 \cdot 400 \cdot 56} = 17,5 \text{ mm}^2$$

Teniendo en cuenta los dos criterios y el tipo de conexión a la red, se utilizará cable tetrapolar enterrado de sección 25 mm^2 para los conductores de fase que admite una intensidad de $0,78 \cdot 150 \text{ A} = 117 \text{ A}$ (la corrección por 0,78 se debe a que este cable se halla enterrado y se considera una temperatura del terreno igual a 50°C).

Según el RBT ITC-BT-07 la sección mínima del conductor neutro dependerá del número de conductores con que se haga la distribución:

- Con dos o tres conductores: Igual a la de los conductores de fase.
- Con cuatro conductores: Como mínimo la siguiente:

Conductores fase (mm^2)	Sección neutro (mm^2)
25	16

En este caso, como la distribución se hace con cuatro conductores y los conductores de fase son de 25 mm^2 , se utilizará una sección de 16 mm^2 para el conductor neutro que admite una intensidad de $0,78 \cdot 115 \text{ A} = 89,70 \text{ A}$ (la corrección por 0,78 se debe a que este cable se halla enterrado y se considera una temperatura del terreno igual a 50°C).

Los interruptores magnetotérmicos deben cumplir las siguientes condiciones:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \qquad I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$$

Donde:

I_B es la corriente para la que se ha diseñado el circuito.

I_Z es la corriente máxima admisible del circuito.

I_N es la corriente asignada del interruptor.

I_2 es la corriente que asegura la actuación del dispositivo.

Como los interruptores magnetotérmicos siempre cumplen la condición $I_2 \leq 1,45 \cdot I_Z$ únicamente se utilizará la condición $I_B \leq I_N \leq I_Z$ para dimensionarlo.

Poniéndonos en el lado de la seguridad, el valor de la intensidad nominal del interruptor magnetotérmico a utilizar será:

$$42,40 \text{ A} \leq I_N \leq 89,70 \text{ A}$$

Se optará por un interruptor automático magnetotérmico tetrapolar de la gama S800 de ABB™. En concreto, para la tensión de 400 V se utilizará el ABB™ S804S-C63 que tiene una intensidad nominal de 63 A, un poder de corte de 50 kA y una curva C.

Interruptor automático diferencial

Se instalará a la salida del interruptor automático magnetotérmico y se ubicará dentro del cuadro general. Deberá tener una sensibilidad de 30 mA para proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la instalación.

Se optará por un interruptor automático diferencial tetrapolar de la gama F200 de ABB™. En concreto, para la tensión de 400 V se utilizará el ABB™ F204-B63 que tiene una intensidad nominal de 63 A, una sensibilidad de 30 mA y es de la clase B.

Protección extra

Además de todas las protecciones anteriores, el inversor Ingecon™ Sun Smart 20 con transformador lleva también integradas las siguientes protecciones eléctricas:

- Aislamiento galvánico entre la parte DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Dispositivo de vigilancia del aislamiento de la instalación.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Descargadores contra sobretensiones en la entrada y la salida.
- Relé de máxima y mínima frecuencia, ajustado para operar en frecuencias de 50,5 y 48 Hz con una temporización máxima de 0,5 y de 3 segundos respectivamente.
- Relé de máxima y mínima tensión, ajustado para operar en tensiones de 1,15 y 0,85 U_N respectivamente.
- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión/conexión automática de la instalación en caso de actuación de los relés de protección anteriores.

2.2. Datos técnicos de la instalación según las fichas técnicas

Módulos Sunpower™ E19-320

DATOS ELÉCTRICOS		
	E20-327	E19-320
Potencia nominal ¹ (P _{nom})	327 W	320 W
Tolerancia de potencia	+5/-0%	+5/-0%
Eficiencia media de panel ²	20,4%	19,8%
Tensión en el punto de máxima potencia (V _{mpp})	54,7 V	54,7 V
Corriente en el punto de máxima potencia (I _{mpp})	5,98 A	5,86 A
Tensión de circuito abierto (V _{oc})	64,9 V	64,8 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	6,46 A	6,24 A
Tensión máxima del sistema	1000 V IEC & 600 V UL	
Fusible máximo por serie	20 A	
Coefficiente de temperatura de potencia	-0,38% / °C	
Coefficiente de temperatura de voltaje	-176,6 mV / °C	
Coefficiente de temperatura de corriente	3,5 mA / °C	

Tabla IV. Datos eléctricos de los módulos

Referencias:

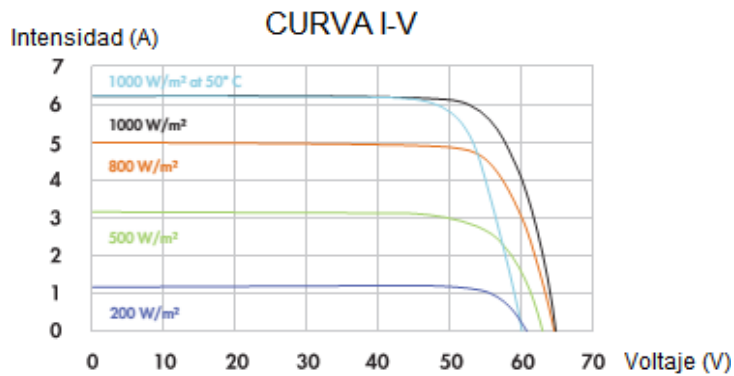
1. En condiciones de prueba estándar (irradiancia de 1000 W / m², AM 1,5 y 25 °C).
2. De acuerdo con el promedio de valores de potencia medidos durante la producción.

CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO Y DATOS MECÁNICOS	
Temperatura	- 40°C to +85°C
Carga máxima	Viento: 2400 Pa, 245 kg/m ² frontal y posterior Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m ² frontal
Resistencia al impacto	Granizo de 25 mm de diámetro a 23 m/s
Aspecto	Clase A
Células solares	96 células monocristalinas Maxeon II generación
Cristal templado	Templado antirreflectante de alta transmisión
Caja de conexiones	Clasificación IP-65
Conectores	MC4
Bastidor	Negro anodizado de Clase 1, la clasificación más alta de la AAMA
Peso	18,6 kg

Tabla V. Condiciones de funcionamiento y datos mecánicos de los módulos

PRUEBAS Y CERTIFICACIONES	
Pruebas estándar	IEC 61215, IEC 61730, UL1703
Pruebas de calidad	ISO 9001:2008, ISO 14001:2004
Conformidad con EHS	RoHS, OHSAS 18001:2007, sin plomo, PV Cycle
Prueba de amoníaco	IEC 62716
Prueba de niebla salina	IEC 61701 (máximo nivel superado)
Prueba PID	Sin degradación inducida potencial: 1000 V ¹⁰
Certificaciones	TUV, MCS, UL, JET, KEMCO, CSA, CEC, FSEC

Tabla VI. Pruebas y certificaciones de los módulos



Gráfica 7. Curva I-V de los módulos en función de la irradiancia y de la temperatura

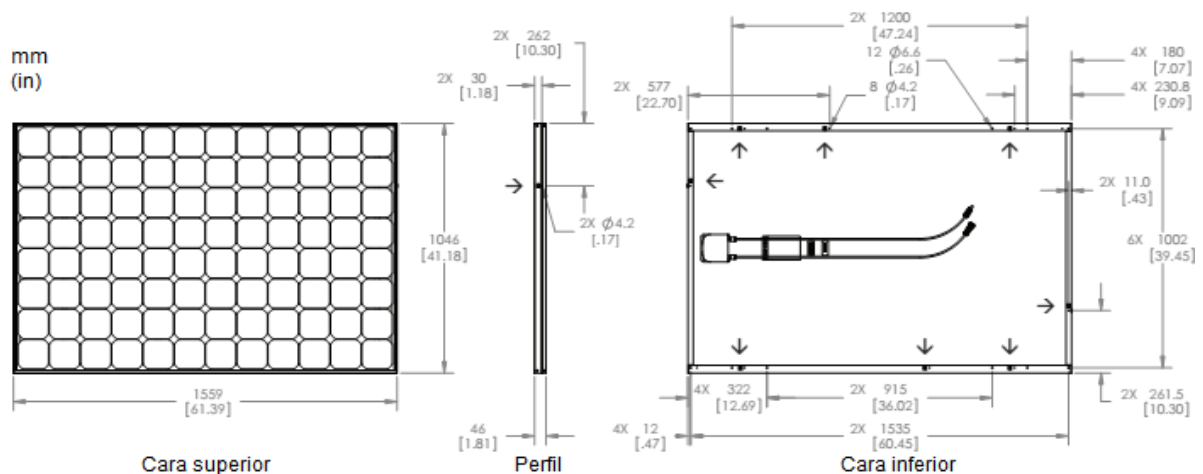


Figura 15. Dimensiones de los módulos

Inversor Ingecon™ Sun Smart 20 con transformador

Modelo	IngeconSun 20
Valores de Entrada (DC)	
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	21 - 26 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V
Tensión máxima DC ⁽²⁾	900 V
Corriente máxima DC	52 A
Nº entradas DC	1
MPPT	1
Valores de Salida (AC)	
Potencia nominal AC modo HT ⁽³⁾	20 kW
Potencia máxima AC modo HP ⁽⁴⁾	22 kW
Corriente máxima AC	37 A
Tensión nominal AC	400 V
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz
Coseno Phi ⁽⁵⁾	1
Regulación Coseno Phi	±0,9 a Pnom
THD ⁽⁶⁾	<3%
Rendimiento	
Eficiencia máxima	96,10%
Euroeficiencia	94,50%
Datos Generales	
Consumo en standby ⁽⁷⁾	30 W
Consumo nocturno	1 W
Temperatura funcionamiento	-20°C a +65°C
Humedad relativa	0 - 95%
Grado de protección	IP 54

Tabla VII. Características técnicas del inversor

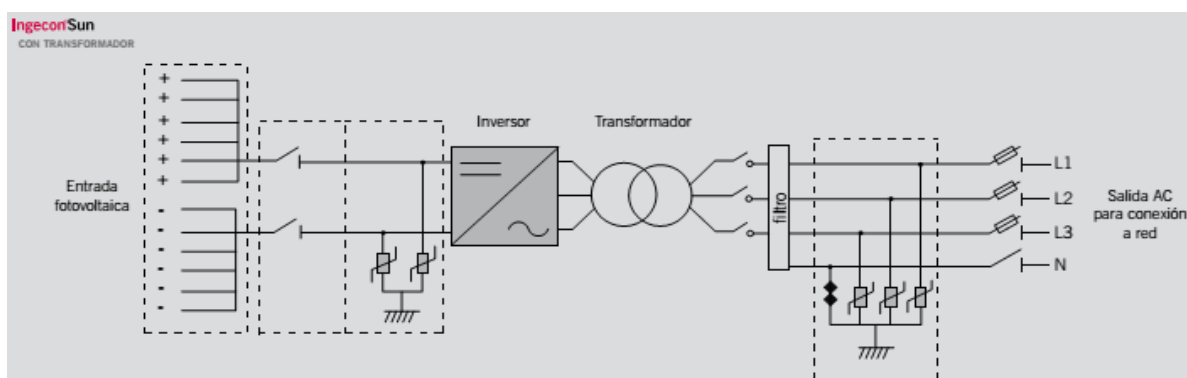


Figura 16. Esquema eléctrico del inversor

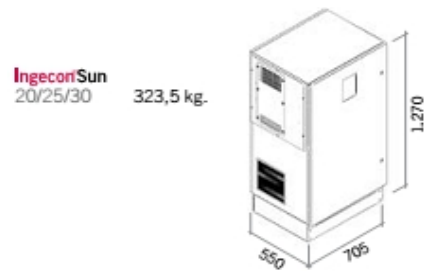


Figura 17. Dimensiones y peso del inversor

Fusibles 30F20GR de Gave Solartec™

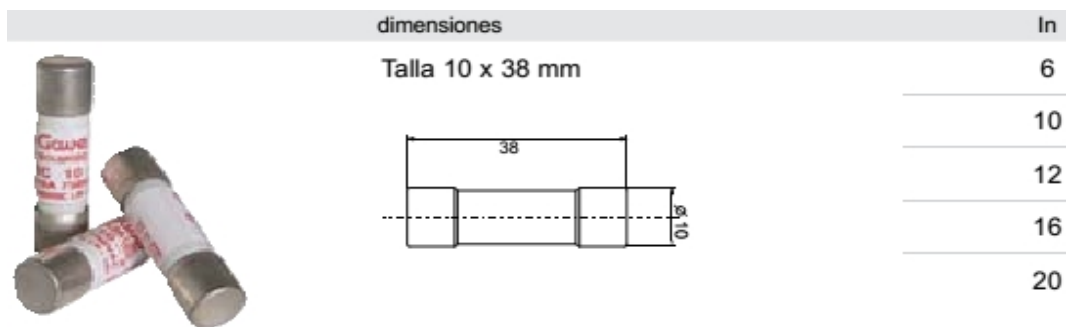


Figura 18. Intensidad nominal y dimensiones de los fusibles

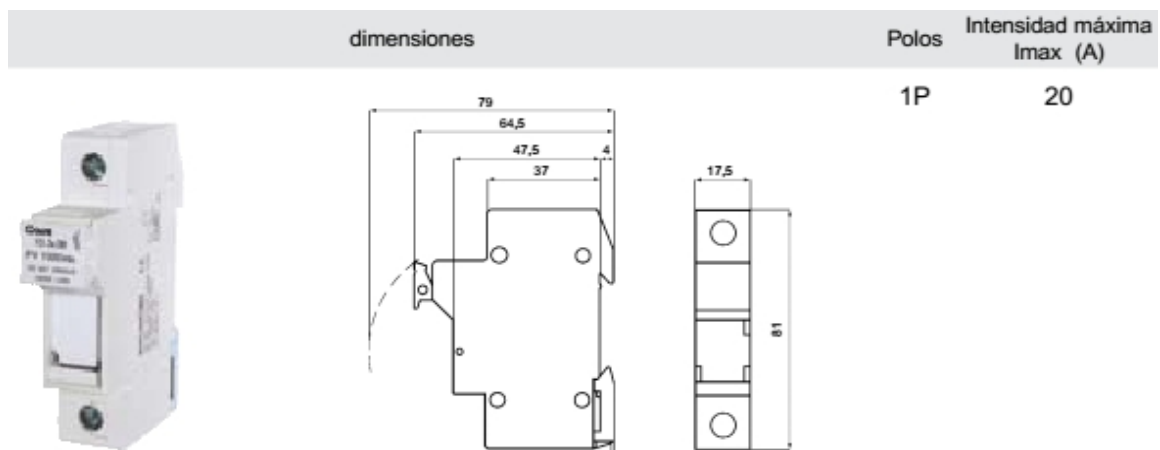


Figura 19. Características de las bases portafusibles

Descargadores de sobretensiones clase II de Weidmüller PU II 2+1/R 1000 V/40 kA

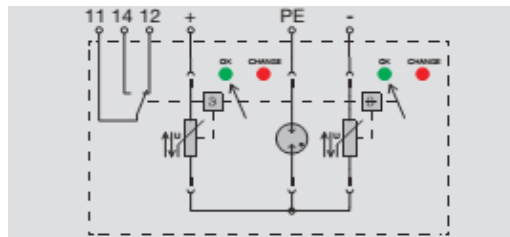


Figura 20. Esquema eléctrico de los descargadores de sobretensiones

Tensión nominal sistema fotovoltaico Uoc (+,-) según IEC 60364-7-712	≤ 1000 VDC
Máxima tensión (DC) permanente (+/-)	1200 VDC
Máxima tensión (DC) permanente (+/PE) / (-/PE)	1100 VDC
Tipo según IEC 61643-1	Tipo 2
Corriente descarga nominal, por polo In (8/20 μ s)	20kA
Corriente descarga máxima, por polo Imax (8/20 μ s)	40kA
Corriente descarga máxima, total Itotal (8/20 μ s)	40kA
Tiempo de respuesta	≤ 25 ns
Intensidad máx. del equipo a proteger	125 A gI
Nivel de protección con In Up (+,-) típico	4000 V
Indicación óptica de funcionamiento	verde = ok, rojo = descargador defectuoso, cambiar
Contacto de aviso (en versiones con aviso remoto)	250 V 1A 1CO
Diseño	3 TE ; Módulos insertables a TS 35
Color	base negro, descargador rojo / azul
Temperatura de servicio	-40°C ... 70°C
Temperatura almacenamiento	-40°C ... 70°C
Homologaciones	CE, ÖVE, cURus disponible en breve

Tabla VIII. Datos técnicos de los descargadores de sobretensiones

Dimensiones		Sin contacto	Con contacto
Sección embornada (nom. / min. / máx.)	mm ²	25 / 4 / 25	25 / 4 / 25
Longitud / Anchura / Altura	mm	97 / 54 / 64	99 / 54 / 58

Tabla IX. Dimensiones de los descargadores de sobretensiones

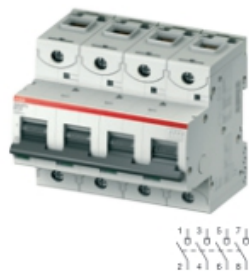
Interruptores magnetotérmicos ABB™ S804PV-S25



Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
5	10	S804PV-S10	2CCP844001R1109	7612271211134	0.98	1
5	13	S804PV-S13	2CCP844001R1139	7612271211141	0.98	1
5	16	S804PV-S16	2CCP844001R1169	7612271211158	0.98	1
5	20	S804PV-S20	2CCP844001R1209	7612271211165	0.98	1
5	25	S804PV-S25	2CCP844001R1259	7612271211172	0.98	1
5	32	S804PV-S32	2CCP844001R1329	7612271211189	0.98	1
5	40	S804PV-S40	2CCP844001R1409	7612271211196	0.98	1
5	50	S804PV-S50	2CCP844001R1509	7612271211202	0.98	1
5	63	S804PV-S63	2CCP844001R1639	7612271211219	0.98	1
5	80	S804PV-S80	2CCP844001R1809	7612271211226	0.98	1
5	100	S804PV-S100	2CCP844001R1829	7612271214982	0.98	1
5	125	S804PV-S125	2CCP844001R1849	7612271215019	0.98	1

Tabla X. Características de los interruptores magnetotérmicos

Interruptor seccionador de corte en carga ABB™ S804PV-M63



Icw [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	Packaging unit
1.5	32	S804PV-M32	2CCP814001R1329	7612271211271	0.86	1
1.5	63	S804PV-M63	2CCD844001R1590	7612271215040	0.86	1
1.5	125	S804PV-M125	2CCP814001R1849	7612271211288	0.86	1

Tabla XI. Características del interruptor seccionador de corte en carga

Interruptor automático magnetotérmico ABB™ S804S-C63



Icu [kA]	Current rating [A]	Type designation	Product number	EAN number	Weight [kg]	VPE
50	10	S804S-C10	2CCS864001R0104	7612271200848	0.98	1
50	13	S804S-C13	2CCS864001R0134	7612271200855	0.98	1
50	16	S804S-C16	2CCS864001R0164	7612271200862	0.98	1
50	20	S804S-C20	2CCS864001R0204	7612271200879	0.98	1
50	25	S804S-C25	2CCS864001R0254	7612271200886	0.98	1
50	32	S804S-C32	2CCS864001R0324	7612271200893	0.98	1
50	40	S804S-C40	2CCS864001R0404	7612271200909	0.98	1
50	50	S804S-C50	2CCS864001R0504	7612271200916	0.98	1
50	63	S804S-C63	2CCS864001R0634	7612271200923	0.98	1
50	80	S804S-C80	2CCS864001R0804	7612271200930	0.98	1
50	100	S804S-C100	2CCS864001R0824	7612271200947	0.98	1
50	125	S804S-C125	2CCS864001R0844	7612271200954	0.98	1

Tabla XII. Características del interruptor automático magnetotérmico

Interruptor automático diferencial ABB™ F204-B63

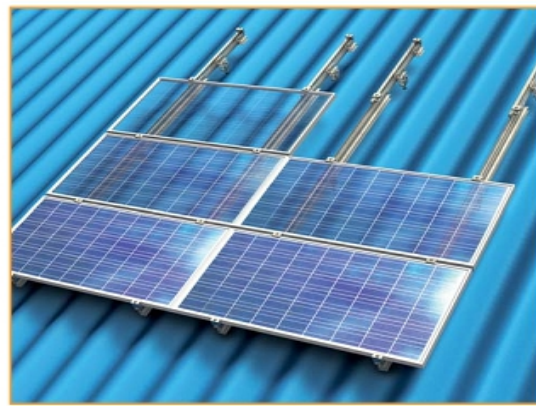


F204 B

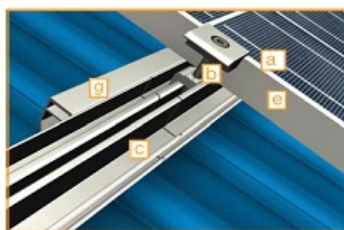
F200 Clase B								
Número de polos	Clase	Sensibilidad $I_{\Delta n}$ [mA]	Intensidad nominal I_n [A]	Descripción			Peso [kg]	
				Tipo	Código de pedido	EAN 8012542...		
4	B	30	25	F204 B-25/0,03	2CSF204592R1250	348139	0,380	
			40	F204 B-40/0,03	2CSF204592R1400	358336	0,380	
			63	F204 B-63/0,03	2CSF204592R1630	348030	0,380	
		300	25	F204 B-25/0,3	2CSF204592R3250	347934	0,380	
			40	F204 B-40/0,3	2CSF204592R3400	358138	0,380	
			63	F204 B-63/0,3	2CSF204592R3630	347835	0,380	
	300 S	40	F204 B S-40/0,3	2CSF204892R3400	347736	0,380		
		63	F204 B S-63/0,3	2CSF204892R3630	357933	0,380		
		40	F204 B-40/0,5	2CSF204592R4400	778932	0,380		
	500	B	63	40	F204 B-63/0,5	2CSF204592R4630	347637	0,380
				40	F204 B S-40/0,5	2CSF204892R4400	357834	0,380
				63	F204 B S-63/0,5	2CSF204892R4630	347538	0,380

Tabla XIII. Características del interruptor automático diferencial

Estructura soporte SunTop III de Conergy



- a** Módulo fotovoltaico con marco
- b** Fijador bilateral de módulo
- c** Perfil Conergy
- d** Gancho de tejado
- e** Fijador lateral de módulo
- f** Pieza terminal telescópica
- g** Pieza de unión entre railes



Tecnología de conexión



Tecnología Quickstone



Pieza terminal telescópica

Figura 21. Vista de conjunto de la estructura soporte

Lugar de montaje	Tejado inclinado, sobre tejado	Ganchos de tejado,	
Cubierta del tejado	Adecuado para cualquier cubierta de tejado (más información a petición)	piezas pequeñas	Acero fino (V2A)
Inclinación del tejado	Hasta 60 grados ¹	Color	Natural
Altura del edificio	Hasta 20 m	Garantía	10 años en la resistencia de los materiales
Carga de nieve	Hasta carga de nieve de 1,4 kN/m ²	<p>1 Válida para tejados con tejas de hormigón o tejas planas. En caso de cubiertas de tejado ondulado u otras cubiertas similares de gran superficie con una inclinación de más de 15°, póngase en contacto con nosotros antes de empezar con la planificación.</p> <p>2 En caso de instalación en el borde o en las esquinas del tejado, tenga en cuenta que estas zonas soportan mayores cargas de viento. Le aconsejamos utilizar más ganchos de tejado en estas zonas. Para informaciones más detalladas, póngase en contacto con nosotros antes de empezar con la planificación.</p> <p>3 En función de la orientación de los perfiles básicos.</p> <p>4 Debido a la dilatación por temperatura y la tensión que puede producirse dentro del tramo de riles, recomendamos una longitud máxima de 10 m por campo de módulos.</p> <p>5 Con recargo (indíquese en el pedido)</p>	
Módulos fotovoltaicos	Enmarcados		
Distribución de los módulos	En filas o columnas ³		
Orientación de los módulos	Vertical, horizontal		
Tamaño del campo de módulos	Libre ⁴		
Posición del campo de módulos	Libre		
Compensación de altura posible	Hasta 38 mm		
Separación entre ganchos de tejado,	Hasta 2500 mm ² , según emplazamiento. Altura del edificio, medio de sujeción y módulo utilizado.		
Normas	Documento Básico SE-AE y Eurocode 9, parte 1.15s		
Perfiles de apoyo	Aluminio extruido (ENAW 6060/6063)		

Tabla XIV. Características de la estructura soporte

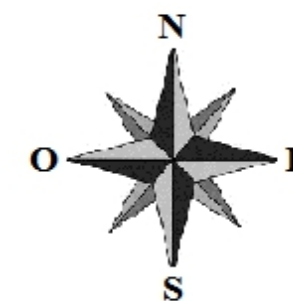
DOCUMENTO 3. PLANOS

ÍNDICE

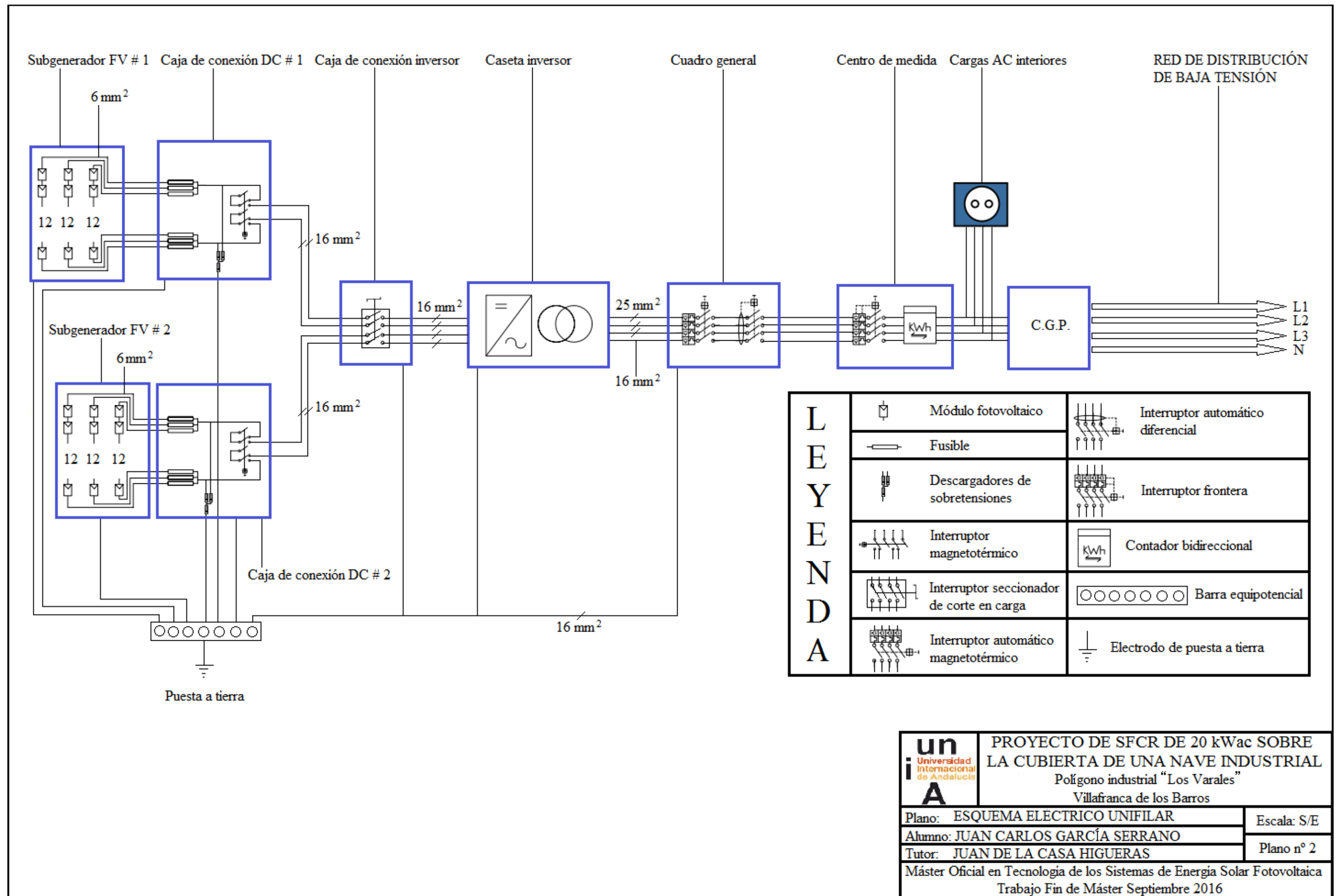
3.1. Situación y emplazamiento.....	80
3.2. Esquema eléctrico unifilar.....	81
3.3. Planta de la cubierta.....	82

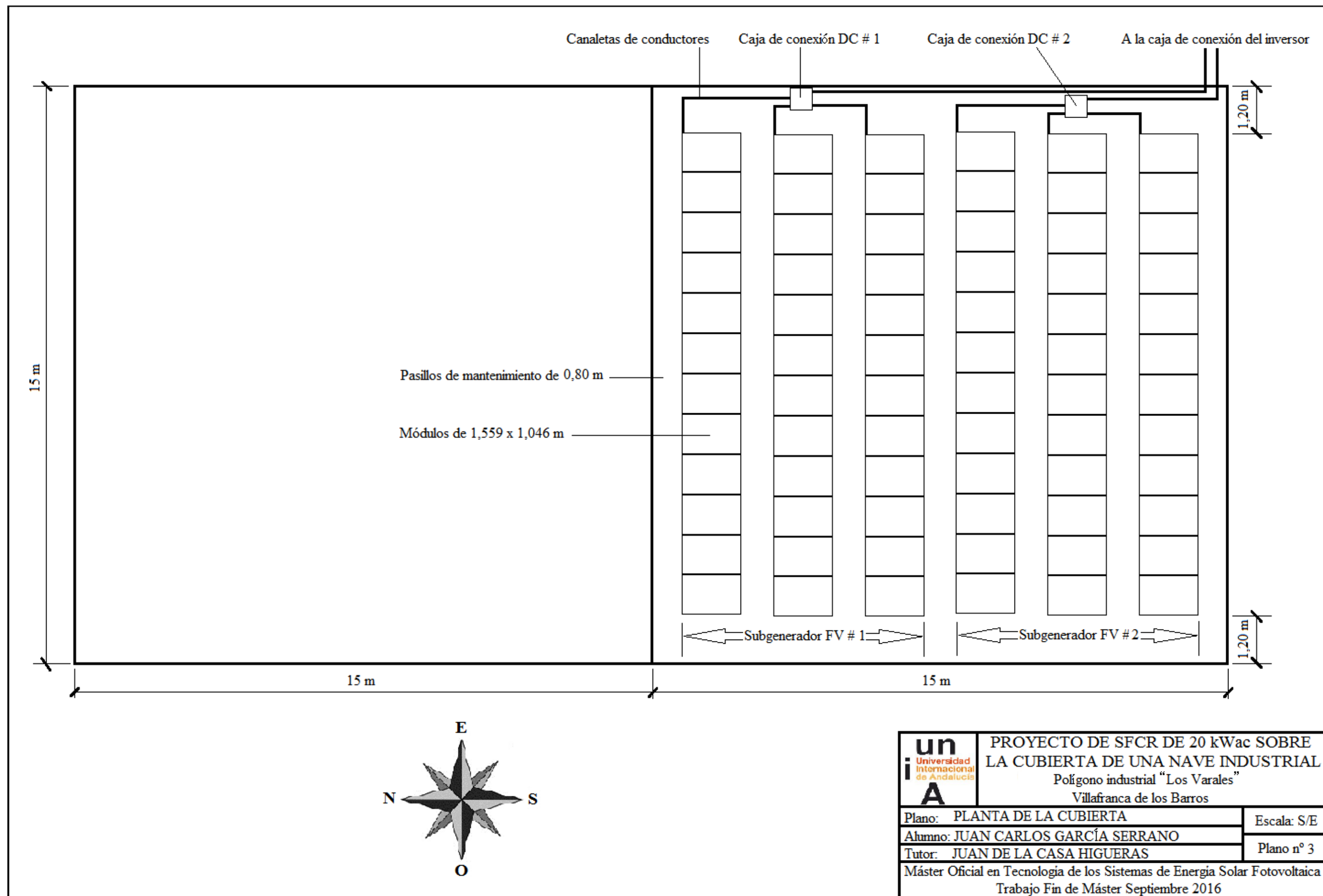
SITUACIÓN DEL POLÍGONO INDUSTRIAL

EMPLAZAMIENTO DE LA NAVE INDUSTRIAL



	PROYECTO DE SFCR DE 20 kWac SOBRE LA CUBIERTA DE UNA NAVE INDUSTRIAL Polígono industrial "Los Varales" Villafranca de los Barros	
	Plano: SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO	Escala: S/E
	Alumno: JUAN CARLOS GARCÍA SERRANO	Plano nº 1
	Tutor: JUAN DE LA CASA HIGUERAS Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica Trabajo Fin de Máster Septiembre 2016	





	PROYECTO DE SFCR DE 20 kWac SOBRE LA CUBIERTA DE UNA NAVE INDUSTRIAL Polígono industrial "Los Varales" Villafranca de los Barros	
	Plano: PLANTA DE LA CUBIERTA	Escala: S/E
Alumno: JUAN CARLOS GARCÍA SERRANO		Plano nº 3
Tutor: JUAN DE LA CASA HIGUERAS		
Máster Oficial en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica Trabajo Fin de Máster Septiembre 2016		

DOCUMENTO 4. PLIEGO DE CONDICIONES

ÍNDICE

4.1. Objeto.....	85
4.2. Documentos de carácter contractual.....	85
4.3. Equipos y materiales.....	85
4.4. Pruebas y recepción.....	88
4.5. Ejecución de la obra y montaje de equipos.....	89
4.6. Programa de mantenimiento.....	91
4.7. Garantías.....	91

4.1. Objeto

En este documento básico se fijarán las condiciones que debe cumplir la instalación realizada bajo el ámbito de actuación del IDAE, tanto en la fase de montaje como en su posterior mantenimiento y seguimiento. El ámbito de aplicación también se extiende a los instaladores y fabricantes de equipos para asegurar su calidad.

4.2. Documentos de carácter contractual

Los documentos de carácter contractual que la empresa instaladora tiene que entregar al contratista o al propietario son los siguientes, en orden de prioridad frente a posibles discrepancias o incompatibilidades entre ellos:

1. Planos.
2. Pliego de condiciones.
3. Estado de mediciones y presupuesto.
4. Memoria.

4.3. Equipos y materiales

Principios generales

Se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta a equipos, como a materiales, exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

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 a la 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.

En la memoria se incluirán las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de los componentes.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

Módulos fotovoltaicos

Se utilizarán los módulos fotovoltaicos Sunpower™ E19-320 de 320 Wp que se ajusten a las características siguientes:

- Deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE (deberán incorporar el marcado CE), sobre la cualificación de la seguridad y la norma UNE-EN 50380, sobre información de las hojas de datos y de las placas de características. Adicionalmente, deberán satisfacer la norma UNE-EN 61215 para módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino para uso terrestre (cualificación del diseño y homologación).
- Para los que no puedan ser ensayados según las normas citadas, se deberá justificar la imposibilidad del ensayo y acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos por otros medios ante la Dirección General de Política Energética y Minas.
- Todos serán del mismo modelo y llevarán de forma claramente visible el modelo y nombre o logotipo del fabricante.
- Deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales.
- Los marcos serán de aluminio o acero inoxidable.
- Su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a las condiciones estándar, deberán estar comprendidas en el margen $\pm 3\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- No tendrán roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, ni falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Estructura soporte

Se utilizará la estructura soporte Conergy SunTop III que se ajuste a las especificaciones del presente proyecto y en todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

Inversor

Se utilizará el inversor Ingecon™ Sun Smart 20 con transformador que se ajuste a las características siguientes:

- Que sea adecuado para la conexión a la red eléctrica de baja tensión, con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la potencia máxima que proporcione el generador.
- Deberá cumplir con las Directivas Comunitarias y Europeas de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética certificadas por el fabricante (Ingeteam).
- Tendrá que llevar todas las protecciones obligatorias.
- Incorporarán todos los resultados de las pruebas de funcionamiento efectuadas.

Protecciones

Todas las protecciones utilizadas tendrán la calidad y dimensiones especificadas en el presente proyecto, se instalarán en los lugares indicados y cumplirán con lo dispuesto en el artículo 14 del Real Decreto 1699/2011, “por el que se regula la conexión a red de instalaciones de energía eléctrica de pequeña potencia”.

Cableado

Los conductores utilizados para los diferentes tramos de la instalación tendrán las características y las secciones obtenidas en el presente proyecto.

Conexión a la red

Cumplirá con lo dispuesto en los artículos 12 y 13 del Real Decreto 1699/2011, “por el que se regula la conexión a red de instalaciones de energía eléctrica de pequeña potencia”.

Medidas

Cumplirá con el Real Decreto 1110/2007, “por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico”.

Puesta a tierra y separación galvánica

Tendrán las características indicadas en el presente proyecto y cumplirán con lo dispuesto en el artículo 15 del Real Decreto 1699/2011, “por el que se regula la conexión a red de instalaciones de energía eléctrica de pequeña potencia” y en las instrucciones técnicas ITC-BT-18 y ITC-BT-40.

Armónicos y compatibilidad electromagnética

Cumplirá con lo dispuesto en el artículo 16 del Real Decreto 1699/2011, “por el que se regula la conexión a red de instalaciones de energía eléctrica de pequeña potencia”.

Seguridad en trabajos de la red de distribución

Cumplirá con lo dispuesto en el artículo 17 del Real Decreto 1699/2011, “por el que se regula la conexión a red de instalaciones de energía eléctrica de pequeña potencia”.

4.4. Pruebas y recepción

El instalador entregará al usuario un albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Estos manuales estarán en castellano y además, si procede, en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

Seguidamente, se deberá justificar mediante los oportunos certificados de calidad que todos los componentes han pasado las pruebas de funcionamiento en fábrica.

Una vez justificado lo anterior, el instalador realizará como mínimo las siguientes pruebas:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes.
- Pruebas de las protecciones 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 se hayan realizado todas las pruebas anteriores.
- Que la instalación lleve funcionando 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema.
- Que esté entregada toda la documentación requerida en este pliego de condiciones.
- Que esté retirado de la obra todo el material sobrante.
- Que estén limpias todas las zonas ocupadas y se hayan transportado todos los desechos al vertedero.

Durante este periodo de tiempo el instalador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.

Finalizada la fase de la recepción provisional y con arreglo a las prescripciones previstas en este pliego de condiciones se entregará la instalación al uso de la propiedad, tras la firma de la correspondiente acta de recepción definitiva.

4.5. Ejecución de la obra y montaje de equipos

En este apartado se indica como se ejecuta la obra y como se montan los equipos de la instalación.

Ejecución de la obra

Antes de comenzar con la ejecución de la obra hay hacer el replanteo de la misma, poniendo especial interés en la situación de las cimentaciones, arquetas, puntos de anclaje de la estructura soporte en la cubierta, distribución de los módulos, etc., para que queden perfectamente situadas todas las instalaciones.

El instalador tiene la responsabilidad de que los trabajos se realicen conforme a los criterios de calidad reconocidos y durante el transcurso de la obra realizará, entre otras cosas, las siguientes comprobaciones:

- Comprobación de los módulos fotovoltaicos, inversor, protecciones y conductores.
- Comprobación de la calidad y alineamiento de los soportes y estructuras, pernos de anclaje, tuercas, arandelas, etc.
- Comprobación 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.

Montaje de equipos

- Módulos fotovoltaicos: Para facilitar en cada subgenerador la conexión obtenida en los cálculos, los módulos fotovoltaicos se distribuirán en filas tal y como se indica en los planos.

Se montarán sobre la estructura soporte descrita en el presente proyecto, utilizando la tornillería de la que está provista la misma y las partes metálicas se conectarán a la toma de tierra de la instalación.

Una vez colocados sobre la estructura soporte, se conectarán en serie y/o paralelo mediante los conductores que se han calculado.

- Inversor: Se colocará en el interior de una caseta para protegerlo de las inclemencias meteorológicas. Esta caseta, según las indicaciones del fabricante, estará adecuadamente ventilada para favorecer la refrigeración del equipo y por tanto deberá evitarse obstruir sus

entradas y salidas de ventilación. La humedad relativa en el interior no superará en ningún caso el 95% y la temperatura debe estar comprendida entre -5°C y 40°C.

La caseta se ubicará cerca de la fachada este de la nave.

- **Conductores:** Los conductores de corriente continua que serán de alta flexibilidad irán alojados, según el circuito, en canaletas o en tubos de acero galvanizado y cumplirán con todas las normas AENOR, debiendo estar correctamente identificados en polaridad y el circuito al que corresponden.

Los conductores del tramo de alterna contarán con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), irán enterrados bajo tubo corrugado de PVC a 0,70 m de profundidad y cumplirán con todas las normas AENOR

Para el empalme de cables deberá utilizarse fichas de conexión y en ningún caso será admitido un empalme por simple retorcimiento.

- **Protecciones:** Todos los elementos de protección se instalarán en las diferentes cajas de conexión tal y como se indica en el presente proyecto, para protegerlos de las inclemencias meteorológicas y de la posible manipulación por personas ajenas al mantenimiento de la instalación.
- **Puesta a tierra:** Se hará de forma que no altere las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora y asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la misma.

Como se ha optado por el esquema de generador flotante, la red de corriente continua estará aislada de tierra mediante la tierra de protección, que es independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, así como de las masas del resto del suministro. Todas las masas de la instalación FV y los dispositivos de protección frente a sobretensiones estarán conectados a ella.

Se utilizará cable flexible de puesta a tierra protegido contra la corrosión (puede obtenerse mediante una envolvente) y protegido mecánicamente, con una sección de 16 mm².

Se adoptarán todas las medidas de precaución para la conexión del conductor de puesta a tierra, de manera que se prolongue al máximo su vida útil y el valor de resistencia.

- **Estructura soporte:** Se montará paralela sobre la cubierta de la nave respetando en todo momento lo proyectado.

No ofrecerá sombra alguna sobre los módulos y permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los mismos. Además, también los aislará del contacto directo con la cubierta y facilitará la evacuación del agua.

Los puntos de sujeción serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo, la

posición relativa y los métodos homologados para el modelo de módulo.

A la hora de realizar uniones atornilladas, las superficies de las piezas en contacto deberán estar perfectamente limpias de suciedad, herrumbre o grasa y las tuercas se apretarán con el par nominal correspondiente.

Las partes metálicas de la estructura soporte se conectarán a la toma de tierra de la instalación.

4.6. Programa de mantenimiento

El objetivo es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de la instalación.

Las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red presentan pocos requerimientos de mantenimiento pero, para alargar su duración, garantizar el funcionamiento y aumentar la fiabilidad se seguirán las pautas marcadas en el punto 1.5. Mantenimiento de la instalación, contemplado en la memoria del presente proyecto.

4.7. Garantías

Ámbito y plazos

- La garantía se concede a favor del usuario de la instalación y deberá justificarse mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.
- Todos los elementos de la instalación y el procedimiento empleado en su montaje tienen una garantía de 3 años, salvo los módulos fotovoltaicos que tienen una garantía mínima de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.
- No obstante, 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.
- Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el instalador, o a reparaciones que el instalador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

Condiciones económicas

- La garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la

reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

- Quedan expresamente incluidos todos los demás gastos, tales como 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.
- Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.
- Si en un plazo razonable el instalador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el usuario podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho instalador cumpla con sus obligaciones. Si no cumple en dicho plazo, el usuario podrá por cuenta y riesgo del instalador, realizar por sí mismo las reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiese incurrido el instalador.

Anulación

- La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al instalador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el instalador, salvo lo indicado en el párrafo anterior.

Lugar y tiempo de la prestación

- Cuando el usuario detecte algún defecto de funcionamiento lo comunicará al instalador y si éste considera que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará al fabricante.
- El instalador atenderá cualquier incidencia en el plazo máximo de una semana y la resolución de la avería se realizará en un tiempo máximo de 10 días, salvo causas de fuerza mayor debidamente justificadas.
- Las averías se repararán en su lugar de ubicación por el instalador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente se enviará al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del instalador.
- El instalador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a 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 10 días naturales.

DOCUMENTO 5. ESTADO DE MEDICIONES Y PRESUPUESTO

ÍNDICE

5.1. Estado de mediciones.....	95
5.2. Presupuesto.....	98

5.1. Estado de mediciones

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	MEDICIÓN
01.01	Estructura soporte individual SunTop III de la marca Conergy para módulos fotovoltaicos, formada por raíles de aluminio extruido (ENAW 6060/6063), conectores Quickstone, conexiones telescópicas y tornillería de acero fino (V2A). Totalmente montada y preparada para la colocación de módulos en la cubierta según la disposición indicada en memoria y anexos, incluso pp de elementos, medios auxiliares, maquinaria de elevación y mano de obra.	72 ud
01.02	Módulo fotovoltaico E19-320 de silicio monocristalino de la marca SunPower™ de 320 Wp de potencia nominal y 19,80% de eficacia media en condiciones STC. Rango de funcionamiento de temperatura de -40°C a 85°C. Formado por bastidor negro anodizado de clase 1 con cristal templado antirreflectante de alta transmisión y 96 células Maxeon II generación. Dimensiones 1559 mm x 1046 mm. Totalmente instalado sobre la estructura soporte y conexionado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	72 ud
01.03	Cable unipolar de 6 mm ² de sección tipo ZZ-F (AS) de tensión asignada 1,8 kV c.c., según especificación AENOR 0038 para el tramo Ramas de módulos SGFV # 1 - Caja de conexión DC # 1, instalado sobre canaleta UNEX 66U23X de PVC gris de 20 mm x 50 mm y tapa. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	114 m
01.04	Cable unipolar de 6 mm ² de sección tipo ZZ-F (AS) de tensión asignada 1,8 kV c.c., según especificación AENOR 0038 para el tramo Ramas de módulos SGFV # 2 - Caja de conexión DC # 2, instalado sobre canaleta UNEX 66U23X de PVC gris de 20 mm x 50 mm y tapa. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	114 m
01.05	Cable unipolar de 16 mm ² de sección tipo XZ-K (AS) de tensión asignada 1,8 kV c.c., según especificación AENOR 0038 para el tramo Caja de conexión DC # 1 - Interruptor magnetotérmico # 1. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	2 m
01.06	Cable unipolar de 16 mm ² de sección tipo XZ-K (AS) de tensión asignada 1,8 kV c.c., según especificación AENOR 0038 para el tramo Caja de conexión DC # 2 - Interruptor magnetotérmico # 2. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	2 m
01.07	Cable unipolar de 16 mm ² de sección tipo XZ-K (AS) de tensión	

	asignada 1,8 kV c.c., según especificación AENOR 0038 para el tramo Interruptor magnetotérmico # 1 - Interruptor seccionador de corte en carga, instalado sobre canaleta UNEX 66U23X de PVC gris de 20 mm x 50 mm y tapa. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	30 m
01.08	Cable unipolar de 16 mm ² de sección tipo XZ-K (AS) de tensión asignada 1,8 kV c.c., según especificación AENOR 0038 para el tramo Interruptor magnetotérmico # 2 - Interruptor seccionador de corte en carga, instalado sobre canaleta UNEX 66U23X de PVC gris de 20 mm x 50 mm y tapa. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	16 m
01.09	Cable unipolar de 16 mm ² de sección tipo XZ-K (AS) de tensión asignada 1,8 kV c.c., según especificación AENOR 0038 para el tramo Interruptor seccionador de corte en carga - Inversor, instalado bajo tubo superficial de acero galvanizado de 38,10 mm de sección . Totalmente conectado, incluso pp de accesorios y mano de obra.	12 m
01.10	Cable tetrapolar de 25 mm ² de sección para los conductores de fase y 16 mm ² de sección para el conductor neutro tipo RZ1-K (AS) de tensión asignada 0,6/1 kV, según RBT ITC-BT-07 para el tramo de Alterna, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) e instalado bajo tubo corrugado de PVC de 50,80 mm de sección enterrado a 0,70 m de profundidad. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de excavación, relleno, transporte de tierras sobrantes a vertedero y mano de obra.	100 m
01.11	Cable flexible de 16 mm ² de sección tipo ZZ-F (AS) de tensión asignada 1,8 kV c.c. y envolvente amarillo-verde, según RBT ITC-BT-18 para la red de tierra, instalado bajo tubo superficial de acero galvanizado de 19,05 mm de sección. Totalmente conectado a las masas de la instalación FV, a los dispositivos de protección frente a sobretensiones y a la toma de tierra, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	150 m
01.12	Toma de tierra con pica de acero cobrizado de D=14,30 mm y 2 m de longitud, incluyendo barra equipotencial, registro de comprobación y puente de prueba, según RBT ITC-BT-18 y ITC-BT-40. Totalmente montada e instalada, incluso pp de accesorios, maquinaria de excavación y soldadura, relleno, transporte de tierras sobrantes a vertedero y mano de obra.	1 ud
01.13	Caja de conexión DC formada por envolvente de poliéster IP66 modelo Gemini de la marca ABB tamaño 2 con borna de interconexión a tierra. Totalmente instalada, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	2 ud
01.14	Caja de conexión inversor formada por envolvente de poliéster IP66	

	modelo Gemini de la marca ABB tamaño 1 con borna de interconexión a tierra. Totalmente instalada, incluso pp de accesorios y mano de obra.	1 ud
01.15	Armario para cuadro general formado por envolvente de metálica IP65 modelo ArTu M de la marca ABB con borna de interconexión a tierra. Totalmente instalado, incluso pp de accesorios y mano de obra.	1 ud
01.16	Armario para centro de medida formado por envolvente de metálica IP65 modelo ArTu L de la marca ABB. Totalmente instalado, incluso pp de accesorios y mano de obra.	1 ud
01.17	Caja general de protección (C.G.P.) para la conexión a red del sistema formada por envolvente de poliéster IP66 modelo Gemini de la marca ABB tamaño 1. Totalmente instalada, incluso pp de accesorios y mano de obra.	1 ud
01.18	Caseta inversor prefabricada modulada de 20,50 m ² formada por estructura de perfiles laminados en frío, cerramientos y cubierta de panel sandwich en chapa prelacada por ambas caras, aislamiento con espuma de poliuretano rígido. Carpintería de aluminio anodizado en su color, rejas de protección y suelo con soporte de perfilaría, tablero fenólico y pavimento. Con borna de interconexión a tierra. Totalmente instalada, incluso pp de accesorios, preparación del terreno, cimentación, soportes de hormigón armado, placas de asiento, transporte, maquinaria de excavación, relleno, transporte de tierras sobrantes a vertedero y mano de obra.	1 ud
01.19	Inversor trifásico Ingecon TM Sun Smart 20 con transformador de la marca Ingeteam con una potencia de salida nominal $P_{INV,AC}$ de 20 kW en estrella equipado con las protecciones eléctricas y los accesorios opcionales indicados en la memoria y anexos. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, fijación, ensayo, certificación previa, puesta en marcha y mano de obra.	1 ud
01.20	Fusible ultrarrápido de rango completo 30F20GR de la marca Gave Solartec TM con intensidad nominal de 20 A que es capaz de soportar hasta 1000 V DC y asegurar la protección contra sobrecargas y cortocircuitos, según normas UNE-EN 60269-2, UNE 60269-3 y UNE-EN 60269-4. Totalmente instalado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	12 ud
01.21	Base portafusible 211PV de la marca Gave Solartec TM para un polo de hasta 1000 V DC. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	12 ud
01.22	Descargador contra sobretensiones de clase C (clase II) PU II 2+1/R 1000 V / 40 kA de la marca Weidmüller con corriente de descarga nominal de 20 kA para tensiones nominales del sistema	

	fotovoltaico ≤ 1000 V (según IEC 60364-7-712), con indicador de estado y señalización y con contacto libre de potencial, según la norma UNE-60364-5-534. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	2 ud
01.23	Interruptor magnetotérmico para aplicaciones solares S804PV-S25 de la marca ABB™ con una intensidad nominal de 25 A para tensiones nominales del sistema fotovoltaico ≤ 1200 V DC. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	2 ud
01.24	Interruptor seccionador de corte en carga para aplicaciones solares S804PV-M63 de la marca ABB™ con una intensidad nominal de 63 A para tensiones nominales del sistema fotovoltaico ≤ 1200 V DC. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios y mano de obra.	1 ud
01.25	Interruptor automático magnetotérmico S804S-C63 de la marca ABB™ con una intensidad nominal de 63 A para tensiones nominales de 400 V AC, con un poder de corte de 50 kA y una curva C. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios y mano de obra.	1 ud
01.26	Interruptor automático diferencial de la clase B F204-B63 de la marca ABB™ con una intensidad nominal de 63 A para tensiones nominales de 400 V AC, con una sensibilidad de 30 mA. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios y mano de obra.	1 ud

5.2. Presupuesto

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
01.01	Estructura soporte individual SunTop III de la marca Conergy para módulos fotovoltaicos, formada por railes de aluminio extruido (ENAW 6060/6063), conectores Quickstone, conexiones telescópicas y tornillería de acero fino (V2A). Totalmente montada y preparada para la colocación de módulos en la cubierta según la disposición indicada en memoria y anexos, incluso pp de elementos, medios auxiliares, maquinaria de elevación y mano de obra.	72 ud	70,00 €	5040 €
01.02	Módulo fotovoltaico E19-320 de silicio monocristalino de la marca SunPower™ de 320 Wp de potencia			

	nominal y 19,80% de eficacia media en condiciones STC. Rango de funcionamiento de temperatura de -40°C a 85°C. Formado por bastidor negro anodizado de clase 1 con cristal templado antirreflectante de alta transmisión y 96 células Maxeon II generación. Dimensiones 1559 mm x 1046 mm. Totalmente instalado sobre la estructura soporte y conexionado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	72 ud	438,40 €	31564,80 €
01.03	Cable unipolar de 6 mm ² de sección tipo ZZ-F (AS) de tensión asignada 1,8 kV c.c., según especificación AENOR 0038 para el tramo Ramas de módulos SGFV # 1 - Caja de conexión DC # 1, instalado sobre canaleta UNEX 66U23X de PVC gris de 20 mm x 50 mm y tapa. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	114 m	2,48 €	282,72 €
01.04	Cable unipolar de 6 mm ² de sección tipo ZZ-F (AS) de tensión asignada 1,8 kV c.c., según especificación AENOR 0038 para el tramo Ramas de módulos SGFV # 2 - Caja de conexión DC # 2, instalado sobre canaleta UNEX 66U23X de PVC gris de 20 mm x 50 mm y tapa. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	114 m	2,48 €	282,72 €
01.05	Cable unipolar de 16 mm ² de sección tipo XZ-K (AS) de tensión asignada 1,8 kV c.c., según especificación AENOR 0038 para el tramo Caja de conexión DC # 1 - Interruptor magnetotérmico # 1. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	2 m	2,63 €	5,26 €
01.06	Cable unipolar de 16 mm ² de sección			

	tipo XZ-K (AS) de tensión asignada 1,8 kV c.c., según especificación AENOR 0038 para el tramo Caja de conexión DC # 2 - Interruptor magnetotérmico # 2. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	2 m	2,63 €	5,26 €
01.07	Cable unipolar de 16 mm ² de sección tipo XZ-K (AS) de tensión asignada 1,8 kV c.c., según especificación AENOR 0038 para el tramo Interruptor magnetotérmico # 1 - Interruptor seccionador de corte en carga, instalado sobre canaleta UNEX 66U23X de PVC gris de 20 mm x 50 mm y tapa. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	30 m	3,40 €	102,00 €
01.08	Cable unipolar de 16 mm ² de sección tipo XZ-K (AS) de tensión asignada 1,8 kV c.c., según especificación AENOR 0038 para el tramo Interruptor magnetotérmico # 2 - Interruptor seccionador de corte en carga, instalado sobre canaleta UNEX 66U23X de PVC gris de 20 mm x 50 mm y tapa. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	16 m	3,40 €	54,40 €
01.09	Cable unipolar de 16 mm ² de sección tipo XZ-K (AS) de tensión asignada 1,8 kV c.c., según especificación AENOR 0038 para el tramo Interruptor seccionador de corte en carga - Inversor, instalado bajo tubo superficial de acero galvanizado de 38,10 mm de sección . Totalmente conectado, incluso pp de accesorios y mano de obra.	12 m	6,30 €	75,60 €
01.10	Cable tetrapolar de 25 mm ² de sección para los conductores de fase y 16 mm ² de sección para el conductor neutro tipo RZ1-K (AS) de tensión asignada			

	0,6/1 kV, según RBT ITC-BT-07 para el tramo de Alterna, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) e instalado bajo tubo corrugado de PVC de 50,80 mm de sección enterrado a 0,70 m de profundidad. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de excavación, relleno, transporte de tierras sobrantes a vertedero y mano de obra.	100 m	12,20 €	1220,00 €
01.11	Cable flexible de 16 mm ² de sección tipo RZ1-K (AS) de tensión asignada 0,6/1 kV y envolvente amarillo-verde, según RBT ITC-BT-18 para la red de tierra, instalado bajo tubo superficial de acero galvanizado de 19,05 mm de sección. Totalmente conectado a las masas de la instalación FV, a los dispositivos de protección frente a sobretensiones y a la toma de tierra, incluso pp de accesorios y mano de obra.	150 m	5,39 €	808,50 €
01.12	Toma de tierra con pica de acero cobrizado de D=14,30 mm y 2 m de longitud, incluyendo barra equipotencial, registro de comprobación y puente de prueba, según según RBT ITC-BT-18 y ITC-BT-40. Totalmente montada e instalada, incluso pp de accesorios, maquinaria de excavación y soldadura, relleno, transporte de tierras sobrantes a vertedero y mano de obra.	1 ud	95,56 €	95,56 €
01.13	Caja de conexión DC formada por envolvente de poliéster IP66 modelo Gemini de la marca ABB tamaño 2 con borna de interconexión a tierra. Totalmente instalada, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	2 ud	150,50 €	301,00 €
01.14	Caja de conexión inversor formada por envolvente de poliéster IP66 modelo Gemini de la marca ABB tamaño 1 con borna de interconexión a			

	tierra. Totalmente instalada, incluso pp de accesorios y mano de obra.	1 ud	84,00 €	84,00 €
01.15	Armario para cuadro general formado por envolvente de metálica IP65 modelo ArTu M de la marca ABB con borna de interconexión a tierra. Totalmente instalado, incluso pp de accesorios y mano de obra.	1 ud	227,75 €	227,75 €
01.16	Armario para centro de medida formado por envolvente de metálica IP65 modelo ArTu L de la marca ABB. Totalmente instalado, incluso pp de accesorios y mano de obra.	1 ud	274,00 €	274,00 €
01.17	Caja general de protección (C.G.P.) para la conexión a red del sistema formada por envolvente de poliéster IP66 modelo Gemini de la marca ABB tamaño 1. Totalmente instalada, incluso pp de accesorios y mano de obra.	1 ud	84,00 €	84,00 €
01.18	Caseta inversor prefabricada modulada de 20,50 m ² formada por estructura de perfiles laminados en frío, cerramientos y cubierta de panel sandwich en chapa prelacada por ambas caras, aislamiento con espuma de poliuretano rígido. Carpintería de aluminio anodizado en su color, rejas de protección y suelo con soporte de perfilera, tablero fenólico y pavimento. Con borna de interconexión a tierra. Totalmente instalada, incluso pp de accesorios, preparación del terreno, cimentación, soportes de hormigón armado, placas de asiento, transporte, maquinaria de excavación, relleno, transporte de tierras sobrantes a vertedero y mano de obra.	1 ud	947,57 €	947,57 €
01.19	Inversor trifásico Ingecon TM Sun Smart 20 con transformador de la marca Ingeteam con una potencia de salida nominal $P_{INV, AC}$ de 20 kW en estrella equipado con las protecciones			

	eléctricas y los accesorios opcionales indicados en la memoria y anexos. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, fijación, ensayo, certificación previa, puesta en marcha y mano de obra.	1 ud	6230,00 €	5436,70 €
01.20	Fusible ultrarrápido de rango completo 30F20GR de la marca Gave Solartec™ con intensidad nominal de 20 A que es capaz de soportar hasta 1000 V DC y asegurar la protección contra sobrecargas y cortocircuitos, según normas UNE-EN 60269-2, UNE 60269-3 y UNE-EN 60269-4. Totalmente instalado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	12 ud	19,23 €	230,76 €
01.21	Base portafusible 211PV de la marca Gave Solartec™ para un polo de hasta 1000 V DC. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	12 ud	10,01 €	120,12 €
01.22	Descargador contra sobretensiones de clase C (clase II) PU II 2+1/R 1000 V / 40 kA de la marca Weidmüller con corriente de descarga nominal de 20 kA para tensiones nominales del sistema fotovoltaico ≤ 1000 V (según IEC 60364-7-712), con indicador de estado y señalización y con contacto libre de potencial, según la norma UNE-60364-5-534. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	2 ud	242,22 €	484,44 €
01.23	Interruptor magnetotérmico para aplicaciones solares S804PV-S25 de la marca ABB™ con una intensidad nominal de 25 A para tensiones nominales del sistema fotovoltaico ≤ 1200 V DC. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios, maquinaria de elevación y mano de obra.	2 ud	43,78 €	87,56 €
01.24	Interruptor seccionador de corte en			

	carga para aplicaciones solares S804PV-M63 de la marca ABB™ con una intensidad nominal de 63 A para tensiones nominales del sistema fotovoltaico ≤ 1200 V DC. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios y mano de obra.	1 ud	61,90 €	61,90 €
01.25	Interruptor automático magnetotérmico S804S-C63 de la marca ABB™ con una intensidad nominal de 63 A para tensiones nominales de 400 V AC, con un poder de corte de 50 kA y una curva C. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios y mano de obra.	1 ud	91,72 €	91,72 €
01.26	Interruptor automático diferencial de la clase B F204-B63 de la marca ABB™ con una intensidad nominal de 63 A para tensiones nominales de 400 V AC, con una sensibilidad de 30 mA. Totalmente conectado, incluso pp de accesorios y mano de obra.	1 ud	147,06 €	147,06 €
TOTAL PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL				48115,40 €
13% Gastos generales				6255,00 €
6% Beneficio industrial				2886,92 €
SUMA EL TOTAL				57257,32 €
21% Impuesto sobre el valor añadido (IVA)				12024,04 €
TOTAL PRESUPUESTO DE CONTRATA				69281,36 €

Asciende el presente PRESUPUESTO DE CONTRATA a la cantidad de SESENTA Y NUEVE MIL DOSCIENTOS OCHENTA Y UNO EUROS CON TREINTA Y SEIS CÉNTIMOS.

DOCUMENTO 6. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

ÍNDICE

6.1. Objeto.....	107
6.2. Principios de la acción preventiva.....	108
6.3. Características de la instalación.....	108
6.4. Riesgos.....	109
6.5. Medidas de prevención y protección.....	111
6.6. Normas generales de seguridad y salud.....	113
6.7. Medicina preventiva y primeros auxilios.....	115

6.1. Objeto

Como en esta obra no se da ninguno de los supuestos del punto 1 del artículo 4 del RD 1627/1997, no hay que elaborar un estudio de seguridad y salud y será suficiente con el presente estudio básico de seguridad y salud, como se indica en el punto 2 del artículo citado.

El objeto de este estudio básico de seguridad y salud es identificar todos los riesgos laborales para prevenir accidentes y enfermedades, tanto en la fase de ejecución de la instalación como en los trabajos de reparación, conservación y mantenimiento de la misma, mediante las medidas de seguridad necesarias, dando cumplimiento a lo dispuesto en el RD 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.

Se designará un coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, tal y como establece el punto 2 del artículo 3 del RD 1627/1997.

Se utilizará la siguiente normativa para garantizar la seguridad de los trabajadores en la ejecución de la obra:

- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- RD 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- RD 485/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- RD 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- RD 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores.
- RD 773/1997, 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- RD 1215/1997, de 18 de julio por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- RD 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción.
- RD Legislativo 2/2015, de 23 de octubre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Estatuto de los Trabajadores.

6.2. Principios de la acción preventiva

En el presente estudio básico de seguridad y salud se han tenido en cuenta los principios de la acción preventiva previstos en el artículo 15 de la Ley 31/1995, de Prevención de Riesgos Laborales, concretamente en lo referente a:

- Tomar decisiones constructivas, técnicas y de organización con el fin de planificar los distintos trabajos o fases de trabajo que se desarrollarán simultáneamente o sucesivamente.
- Estimar la duración requerida para la ejecución de estos distintos trabajos o fases de trabajo.
- Mantener la instalación en buen estado de orden y limpieza.
- Elegir el 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.
- Manipulación de los distintos materiales y la utilización de los medios auxiliares.
- Mantenimiento de las instalaciones y equipos, que incluye control en la puesta en servicio y control periódico, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- Delimitar y acondicionar las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materias o sustancias peligrosas.
- Recoger los materiales o sustancias peligrosas utilizados.
- Almacenar y eliminar o evacuar los residuos y escombros.
- Cooperación entre las distintas partes encargadas de la realización de los trabajos planteados en el proyecto.

6.3. Características de la instalación

La instalación objeto de este estudio básico de seguridad y salud que forma parte del proyecto, es un SFCR de 23,5 kWp que se situará sobre la cubierta de una nave industrial donde se realizan labores de producción de vinos, localizada en el polígono industrial “Los Varales” de Villafranca de los Barros.

Todas las características de la instalación quedan recogidas en el presente proyecto y el plazo de ejecución previsto quedará definido en el contrato. Se prevé un máximo de 6 y un mínimo de 3 operarios realizando trabajos simultáneamente.

6.4. Riesgos

Para que este estudio básico de seguridad y salud sea más eficiente, primero se analizan los riesgos que pueden darse en cualquier actividad que afecten tanto a los operarios de la obra como a terceras personas que permanezcan por los alrededores, y luego se enumeran las medidas de prevención y protección:

1. Riesgos profesionales:

- ✓ En el montaje de la estructura soporte:
 - Caídas en altura de personas, materiales y equipos.
 - Caídas al mismo nivel.
 - Deslizamientos.
 - Manejo de grandes piezas.
 - Propios de soldaduras eléctricas y cortes con soplete.
 - Electrocuciiones.
 - Golpes y atrapamientos.
 - Intoxicaciones por humos, resinas y pinturas especiales.
 - Chispas, cortes, punzamientos y demás accidentes propios del uso de sierras y taladros.
 - Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.
 - Propios de grúas.
 - Derrumbamientos, desprendimientos y hundimientos.
- ✓ En la colocación de los módulos fotovoltaicos:
 - Caídas en altura de personas, materiales y equipos.
 - Caídas al mismo nivel.
 - Deslizamientos.
 - Golpes y atrapamientos.

- Contactos eléctricos directos y/o indirectos.
- Cortes y punzamientos.
- Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.
- Derrumbamientos, desprendimientos y hundimientos.
- ✓ En la colocación del inversor y su caseta:
 - Caídas al mismo nivel.
 - Deslizamientos.
 - Golpes y atrapamientos.
 - Intoxicaciones por humos, resinas y pinturas especiales.
 - Cortes y punzamientos.
 - Sobreesfuerzos por posturas inadecuadas.
- ✓ En la instalación de las cajas de conexión:
 - Caídas en altura de personas, materiales y equipos.
 - Caídas al mismo nivel.
 - Desprendimientos.
 - Cortes y punzamientos.
- ✓ En el cableado y grapeado:
 - Caídas en altura de personas, materiales y equipos.
 - Caídas al mismo nivel.
 - Deslizamientos.
 - Cortes y punzamientos.
- ✓ En la instalación de los elementos de protección:
 - Caídas en altura de personas, materiales y equipos.

- Caídas al mismo nivel.
- Golpes.
- Chispas, cortes y punzamientos.
- ✓ En la realización de pruebas y puesta a punto:
 - Contactos eléctricos directos.
 - Contactos eléctricos indirectos.
 - Chispas, cortes y punzamientos.

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.

3. Otros riesgos:

- ✓ Por condiciones climáticas adversas.
- ✓ Riesgos eléctricos en general.
- ✓ Riesgos de incendio en general.
- ✓ Por deficiencias en máquinas o instalaciones.

6.5. Medidas de prevención y protección

Características generales

- Tendrán fijado un periodo de vida útil y se desecharán a su término.
- Cuando por las causas que sea se produzca un deterioro más rápido, se repondrán por otras nuevas independientemente del tiempo que tengan.
- Si han sufrido un trato límite, es decir, el máximo para el que fueron concebidas, serán desechadas y repuestas al momento.
- Aquellas prendas que por su uso hayan adquirido holguras mayores a las tolerancias dadas por el fabricante, serán repuestas por otras nuevas a la mayor brevedad posible.

Medidas de prevención y protección individuales

Todo elemento de prevención y protección individual dispondrá de la marca CE y en el caso de que no exista en el mercado, será de calidad adecuada a las prestaciones que tiene que dar.

El coordinador en materia de seguridad y salud se encargará de que cada profesional que interviene en la instalación lleve y utilice correctamente las medidas de prevención y protección individuales.

Se enumeran a continuación las medidas de prevención y protección individuales a utilizar:

- Para proteger la cabeza:
 - ✓ Casco de protección: Lo llevarán todas las personas que trabajen en la instalación, incluidas las visitas, cuando exista riesgo de golpes en la cabeza.
 - ✓ Protectores auditivos: Se colocarán en los oídos cuando el nivel de ruido supere los 80 dBA.
 - ✓ Gafas contra impactos y antipolvo: Serán utilizadas cuando haya riesgo de proyección de partículas y/o polvo.
 - ✓ Pantalla de soldadura: con cristales inactivos: Se utilizará cuando se realicen trabajos de soldadura.
 - ✓ Mascarilla con filtro: Se hará uso de ella cuando se realicen trabajos donde se desprendan gases tóxicos o polvo.
- Para proteger el cuerpo:
 - ✓ Monosde trabajo: Será la indumentaria de trabajo obligatoria.
 - ✓ Impermeable: Para trabajos en presencia de humedad.
 - ✓ Mandil de cuero: Para trabajos de soldadura.
 - ✓ Chaleco reflectante: Se utilizará cuando se realicen trabajos cercanos a vías de circulación.
- Para proteger las extremidades inferiores:
 - ✓ Polainas de cuero: Para realizar trabajos de soldadura.
 - ✓ Calzado de seguridad con puntera y suela metálica: Será necesario cuando se hagan trabajos que conlleven riesgos de punzamiento y/o aplastamiento.

- ✓ Botas impermeables: Para trabajos en presencia de humedad.
- Para proteger las extremidades superiores:
 - ✓ Guantes aislantes: Para labores de conexionado eléctrico.
 - ✓ Guantes de cuero: Se hará uso de ellos cuando se realicen trabajos donde exista riesgo de cortes y quemaduras.
- Para proteger de caídas en altura:
 - ✓ Cinturón de seguridad: Se utilizará cuando se hagan operaciones con riesgo de caída en altura.

Medidas de prevención y protección colectivas

- Señalización:

Durante la ejecución de la instalación se colocará en obra las siguientes señales:

- ✓ Uso obligatorio de casco, cinturón de seguridad, gafas, mascarilla, protectores auditivos, botas y guantes.
 - ✓ Peligro por riesgo eléctrico, caída de objetos, caída a distinto nivel, maquinaria en movimiento y cargas suspendidas.
 - ✓ Prohibido el paso a toda persona ajena a la obra, prohibido encender fuego y prohibido fumar.
 - ✓ Información sobre la localización del botiquín y los extintores de la obra.
- Para trabajos en la cubierta:
 - ✓ Redes horizontales y verticales que recojan a los operarios después de una caída.
 - ✓ Cables de sujeción para los cinturones de seguridad.
 - ✓ Ganchos para reparaciones, conservación y mantenimiento de cubiertas.
 - ✓ Vallas de limitación y protección para acotar el acceso a la obra.

6.6. Normas generales de seguridad y salud

Las normas generales de seguridad y salud que deberán conocer y cumplir todos los profesionales que intervienen en los diferentes trabajos son:

- Para la prevención de accidentes:
 - ✓ Respetarán las consignas de Seguridad e Higiene.
 - ✓ Utilizarán las las medidas de prevención y protección individuales adecuadas para cada trabajo, y cuidarán por su conservación.
 - ✓ Respetarán la señalización colocada en obra.
 - ✓ Seguirán las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y salud.
 - ✓ No utilizarán ningún equipo y/o maquinaria sin saberlo hacer correctamente.
 - ✓ No realizarán trabajos para los que no estén especializados.
 - ✓ Utilizarán las herramientas adecuadas para cada trabajo y cuando terminen las limpiarán y guardarán.
 - ✓ Realizarán los trabajos con adecuada limpieza y orden.
 - ✓ No consumirán bebidas alcohólicas en su trabajo ni antes de incorporarse a él.
 - ✓ Advertirán inmediatamente al coordinador en materia de seguridad y salud de cualquier peligro que observen en la obra.
 - ✓ Cuidarán por la conservación de medidas de prevención y protección colectivas dispuestas en la obra. Si por razones de trabajo tienen que retirar una de ellas, antes de irse del lugar deberán ponerla de nuevo en su sitio.
 - ✓ Deben comprometerse a divulgar entre sus compañeros la importancia y trascendencia del fiel cumplimiento de estas normas generales de seguridad y salud, con el único fin de contribuir a la continua mejora de las condiciones de seguridad.

- Para el manejo de materiales:
 - ✓ Realizarán el levantamiento de cargas a mano, flexionando las piernas sin doblar la columna vertebral.
 - ✓ Transportarán cargas de manera equilibrada llevando pesos similares en las dos manos.
 - ✓ No harán giros bruscos en tareas de carga.
 - ✓ No se situarán en la trayectoria de la carga cuando se descarguen materiales o máquinas por rampas, y éstas se encontrarán libres de obstáculos y en perfectas

condiciones de apoyo.

6.7. Medicina preventiva y primeros auxilios

En la obra existirá un botiquín de primeros auxilios que contendrá todo el material especificado en el Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.

Por otra parte, se informará a todos los empleados del emplazamiento de los diferentes Centros Médicos más cercanos donde deberán trasladarse a los accidentados. Sería conveniente disponer en la obra, en un sitio bien visible, de una lista de teléfonos y direcciones de esos Centros Médicos, para garantizar un rápido transporte de los accidentados.

CONCLUSIONES

En este proyecto elaborado como TFM se ha realizado una revisión de las materias del Máster en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica y utilizando los conocimientos adquiridos con ellas, se ha pretendido dimensionar un SFCR para aprovechar energéticamente la cubierta de una nave industrial, exponiéndolo de la manera más didáctica posible, con la intención de que pueda servir de utilidad a personas que tengan la inquietud de iniciarse y/o ampliar sus conocimientos sobre esta tecnología.

No se han realizado estudios económicos puesto que el objetivo del proyecto es hacer un correcto dimensionado del sistema centrándose en el diseño de la tecnología y en su configuración, para obtener una solución que no comprometa la seguridad ni la vida útil de la instalación. De esta manera se pone en práctica la combinación de los diferentes elementos que forman un SFCR para conseguir una instalación de generación óptima desde los puntos de vista técnico y de seguridad.

Personalmente, la realización del proyecto ha supuesto el afianzamiento de lo estudiado durante el Máster y la visualización de las dificultades que pueden plantearse en el dimensionado de una instalación solar fotovoltaica para un edificio concreto.

ÍNDICE DE FIGURAS, GRÁFICAS Y TABLAS

Figuras

Nº	Título	Página
1	El efecto fotovoltaico	9
2	Partes de un módulo fotovoltaico	11
3	Principales módulos comerciales	11
4	Diagrama de bloques de un SFCR enfocado al autoconsumo	18
5	Célula solar Maxeon ^R de SunPower	21
6	Planta y orientación de la cubierta	39
7	Obtención del F_s en función de la orientación α y de la inclinación β	40
8	Esquema unifilar simplificado del SFCR	43
9	Pantalla de inicio de PVsyst	44
10	Pantalla de entrada de variables en PVsyst	45
11	Generador flotante	62
12	Generador flotante protegido con un controlador permanente de aislamiento	63
13	Mapa de niveles isoráunicos	64
14	Catálogo ABB TM . Serie de los interruptores indicados para cada parte del circuito	66
15	Dimensiones de los módulos	71
16	Esquema eléctrico del inversor	72
17	Dimensiones y peso del inversor	73
18	Intensidad nominal y dimensiones de los fusibles	73
19	Características de las bases portafusibles	73
20	Esquema eléctrico de los descargadores de sobretensiones	74
21	Vista de conjunto de la estructura soporte	76

Gráficas

Nº	Título	Página
1	Comparativa de eficiencia entre distintos módulos que se pueden encontrar en el mercado	19
2	Energía generada por m ² de módulo	20
3	Rendimiento de los módulos durante el primer año	20

4	Años de garantía de potencia de los módulos	20
5	Años de garantía de los módulos	21
6	Irradiación global media diaria mensual sobre el plano del generador	37
7	Curva I-V de los módulos en función de la irradiancia y de la temperatura	71

Tablas

Nº	Título	Página
I	Irradiación global media diaria mensual sobre el plano del generador	36
II	Máxima intensidad admisible de cables de utilización en circuitos de sistemas fotovoltaicos en función de la sección del conductor	58
III	Máxima intensidad admisible de cables tetrapolares enterrados en función de la sección del conductor (Cu) para una temperatura del terreno de 25 °C y una profundidad de los cables de 0,70 m	61
IV	Datos eléctricos de los módulos	70
V	Condiciones de funcionamiento y datos mecánicos de los módulos	70
VI	Pruebas y certificaciones de los módulos	71
VII	Características técnicas del inversor	72
VIII	Datos técnicos de los descargadores de sobretensiones	74
IX	Dimensiones de los descargadores de sobretensiones	74
X	Características de los interruptores magnetotérmicos	75
XI	Características del interruptor seccionador de corte en carga	75
XII	Características del interruptor automático magnetotérmico	75
XIII	Características del interruptor automático diferencial	76
XIV	Características de la estructura soporte	77

BIBLIOGRAFÍA

Documentación consultada

- Juan de la Casa Higuera, Emilio Muñoz Cerón, Eduardo Álvarez Massis y Gustavo Nofuentes Garrido. Introducción a los sistemas fotovoltaicos y conceptos fundamentales. Máster en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica de la UNIA, curso 2015/2016.
- Llanos Mora López, M^a Carmen Alonso García y Lourdes Ramírez Santiagosa. Recurso y generación solar. Máster en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica de la UNIA, curso 2015/2016.
- Nuria Martín Chivelet y Pedro Pérez Higuera. Introducción a los sistemas fotovoltaicos conectados a red. Máster en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica de la UNIA, curso 2015/2016.
- Mariano Sidrach de Carmona y Gustavo Nofuentes Garrido. Dimensionado de sistemas fotovoltaicos conectados a red. Máster en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica de la UNIA, curso 2015/2016.
- Pedro Gómez Vidal y Michel Piliouguine Rocha. Seguridad aspectos legales y monitorización. Máster en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica de la UNIA, curso 2015/2016.
- Julio Terrados Cepeda, Juan de la Casa Higuera y Diego López Talavera. Proyecto técnico. Otros aspectos de la ingeniería de los sistemas fotovoltaicos. Máster en Tecnología de los Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica de la UNIA, curso 2015/2016.
- Normativa de cumplimiento para el diseño del SFCR del punto 1.4.3. de la memoria del presente proyecto.
- Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red de IDAE, julio 2011.
- Observatorio de la Electricidad WWF España, junio de 2016.
- ASHRAE Standard 93-77, New Cork 1977.
- N. Martín y J.M. Ruiz. Calculation of the PV modules angular losses Ander field conditions by menas o fan analytical model. Solar Energy Materials and Solar Cells 70 (2001) 25-38.
- N. Martín Chivelet. Estudio de la influencia de la reflexión, el ángulo de incidencia y la distribución espectral de la radiación solar en los generadores fotovoltaicos. Editorial CIEMAT, 2000.

- N. Martín y J.M. Ruiz. Annual angular reflection losses in PV modules. Progress in Photovoltaics, Research and Applications, 2005; 13:75-84.
- N. Martín y J.M. Ruiz. A new method for the spectral characterisation of FV modules. Progress in Photovoltaics, Research and Applications 7, 299-310 (1999).
- Y. Tang, G. TamizhMani, L. Ji, C. Osterwald. Outdoor energy rating of photovoltaic modules: module temperature prediction and spectral mismatch analysis. Proc. of the 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference. Barcelona, 2005.
- P.C. Pande. Effect of dust on the performance of PV panels. Proc. of the 6th International PV Science and Engineering Conference, 539-542 (1992).
- H. Haerberlin, J.D. Graf. Gradual reduction of PV generator yield due to pollution. Proc. of the 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, 2764-2767 (1998).
- Eduardo Lorenzo. Ingeniería fotovoltaica volumen III. Progensa, 2014.

Páginas web consultadas

- <http://www.idae.es>
- <http://www.sunpowercorp.es>
- <http://www.ingetteam.com>
- <http://www.gave.com>
- <http://www.weidmuller.es>
- <http://www.abb.es>
- <http://www.conergy.com>
- <http://www.google.es/maps>
- <http://www.endesa.com>
- <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>

SOFTWARE UTILIZADO

- Microsoft Word.
- Microsoft Excel.
- Qcad.
- PVsyst 6.4.7 en su versión de prueba.

Villafranca de los Barros, septiembre 2016

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Juan Carlos García Serrano', with a large circular flourish and a long horizontal stroke extending to the right.

Fdo.: Juan Carlos García Serrano