



Universidad de Jaén

Escuela Politécnica Superior de Jaén

Dimensionado y análisis económico de sistema fotovoltaico conectado a la red orientado al autoconsumo en una vivienda unifamiliar

Autor: Jaime Puertas Rodríguez

Grado: Ingeniería Electrónica Industrial

Tutor: D. Gustavo Eduardo Nofuentes Garrido
Departamento: Ingeniería Electrónica y Automática

Fecha: 05/09/2024

Licencia CC



CREA



Universidad de Jaén
Escuela Politécnica Superior de Jaén
Departamento de Tecnología electrónica

Don Gustavo Eduardo Nofuentes Garrido, tutor del Proyecto Fin de Carrera titulado: Dimensionado y análisis económico de sistema fotovoltaico conectado a la red orientado al autoconsumo en una vivienda unifamiliar, que presenta Jaime Puertas Rodríguez, autoriza su presentación para defensa y evaluación en la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

Jaén, septiembre de 2024

El alumno:

El tutor:

Jaime Puertas Rodríguez

Gustavo Eduardo Nofuentes Garrido

RESUMEN

El presente Trabajo Fin de Grado (TFG) tiene como principal objetivo el diseño de la ingeniería básica —y hasta cierto punto de detalle— de un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFCR) orientado al autoconsumo para una vivienda unifamiliar.

Para ello, se han utilizado datos reales de consumo eléctrico horario de la vivienda unifamiliar, recogido durante 2023, y se ha considerado el espacio disponible para la instalación del campo fotovoltaico en la vivienda.

Utilizando la herramienta Excel, se ha realizado un análisis exhaustivo que ha abordado aspectos energéticos, económicos y financieros relativos a posibles configuraciones del SFCR, destinados a la vivienda en cuestión. A través de la elaboración de un estudio económico detallado se ha seleccionado la opción que mejor combina la viabilidad técnica con la rentabilidad económica y viabilidad financiera. Posteriormente, se ha procedido al dimensionado de los distintos elementos que integran la opción seleccionada, de acuerdo con la normativa técnica y administrativa aplicable a este tipo de instalaciones. Por último, se detallan los resultados del análisis económico-financiero de la solución escogida para el diseño del SFCR.

Palabras clave: Fotovoltaico; autoconsumo; rentabilidad económica; viabilidad financiera.

ABSTRACT

The primary objective of this Bachelor's Thesis (BT) is to design the basic engineering—up to a certain level of detail—of a photovoltaic grid-connected system (PVGCS) oriented towards self-consumption in a single-family home. The goal is to ensure that the installation is technically feasible and economically and financially viable as well.

To achieve this, real hourly electricity consumption data from the single-family home, collected during 2023, has been utilized, along with consideration of the available space for the photovoltaic field installation at the residence. Using Excel, an exhaustive analysis was conducted, addressing energy, economic, and financial aspects related to potential configurations of photovoltaic grid-connected systems intended for the specified home. Through the development of a detailed economic study, the option that best combines technical feasibility with economic profitability and financial viability was selected. Subsequently, the various elements comprising the chosen option were sized in accordance with the technical and administrative regulations applicable to this type of installation. Through a comprehensive economic study, the option that best combines technical feasibility with economic profitability and financial viability has been selected. After choosing this option, the various components were dimensioned in accordance with the technical and administrative regulations applicable to this type of installation. Finally, the results of the economic and financial analysis of the chosen solution for the design of the PVGCS are detailed.

Keywords: Photovoltaics; self-consumption; grid-connected; economic profitability; financial feasibility.

Índice general

1. MEMORIA.....	9
1.1. Introducción	10
1.2. Objeto del proyecto	12
1.3. Situación y emplazamiento.....	13
1.4. Disposiciones Legales y legislación aplicable.....	13
1.5. Descripción general.....	16
1.5.1. Generador fotovoltaico	16
1.5.2. Inversor	18
1.5.3. Estructura soporte	19
1.5.4. Protecciones	20
1.5.4.1. Protecciones de corriente continua	21
1.5.4.2. Protecciones de corriente alterna.....	22
1.5.5. Línea distribuidora y canalización	23
1.5.5.1. Cableado de corriente continua.....	23
1.5.5.2. Cableado de corriente alterna	24
1.5.6. Puesta a tierra.....	24
1.5.6.1. Equipo de medida	25
1.6. Determinación de la solución adoptada.....	25
1.7. Garantía de los equipos utilizados.....	27
1.7.1. Inversor	27
1.7.2. Módulos fotovoltaicos.....	27
1.8. Cálculos energéticos y de ahorro de emisiones relacionados con la instalación del sistema fotovoltaico	28
1.9. Orden de prioridad de los documentos.....	31
1.10. Resumen del presupuesto.....	32
1.11. Conclusiones.....	32
1.12. Bibliografía	33
1.12.1. Referencias.....	33
1.12.2. Software.....	34
2. ANEXOS	35
2.1. ANEXO 1: ESTUDIO ENERGÉTICO Y ECONOMICO	36
2.1.1. Datos de consumo de la vivienda.....	36
2.1.2. PVGIS.....	36
2.1.3. Año de consumo típico.....	37
2.1.4. Año de producción típico.....	38

2.1.5.	Balances energéticos	39
2.1.6.	Régimen económico	39
2.1.7.	Balances económicos	40
2.1.8.	Viabilidad económica y financiera	40
2.1.9.	Tamaño, orientación e inclinación adoptados para el generador fotovoltaico del sistema a dimensionar	43
2.1.9.1.	Datos generales, de explotación y de financiación	47
2.1.9.2.	Dimensión financiera de la inversión	48
2.1.9.3.	Plazo de recuperación con descuento.....	48
2.1.9.4.	Dimensión financiera de la financiación	49
2.1.9.5.	Tesorería.....	49
2.1.9.6.	Conclusiones sobre el análisis económico y financiero de la solución adoptada	51
2.2.	ANEXO 2: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS	52
2.2.1.	Consideraciones previas al diseño	52
2.2.2.	Diseño del Generador Fovovoltaico SFCR.....	53
2.2.3.	Distancia mínima entre módulos	56
2.2.4.	Pérdidas por sombras	59
2.2.5.	Estructura soporte	59
2.2.6.	Cableado eléctrico	60
2.2.6.1.	Circuito de corriente continua (CC).	60
2.2.6.2.	Circuito de corriente alterna (AC).	63
2.2.7.	Protecciones	65
2.2.8.	Cálculo de la instalación de puesta a tierra	68
2.2.9.	Equipo de medida	71
2.3.	ANEXO 3: DOCUMENTACIÓN TÉCNICA	73
2.3.1.	Módulo fotovoltaico	73
2.3.2.	Inversor	75
2.3.3.	Smart Meter SUNGROW	77
2.3.4.	Módulo de comunicación WiNet-s	78
2.3.5.	Cable eléctrico continua	79
2.3.6.	Cable eléctrico alterna.....	81
2.3.7.	Estructura soporte	83
2.3.8.	Fusibles.....	91
2.3.9.	Interruptor magnetotérmico	93
2.3.10.	Interruptor diferencial	96

2.3.11. Protector sobretensiones transitorias DC	98
2.3.12. Protector sobretensiones transitorias AC	99
2.4. Anexo 4. PVSyst	100
3. PLANOS	104
4. PLIEGO DE CONDICIONES	105
4.1. Pliego de condiciones técnicas	106
4.1.1. Objeto	106
4.1.2. Generalidades.....	106
4.1.3. Definiciones	107
4.1.4. Diseño.....	109
4.2. Pliego de condiciones de mantenimiento	118
4.2.1. Mantenimiento de las instalaciones.....	118
4.2.2. Garantías	119
4.3. Pliego de condiciones de uso y seguridad.....	122
5. MEDICIONES	123
6. PRESUPUESTO	127
6.1. Cuadro de precios descompuestos	128
6.2. Resumen del presupuesto.....	132
7. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	133
7.1. Introducción	134
7.2. Objeto del estudio de seguridad y salud.....	134
7.3. Justificación estudio básico de seguridad y salud	135
7.4. Situación y descripción de la obra.....	135
7.5. Características de las obras	135
7.6. Formación	137
7.7. Medicina preventiva y primeros auxilios	137
7.8. Medidas de seguridad en las unidades de obra	142

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Previsiones de energía solar fotovoltaica distribuida por los principales países – AIE	11
Figura 2: Esquema instalación fotovoltaica autoconsumo	12
Figura 3. Módulo FV monocristalino JA SOLAR JAM66S30 485W.....	17
Figura 4. Inversor SUNGROW 4kW	19
Figura 5. Estructura de hormigón a 30º Solarbloc	20
Figura 6. Plazo de recuperación con descuento de la solución de SFCR seleccionada.	48
Figura 7. Separación mínima entre módulos	57

Figura 8. Dimensiones del módulo fotovoltaico JA SOLAR 485.....	58
Figura 9. Dimensiones y pesos según inclinación bloques hormigón SOLARBLOC.....	59
Figura 10. Equipos de primeros auxilios.....	138
Figura 11. Cartel prohibido fumar	140
Figura 12. Cartel precaución zonas de peligro	140
Figura 13. Equipo contra incendio portátil de eficacia 27A 183B Extintor 6 kg polvos A,B,C	141
Figura 14. Avisos de precaución y maquinas-herramientas.....	153

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Localización geográfica	13
Tabla 2. Características del sistema fotovoltaico conectado a la red diseñado.....	16
Tabla 3 Características en CEM de los módulos FV empleados	17
Tabla 4. Características principales del inversor fotovoltaico.....	19
Tabla 5. Características de los fusibles de protección	21
Tabla 6. Características del descargador de sobretensiones	21
Tabla 7. Características interruptor automático diferencial bipolar.....	22
Tabla 8. Características del interruptor automático magnetotérmico bipolar	22
Tabla 9. Características protector bipolar frente a sobretensiones	22
Tabla 10. Demanda de energía y energía autoconsumida de la instalación para el año 0....	29
Tabla 11. Energía solar total e índice de autoconsumo correspondiente al primer año de funcionamiento del SFCR.....	29
Tabla 12. Ahorro en emisiones de CO2.....	30
Tabla 13. Beneficios medioambientales equivalentes a la operación del SFCR durante un año promedio	30
Tabla 14. Beneficios medioambientales equivalentes a la operación del SFCR a lo largo de su vida útil	31
Tabla 15. Periodo de tiempo del año meteorológico típico generado mediante PVGIS	36
Tabla 16. Valores horarios de potencia generada por el SFCR durante el primer año de su operación.	37
Tabla 17. Valores horarios de consumo eléctrico a lo largo de un año (considerados constantes a lo largo de la vida útil del SFCR)	38
Tabla 18. Valores horarios de producción eléctrica típica a lo largo de un año, a lo largo de la vida útil del SFCR.....	38
Tabla 19. Balances energéticos horarios a lo largo de 25 años de vida útil para un período de un año natural.	39
Tabla 20. Balances económicos a lo largo de 25 años de vida útil para un período de un año natural.	40
Tabla 21. Índices de rentabilidad de las diferentes opciones del SFCR estudiadas. Se destacan con tipo de fuente en color rojo las opciones no viables financieramente. La fila correspondiente a la opción escogida aparece destacada en verde.....	44
Tabla 22. Valores de factor de autoconsumo y de autosuficiencia de las 18 opciones de SFCR estudiadas.	46
Tabla 23. Datos generales, de explotación y de financiación del SFCR seleccionado.....	47
Tabla 24. Dimensión financiera de la inversión de la solución de SFCR seleccionada.	48
Tabla 25. Dimensión financiera de la financiación de la solución de SFCR seleccionada. ...	49

Tabla 26. Análisis financiero de las tesorerías de la solución de SFCR seleccionada.	49
Tabla 27. Tesorería acumulada de la solución de SFCR seleccionada.	50
Tabla 28. Análisis del coste nivelado de la electricidad del SFCR seleccionada.	50
Tabla 29. Máxima intensidad admisible por el cableado eléctrico DC. Fuente: UNE- EN50618:2015	61
Tabla 30. Máxima intensidad admisible por el cable eléctrico AC UNE HD 60364-5-52:2014	64
Tabla 31. Número de electrodos en función de las características del terreno y la longitud del anillo.....	69
Tabla 32. <i>Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo.....</i>	70
Tabla 33. Valores orientativos de la resistividad en función del terreno.....	70
Tabla 34. <i>Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno</i>	71
Tabla 35. Relación entre secciones de conductores de protección y los de fase según ITC- BT-18	71
Tabla 36. Rendimiento del inversor según cargas resistivas	113

1. MEMORIA

1.1. Introducción

En las últimas décadas, el impulso hacia la transición energética se ha convertido en un objetivo fundamental para muchos países, entre ellos España. Consciente de la necesidad de reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mitigar los impactos ambientales asociados, se ha apostado por el desarrollo de fuentes de energía renovable, destacando entre ellas la energía fotovoltaica. Así, en un informe reciente de IRENA (por las siglas del inglés *International Renewable Energy Agency*), se afirma que la capacidad solar fotovoltaica mundial debe alcanzar la ambiciosa cantidad de 5.400 GW para 2030 a fin de cumplir los compromisos del Acuerdo de París (IRENA, 2023). Para ese mismo año, la UE ha fijado un no menos retador objetivo de 750 GW de potencia acumulada instalada en sus estados miembros, partiendo de los aproximadamente 208 GW instalados actualmente. En línea con dicha meta, en 2023 España elevó a 76 GW su objetivo de potencia acumulada FV para 2030, recogido en su Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC).

La energía fotovoltaica ha experimentado un notable crecimiento en nuestro país en los últimos años, impulsada por avances tecnológicos, incentivos gubernamentales y una creciente conciencia ambiental. La abundancia de recursos solares en la península ibérica la convierte en un lugar idóneo para la producción de energía solar fotovoltaica, y su potencial aún está lejos de ser totalmente aprovechado.

Sin embargo, el sector energético no está libre de obstáculos, y el año 2020 marcó un punto de inflexión con la llegada de la pandemia de COVID-19. La crisis sanitaria tuvo un impacto significativo en todos los sectores económicos, incluido el de las energías renovables. Las medidas de confinamiento, la ralentización de la actividad económica y la incertidumbre generada afectaron tanto a la demanda como a la inversión en energías limpias.

No obstante, la crisis también sirvió como un estímulo para repensar el modelo energético y reafirmar el compromiso con la transición hacia fuentes de energía más sostenibles. La capacidad de adaptación demostrada por el sector renovable durante la pandemia, así como la creciente conciencia sobre la importancia de reducir las

emisiones de gases de efecto invernadero, han reforzado la determinación de seguir avanzando en la expansión de la energía fotovoltaica y otras fuentes renovables.

En 2023, España instaló más de 5.500 MW adicionales de capacidad fotovoltaica, alcanzando un total de 25.549 MW de potencia instalada acumulada según Red Eléctrica Española. Este aumento representa un crecimiento del 28% respecto a 2022. En dicho año, se instalaron en España 1.706 MW de autoconsumo fotovoltaico. Según datos de UNEF, este aumento elevó la capacidad acumulada de autoconsumo fotovoltaico a casi 7 GW (específicamente, 6.955 MW). En consecuencia, la potencia fotovoltaica acumulada total aproximada en nuestro país se cifró en 32,54 GW a finales de 2023.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) posiciona a España en el primer puesto mundial por mayor penetración fotovoltaica, con una tasa del 21,1% en 2023 (IEA, 2024), destacando su liderazgo en la integración de energía solar en la red eléctrica nacional.

De acuerdo con el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, si los proyectos acordados se aprueban y se construyen, la capacidad instalada de energía solar en España podría alcanzar 41 GW para finales de 2024.

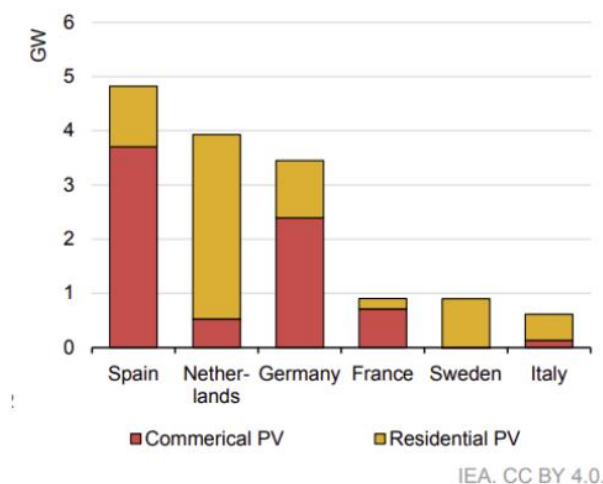


Figura 1. Previsiones de energía solar fotovoltaica distribuida por los principales países – AIE

Estas cifras contundentes demuestran claramente el enorme potencial y el prometedor presente y futuro de este tipo de instalaciones fotovoltaicas.

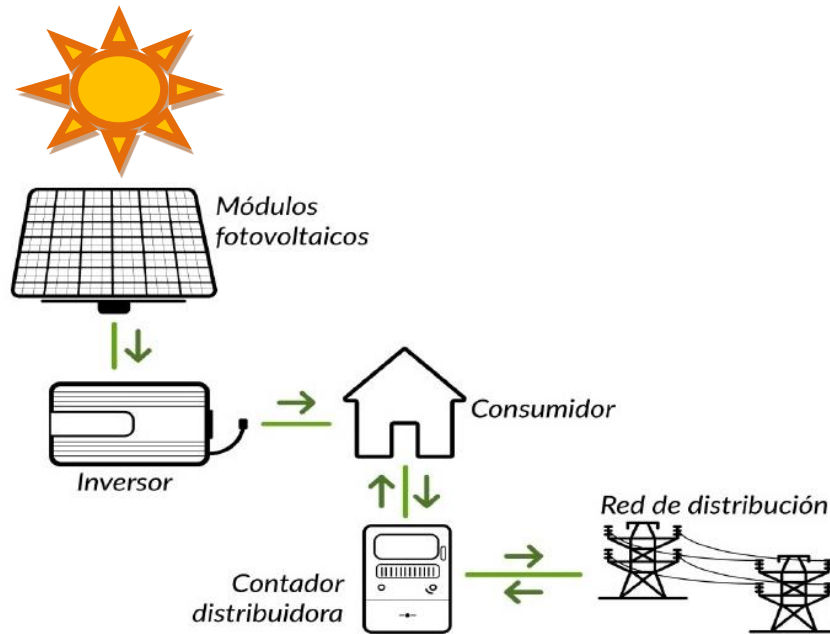


Figura 2: Esquema instalación fotovoltaica autoconsumo

1.2. Objeto del proyecto

Con el presente Trabajo Fin de Grado (TFG) titulado “Dimensionado y análisis económico de sistema fotovoltaico conectado a la red orientado al autoconsumo en una vivienda unifamiliar” se pretende finalizar los estudios académicos de D. Jaime Puertas Rodríguez para la obtención del título de Grado en Ingeniería Electrónica Industrial.

El objeto de este documento es describir el diseño de la ingeniería básica —en algunos aspectos descendiendo al detalle— de una instalación fotovoltaica orientada al autoconsumo, así como detallar todas las condiciones técnicas necesarias para su implementación.

La mencionada instalación ha demostrado ser la opción que mejor aúna la viabilidad técnica junto a la rentabilidad económica y viabilidad financiera, entre varias alternativas evaluadas mediante un análisis clásico de proyectos de inversión.

1.3. Situación y emplazamiento

La instalación solar fotovoltaica de autoconsumo de 3,88 kWp se instalará en el patio de una vivienda, situada en Chilluévar (Jaén).

LOCALIDAD	LATITUD	LONGITUD	ALTITUD (m)
Chilluévar (Jaén)	38,006	-3,032	697

Tabla 1. Localización geográfica del SFCR orientado al autoconsumo

El generador fotovoltaico (GFV) ocupará una superficie de terreno horizontal de aproximadamente 40 m². A fin de instalar el referido GFV, se requerirá la limpieza del terreno, eliminando la capa superior de vegetación y posteriormente compactándolo.

1.4. Disposiciones Legales y legislación aplicable

A continuación, se recoge la legislación aplicable a la instalación del Sistema Fotovoltaico Conectado a Red para autoconsumo.

DISPOSICIÓN	TÍTULO	ÓRGANO EMISOR	PUBLICACIÓN
Real Decreto 244/2019, de 5 de abril	POR EL QUE SE REGULAN LAS CONDICIONES ADMINISTRATIVAS, TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DEL AUTOCONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA. <u>Disposición derogatoria única. Derogación normativa.</u> Se derogan cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en el presente real decreto, y en particular: a) El RD 900/2015. Condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, salvo los apartados 1 al 4 y 7 de la disposición adicional primera y las disposiciones adicionales segunda, quinta y sexta y la disposición transitoria séptima. b) Lo recogido en el apartado 4.3.3 y en el tercer párrafo del capítulo 7 de la ITC-BT-40 RD 842/2002. <u>Disposición final primera. Modificación</u> del RD 1164/2001, que establece tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. <u>Disposición final segunda. Modificación</u> de la ITC-BT-40 sobre instalaciones generadoras de baja tensión del REBT RD 842/2002. <u>Disposición final tercera. Modificación</u> del Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, RD 1110/2007. <u>Disposición final cuarta. Modificación</u> del RD 1699/2011, que regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. <u>Disposición final séptima. Entrada en vigor.</u> El presente real decreto entra en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado»	Ministerio para la transición ecológica	BOE. núm. 83, de 06-04-2019
R.D. 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. <u>Derogación normativa.</u> Arts. 4.3 y 18.3 y MODIFICA los arts. 8, 11, 13 y anexo I.1 del R. Decreto 1699/2011. Disposición adicional 1 y MODIFICA los arts. 3, 6, 12 y 13 del Reglamento aprobado por R. Decreto 1110/2007. Art. 6.6 del Real Decreto 1164/2001. Disposición adicional 12, y MODIFICA la Disposición adicional 13.1 del R.D. 1955/2000 <u>Modificación.</u> Art. 25 del Real Decreto 1919/1997.	Ministerio de Industria, Energía y Turismo	BOE. núm. 243, de 10-10-2015
Orden de 26-03-2007	POR LA QUE SE APRUEBAN LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS ANDALUZAS. Deroga la Orden de 23 de mayo de 1988, por la que se aprueban las Especificaciones Técnicas de diseño y montaje de instalaciones de energía solar fotovoltaica. Corrección de errores. Se añaden las INSTRUCCIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS: (ITC) FV 07 a FV 11 y los Anexos I y II.	Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa.	BOJA. núm. 080 de 24-04-2007 BOJA.núm.098 de 18-05-2007

Resolución de 26 de marzo de 2018	De la Dirección General de Industria, Energía y Minas. SE MODIFICA LA ITC-FV-04 de la Orden de 26 de marzo de 2007.	Consejería de Empleo, Empresa y Comercio.	BOJA. núm. 66 de 06-04-2018
R.D. 842/2002, de 2 de agosto	REGLAMENTO ELECTROTÉCNICO PARA BAJA TENSIÓN Y SUS INSTRUCCIONES TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS (ITC) BT 01 A BT 51	Mº. de Ciencia y Tecnología	BOE. núm.224 de 18-09-2002
R. D. 314/2006, de 17 de marzo	CTE, EN PARTICULAR LAS EXIGENCIAS BÁSICAS DESARROLLADAS EN SU DOCUMENTO BÁSICO AHORRO DE ENERGÍA (DB-HE)	Ministerio de Vivienda	BOE. núm.74 de 28-03-2006
R.D. 1371/2007	APRUEBA EL "DB-HR" DEL CTE Y SE MODIFICA EL R.D. 314/2006.		BOE. núm.254 de 23-10-2007
R.D.314/2006.	CORRECCIÓN DE ERRORES Y ERRATAS DEL R.D. 314/2006.		BOE. núm.22 de 25-01-2008
Orden VIV/984/2009, de 15 de abril	SE MODIFICAN DOCUMENTOS BÁSICOS DEL CTE APROBADOS POR R.D. 314/2006 Y EL R.D. 1371/2007.		BOE. núm 99 de 23-04-2009
Orden FOM/1635/2013 de 10 de septiembre	SE ACTUALIZA EL DOCUMENTO BÁSICO DB-HE "AHORRO DE ENERGÍA", DEL CTE, APROBADO POR RD 314/2006, DE 17 DE MARZO	Ministerio de Fomento	BOE. núm 219 de 12-09-2013
	Corrección de errores de la Orden FOM/1635/2013		BOE. núm 268 de 08-11-2013
Orden FOM/588/2017, de 15 de junio	Se modifican el Documento Básico DB-HE "Ahorro de energía" y el Documento Básico DB-HS "Salubridad" DEL CTE, RD 314/2006.	Ministerio de Fomento	BOE. núm.149 de 23-06-2017
RD. 413/2014, de 6 de junio	REGULA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS. <u>Disposición derogatoria única. Derogación normativa.</u> Quedan derogadas todas las normas de igual o inferior rango en cuanto contradigan o se opongan a lo dispuesto en el presente real decreto, y en particular: a) El Real Decreto 1565/2010, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. b) El Real Decreto 1614/2010, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoelectrica y eólica. <u>Disposición final segunda a quinta, Modificación del:</u> - <i>Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico aprobado mediante el RD 1110/2007.</i> - <i>Real Decreto 1003/2010, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial.</i> - <i>Real Decreto 1544/2011, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica</i> - <i>Real Decreto 1699/2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.</i>	Ministerio de Industria, Energía y Turismo	BOE. núm.140 de 10-06-2014
Orden IET/1168/2014	POR LA QUE SE DETERMINA LA FECHA DE INSCRIPCIÓN AUTOMÁTICA DE DETERMINADAS INSTALACIONES EN EL REGISTRO DE RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO PREVISTO EN EL TÍTULO V DEL RD 413/2014.		BOE. núm.164 de 07-07-2014
Resolución de 15 de julio de 2015	POR LA QUE SE INSCRIBEN EN EL REGISTRO DE RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO EN ESTADO DE PREASIGNACIÓN LAS INSTALACIONES INCLUIDAS EN EL CUPO PREVISTO EN LA DISPOSICIÓN ADICIONAL CUARTA DEL RD 413/2014, Y SE DECLARAN NO INSCRITAS O INADMITIDAS EL RESTO DE LAS INSTALACIONES QUE SOLICITARON SU INCLUSIÓN EN DICHO CUPO.		BOE. núm.172 de 20-07-2015
Resolución de 9 de febrero de 2016	POR LA QUE SE MODIFICA LA DE 18 DE DICIEMBRE DE 2015, POR LA QUE ESTABLECEN LOS CRITERIOS PARA PARTICIPAR EN LOS SERVICIOS DE AJUSTE DEL SISTEMA Y SE APRUEBAN DETERMINADOS PROCEDIMIENTOS DE PRUEBAS Y PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN PARA SU ADAPTACIÓN AL REAL DECRETO 413/2014.		BOE. núm.36 de 11-02-2016
Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio	POR EL QUE SE ADOPTAN MEDIDAS URGENTES PARA GARANTIZAR LA ESTABILIDAD FINANCIERA DEL SISTEMA ELÉCTRICO. <u>Disposición derogatoria única. Derogación normativa.</u> 1. Quedan derogados expresamente: a) El Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. b) El Real Decreto 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 Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo para dicha tecnología. c) El artículo 4, la disposición adicional primera y el apartado 2 de la disposición transitoria quinta del Real Decreto-ley 6/2009, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.	Jefatura del Estado	BOE. núm. 167, de 13-07-2013
Circular 6/2012, de 27 de septiembre	REGULA LA GESTIÓN DEL SISTEMA DE GARANTÍA DE ORIGEN DE LA ELECTRICIDAD PROCEDENTE DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES Y DE COGENERACIÓN DE ALTA EFICIENCIA	Ministerio de Industria, Energía y Turismo	BOE. de 31-10-2012
R.D. 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. <u>Derogación normativa:</u> Deroga el Real Decreto 1663/2000, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.	Ministerio Industria, Turismo y Comercio	BOE. núm.295 de 08-12-2011

	Corrección de errores del Real Decreto 1699/2011	Ministerio Industria, Energía y Turismo	BOE. núm. 36 de 11-02-2012
ORDEN ITC/1522/2007	REGULACIÓN DE LA GARANTÍA DEL ORIGEN DE LA ELECTRICIDAD PROCEDENTE DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES Y DE COGENERACIÓN DE ALTA EFICIENCIA	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio	BOE. núm.131 de 01-06-2007
ORDEN ITC/2914/2011	POR LA QUE SE MODIFICA LA ORDEN ITC/1522/2007		BOE. núm.262 de 31-10-2011
Orden IET/931/2015	POR LA QUE SE MODIFICA LA ORDEN ITC/1522/2007		BOE. núm.122 de 22-05-2015
Decreto-ley 2/2018, de 26 de junio	DE SIMPLIFICACIÓN DE NORMAS EN MATERIA DE ENERGÍA Y FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ANDALUCÍA. Artículo 1. Derogación de disposiciones. a) Los artículos 26 y 27 de la Ley 2/2007, de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía. b) El Decreto 169/2011, por el que se aprueba el Reglamento de Fomento de las Energías Renovables, el Ahorro y la Eficiencia Energética, excepto el artículo 30, relativo al Registro de Certificados, que mantendrá su vigencia. c) El Decreto 50/2008, por el que se regulan los procedimientos administrativos referidos a las instalaciones de energía solar fotovoltaica emplazadas en la Comunidad Autónoma de Andalucía, excepto el artículo 5 y la disposición adicional segunda, relativos a atribución de competencias, que mantendrán su vigencia. Artículo 2. Modificación de la Ley 2/2007, de fomento de las energías renovables y del ahorro y eficiencia energética de Andalucía.	Consejería de Empleo, Empresa y Comercio	BOJA núm.127 de 03-07-2018
Decreto 169/2011, de 31 de mayo	APRUEBA EL REGLAMENTO DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES, EL AHORRO Y LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ANDALUCÍA	Consejería de Economía, Innovación y Ciencia	BOJA. núm.112 de 9-06-2011
Decreto 2/2013	Se modifica el Decreto 169/2011		BOJA. núm. 12 de 17-01-2013
Decreto 50/2008, de 19 de febrero	POR EL QUE SE REGULAN LOS PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS REFERIDOS A LAS INSTALACIONES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EMPLAZADAS EN LA COMUNIDAD AUTÓNOMA DE ANDALUCÍA	Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa	BOJA. núm.44 de 04-03-2008
Decreto 9/2011, de 18 de enero	MODIFICA DIVERSAS NORMAS REGULADORAS DE PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS DE INDUSTRIA Y ENERGÍA, EN PARTICULAR DEL DECRETO 50/2008.	Consejería Economía, Innovación y Ciencia	BOJA. núm.22 de 02-02-2011
Ley 2/2007, de 27 de marzo	FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y DEL AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA DE ANDALUCÍA	Presidencia de la Junta de Andalucía	BOJA. núm. 70. 10-04-2007
Ley 3/2014, de 1 de octubre	MEDIDAS NORMATIVAS PARA REDUCIR LAS TRABAS ADMINISTRATIVAS PARA LAS EMPRESAS. Entre otras: Modificación de la Ley 2/2007 de 27 de marzo.	Presidencia	BOJA. núm.198 de 9-10-2014
Orden de 08-06-2005	REGULA LA COORDINACIÓN ENTRE EL PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO A SEGUIR PARA LA TRAMITACIÓN DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RÉGIMEN ESPECIAL GESTIONABLES Y LOS PROCEDIMIENTOS DE ACCESO Y CONEXIÓN A LAS REDES ELÉCTRICAS.	Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa.	BOJA. núm.151 de 04-08-2005
Resolución 30-10-07	ADAPTA DETERMINADOS ASPECTOS DE LA ORDEN DE 08-07-2005, SOBRE PLANTAS GENERADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA GESTIONABLES	Dirección General Industria, Energía y Minas	BOJA. núm. 22 de 31-01-2008
Resolución 23-2-2005	POR LA QUE SE ESTABLECEN NORMAS COMPLEMENTARIAS PARA LA CONEXIÓN DE DETERMINADAS INSTALACIONES GENERADORAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RÉGIMEN ESPECIAL Y AGRUPACIONES DE LAS MISMAS A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN.	Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa.	BOJA. núm. 57 de 22-03-2005
Instrucción 21-01-04	PROCEDIMIENTO DE PUESTA EN SERVICIO DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED.	Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico	BOJA. núm. 26 de 09-02-2004
Instrucción de 12-05-2006	COMPLEMENTARIA A LA INSTRUCCIÓN DE 21 ENERO DE 2004.	Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa.	BOJA. núm. 116 de 19-06-2006
Resolución de 31 de mayo de 2001	MODELO DE CONTRATO TIPO Y DE FACTURA PARA INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED DE BAJA TENSIÓN. INCLUYE ESQUEMA UNIFILAR CORRESPONDIENTE A LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN Y ENLACE.	Dirección General Política Energética y Minas.	BOE. núm. 148 de 21-06-2001
REVISIÓN R01	NOTA DE INTERPRETACIÓN TÉCNICA DE LA EQUIVALENCIA DE LA SEPARACIÓN GALVÁNICA DE LAS CONEXIONES DE INSTALACIONES GENERADORAS DE BAJA TENSION.	MINISTERIO DE INDUSTRIA TURISMO Y COMERCIO	

1.5. Descripción general

A continuación, se describen los elementos que se van a utilizar en la instalación fotovoltaica tanto el inversor como los módulos fotovoltaicos, así como la estructura y cada una de las protecciones previstas.

Resumen de materiales empleados y del diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red	
Módulo FV	JA SOLAR JAM66S30 485 MR
Número de módulos FV en serie	8
Número de <i>strings</i> de módulos FV	1
Número total de módulos FV	8
Potencia total en CEM	3880 Wp
Superficie total ocupada por los módulos FV	40 m ²
Acimut	0°
Inclinación	30°
Inversor	SUNGROW SH 4.0 RS
Potencia nominal del inversor	4 kW
Tipo de conexión del inversor	Monofásica

Tabla 2. Características del sistema fotovoltaico conectado a la red diseñado

1.5.1. Generador fotovoltaico

El GFV se compone de módulos FV de células de silicio monocristalino PERC JA SOLAR JAM66S30, de 485 vatios pico cada uno, ofreciendo una eficiencia del 20,4% en CEM. Dichos módulos son robustos y libres de corrosión, capaces de soportar las condiciones meteorológicas más adversas, con un grado de protección IP68.

Se ha optado por esta opción ya que JA SOLAR es reconocida como una empresa Tier 1 en la industria de paneles solares debido a su experiencia demostrada contando con una larga trayectoria en la fabricación de módulos solares y operando a nivel global durante muchos años. La compañía posee una capacidad de producción

significativa y una infraestructura global que apoya sus operaciones sumado a que ha suministrado módulos para una gran variedad de proyectos solares de gran escala y ha establecido una reputación de fiabilidad y rendimiento en la industria.

Además, la marca ofrece garantías extendidas para sus módulos, incluyendo una garantía de producto, una garantía de rendimiento y una garantía de sustitución, más detalladas en el apartado 1.7. Esto proporciona seguridad en cuanto a la durabilidad y la eficiencia a largo plazo.

Las características del módulo fotovoltaico (FV) se detallan en el Anexo III, y un resumen de sus parámetros eléctricos más relevantes se encuentra en la Tabla 3. La configuración adoptada para su instalación en el patio de la vivienda unifamiliar, evitando el autosombreado, consiste en 8 módulos FV con una capacidad total de 3,88 kWp, una inclinación de (β) de 30° y un azimut (α) de 0°.



Figura 3. Módulo FV monocrystalino JA SOLAR JAM66S30 485W

Módulo Fotovoltaico JASOLAR 485 Wp	
Tipo de célula	Monocrystalina PERC
Potencia Máxima	485 W
Tensión Circuito Abierto (Voc)	45,20 V
Corriente de Cortocircuito (Isc)	13,72 A
Tensión Máxima de trabajo (Vmp)	37,81 V
Corriente Máxima de trabajo (Imp)	12,83 A
Eficiencia del módulo	20,4 %

Tabla 3 Características en CEM de los módulos FV empleados

En cuanto a la distribución de los módulos fotovoltaicos será homogénea asegurando en todo momento que la tensión de trabajo esté dentro del rango de tensiones y corriente admisibles por el inversor (trabajando con las tensiones más altas posibles).

La configuración de conexión entre los módulos y el inversor se ha determinado considerando tanto las características eléctricas de los módulos fotovoltaicos como de los inversores. Los parámetros más destacables que se han tenido en cuenta para el diseño son los siguientes:

- Margen de tensiones de MPP del inversor.
- Tensiones máximas y mínima del módulo en función de la temperatura.
- Tensión máxima soportada por el módulo.
- Tensión máxima soportada por los inversores.
- Intensidad de cortocircuito del módulo.
- Máxima intensidad soportada por el inversor.
- Potencia pico del módulo.
- Potencia pico del campo FV.
- Potencia nominal del inversor.

1.5.2. Inversor

Para el diseño de la instalación se instalará un inversor monofásico SH SUNGROW de 4 kW con una eficiencia máxima del 97,6% y eficiencia europea del 97,2%. Al ser híbrido se tiene la posibilidad en un futuro de instalar baterías para almacenamiento de la energía. Además, cuenta con una pantalla LED que proporciona información sobre el estado y el funcionamiento del dispositivo.



Figura 4. Inversor SUNGROW 4kW

Las principales características del inversor se encuentran en la TABLA 4.

Inversor SUNGROW SH 4.0 RS	
Tipo	Híbrido (fotovoltaico y baterías)
Potencia nominal AC	4 kW
Tensión de salida	230 V / 400 V
Rango de voltaje MPPT	40-560 V
Corriente máxima de entrada (DC)	20 A
Número de MPPT	2
Eficiencia máxima	97.2%
Peso	19.3 kg
Grado de protección	IP65
Temperatura de funcionamiento	-25°C a +60°C
Interfaces de comunicación	Wi-Fi, RS485, Ethernet, Modbus
Funciones de protección	Protección contra sobretensiones, monitoreo de aislamiento, protección contra sobrecalentamiento, protección contra cortocircuito, protección contra sobrecarga
Garantía	10 años

Tabla 4. Características principales del inversor fotovoltaico

1.5.3. Estructura soporte

Los módulos fotovoltaicos se instalan sobre estructuras de soporte con la inclinación previamente mencionada de 30°. Estas estructuras proporcionarán una fijación segura para los módulos, asegurando su resistencia frente a las cargas de viento y otros factores externos.

La estructura soporte empleada será soporte de hormigón del modelo SOLARBLOC 30° del fabricante PRETENSADOS DURÁN S.L. Ha sido diseñado para facilitar los trabajos de instalación y acortar los tiempos de ejecución. Todo esto permite fijar los módulos FV directamente sin necesidad de realizar cimentación o hincado alguno.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir esfuerzos que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Este tipo de soporte es ideal para superficies planas, como el patio de la vivienda unifamiliar donde se encuentra el sistema fotovoltaico. Los soportes proporcionan a los módulos fotovoltaicos, dispuestos horizontalmente sobre ellos, una inclinación de 30°, logrando así la inclinación óptima para la instalación. El anclaje que fijará el marco del módulo fotovoltaico al plano superior inclinado del soporte se realizará mediante un carril y tornillería de acero inoxidable.



Figura 5. Estructura de hormigón a 30° Solarbloc

1.5.4. Protecciones

La instalación fotovoltaica cumplirá lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y contará con las protecciones adecuadas.

Las características de las protecciones del sistema, tanto para la parte de corriente continua como para la de corriente alterna, se especifican en el Anexo 2.

1.5.4.1. Protecciones de corriente continua

La parte de corriente continua de la instalación solar fotovoltaica contará con los elementos adecuados en cada una de las cadenas (*strings*). Las protecciones con las que contará la parte de corriente continua son las siguientes:

- Fusibles de protección con intensidad de cortocircuito superior a la de los módulos fotovoltaicos en CEM. Estos se instalarán en bases portafusibles, colocándose un fusible por polo y *string*.

Fusibles de protección	
Número de polos	1
Ancho	38 mm
Curva de disparo	gPV
Intensidad	20 A
Poder de corte	30 kA
Tensión asignada	100 V

Tabla 5. Características de los fusibles de protección

- Descargador de sobretensiones transitorias 1000VDC FV2 40kA.

Descargador de sobretensiones	
Número de polos	3
Neutro	SI
Tensión asignada	1000 V
Cantidad	1

Tabla 6. Características del descargador de sobretensiones

Se instalará una caja de protección que albergará las protecciones, que estarán formadas por fusibles de 10x38.

1.5.4.2. Protecciones de corriente alterna

Las protecciones con las que contará la instalación fotovoltaica serán las siguientes:

- Interruptor automático diferencial bipolar, con el fin de proteger a las personas en el caso de fallo de aislamiento en la parte AC.

Interruptor automático diferencial	
Número de polos	2
Ancho por polo	18 mm
Clase	A o superior
Intensidad	32 A
Sensibilidad	30 mA
Tensión	230 V
Cantidad	1

Tabla 7. Características interruptor automático diferencial bipolar

- Interruptor automático magnetotérmico bipolar, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.

Interruptor automático magnetotérmico	
Número de polos	2
Ancho por polo	18 mm
Clase	C
Intensidad	25 A
Poder de corte	6 kA
Cantidad	1

Tabla 8. Características del interruptor automático magnetotérmico bipolar

- Protector de sobretensiones bipolar para la parte DC.

Descargador de sobretensiones	
Clase	Tipo II
I_n	20kA
I_{max}	40kA
Cantidad	1

Tabla 9. Características protector bipolar frente a sobretensiones

Además, contará con protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente) integradas en el inversor junto a un contacto de rearme automático. Sus funciones son las siguientes:

- Protección de tensión: la tensión se controla realizando una medición de la misma de manera continuada para que esta se encuentre siempre entre los valores límite fijados por el inversor.
- Protección de frecuencia: la frecuencia se controla mediante la valoración de la duración de los periodos. Para evitar la influencia de tensiones, perturbaciones y saltos de fase que pudieran ocasionar el disparo indebido del equipo, se trabaja con una repetición de medida ajustada fina. La vigilancia de la frecuencia es monofásica.
- Vigilancia de red: en caso de desconexión de red y en desconexiones de red de corta duración, los generadores que trabajan en paralelo a la red están dispuestos a riesgos especiales. La vigilancia del gradiente de frecuencia protege eficazmente al generador mediante desconexión rápida en caso de fallos de la red en los casos de vigilancia de mínima tensión, vigilancia de sobretensión, vigilancia de mínima frecuencia y vigilancia de sobrefrecuencia.

1.5.5. Línea distribuidora y canalización

Las líneas de distribución de la instalación se dividen en dos partes: parte de corriente continua y parte de corriente alterna.

Todos los conductores serán de cobre y tendrán una sección adecuada para prevenir caídas de tensión y calentamientos, garantizando que la caída de tensión sea inferior al 1,5% tanto en la parte de DC como la AC. Además, el cableado de la parte de corriente continua será de doble aislamiento y estará diseñado para soportar condiciones de intemperie, ya sea al aire libre o enterrado, conforme a la norma UNE 21123.

1.5.5.1. Cableado de corriente continua

La instalación de la parte de corriente continua engloba desde el sistema generador, hasta las entradas del inversor. Se conectará con cable RV-K 0,6/1KV con sección de conductor (Cu) de 4 mm² hasta la caja de protecciones de corriente continua.

El cableado contará con las protecciones adecuadas, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, que se compondrán de fusibles de curva gPV para ambos polos que se alojarán en una caja de protecciones.

1.5.5.2. Cableado de corriente alterna

La instalación de la parte de corriente alterna engloba desde el inversor hasta el punto frontera donde se conecta la instalación fotovoltaica con la red de distribución interior. A continuación, se desglosan las instalaciones correspondientes a esta parte.

El cableado de esta parte de la instalación corresponde con una línea monofásica de cobre RZ1 0,6/1 KV de 4 mm².

En esta parte se instalará un Interruptor Magnetotérmico para cortar el suministro en caso de que se alcance una corriente máxima. También se instalará un Interruptor Diferencial de 30 mA para proteger a las personas de los contactos directos e indirectos provocados por el contacto con partes activas de la instalación.

- Cableado: Conductor de cobre RZ1-Cu 0,6/1KV 4 mm²
- Protección de entrada a inversores: I.A. Magnetotérmico
- Interruptor Diferencial de 30 mA

1.5.6. Puesta a tierra

El reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como la norma UNE 20460, determinan para el caso de corriente alterna los parámetros de protección tanto para contactos indirectos (curvas de tensión de contacto-tiempo, valor permanente de 50 V para locales secos, 24 V para locales húmedos), como para contactos directos (protección complementaria con dispositivos de corte diferencial de sensibilidad menor o igual de 30 mA).

La puesta a tierra se realizará de acuerdo con la norma ITC-BT-26, de manera que solo se conectarán a tierra las partes no activas eléctricamente de la instalación, como el marco y la estructura metálica de los módulos fotovoltaicos (FV), así como el armario que albergará el inversor. Esto se hará como una medida de protección contra contactos indirectos.

Por lo tanto, se realizará una instalación de puesta a tierra con configuración flotante (esquema IT) y sin pararrayos constituida por conductor de cobre desnudo de 35 mm² de sección para la línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra y con un anillo de conductor de tierra enterrado con una resistencia total de puesta a tierra inferior a 37 Ω , cumpliendo con lo dispuesto en la norma ITC-BT-26, sin necesidad de colocar pica alguna.

1.5.6.1. Equipo de medida

Por ser de una potencia contratada menor a 15 kW, según el RD 1110/2007 el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, a la instalación FV le corresponderá un punto de medida tipo 5.

Además, cualquier instalación que se acoja a la modalidad de autoconsumo debe contar con un equipo de medida bidireccional en el punto de frontera. De este modo, el contador actual debe sustituirse por un contador bidireccional tipo 5, que será proporcionado por la compañía distribuidora al cliente en régimen de alquiler.

Para el control y medida se utilizará el Power Meter Sungrow S100 Monofásico encargado de medir de energía consumida y generada además del monitoreo en tiempo real y el módulo de comunicación WiNet-S que permite la comunicación inalámbrica entre el inversor Sungrow y el sistema de monitoreo remoto. Ambos vienen incluidos con el inversor.

1.6. Determinación de la solución adoptada

Se han considerado los 8,760 valores horarios de consumo eléctrico a lo largo del año, basados en los datos reales obtenidos para la vivienda, los cuales están disponibles en los archivos Excel adjuntos.

En el diseño se ha asumido que estos valores se mantendrán constantes durante los 25 años de vida útil del proyecto, resultando en un consumo anual total de 5,286.43 kWh.

Se ha considerado el año meteorológico típico (TMY, por las siglas en inglés de *typical meteorologic year*) para la ubicación de la instalación utilizando los datos

obtenidos de la herramienta PVGIS. Además, se han estimado los años típicos de producción eléctrica (TYY₀, por las siglas en inglés *de typical yield year*), para 18 opciones de SFCR que serán estudiadas, construido a partir de los meses seleccionados por PVGIS para determinar el TMY. Estos conceptos se pormenorizan en el anexo I.

Para calcular la producción típica de cada año durante los 25 años de vida útil del sistema, se ha asumido una degradación del 2% en la potencia durante el primer año debido a la degradación inducida por luz (LID, por las siglas en inglés *de light induced degradation*), un fenómeno que reduce la potencia de los módulos fotovoltaicos durante las primeras horas de exposición a la luz solar y afecta principalmente en los primeros meses. Para los años siguientes, se ha considerado una degradación anual de la potencia de los módulos fotovoltaicos del 0,55% por año.

Al realizar las operaciones necesarias entre los valores horarios de consumo eléctrico promedio especificados en el Anexo I, que constituyen el año típico de consumo (TCY, por las siglas en inglés *de "Typical Consumption Year"*), y los valores horarios de los diferentes años típicos de producción (TYY_i, donde $i = 0 \dots 24$), se obtendrán los valores horarios de electricidad fotovoltaica autoconsumida, excedente para inyección a la red y electricidad importada de la red eléctrica, a lo largo de los 25 años asumidos como vida útil del sistema.

La instalación fotovoltaica de la vivienda está diseñada para autoconsumo con excedentes y se acoge a la compensación simplificada bajo la tarifa de autoconsumo FV con compensación de excedentes "Solar Simply" de Endesa. Esta tarifa cobra al usuario 0,14536 € por kWh consumido y retribuye 0,0600 €/kWh por el excedente (ambos valores incluyen impuestos). Se ha supuesto que ambos precios aumentarán anualmente conforme a la inflación.

A partir de estos supuestos y considerando los escenarios económicos detallados en el Anexo I, se ha evaluado la viabilidad económico-financiera de 18 simulaciones correspondientes a diversas opciones de sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCR). Para cada una de estas simulaciones se han considerado diferentes tamaños de generadores fotovoltaicos (GFV), así como diversas orientaciones e inclinaciones para los mismos. Como resultado, se ha realizado un

estudio comparativo de los índices resultantes de la valoración mediante métodos de análisis clásico de proyectos de inversión, tales como el valor actual neto (*VAN*, en €), la tasa interna de retorno (*TIR*, en %), el plazo de recuperación con descuento (*DPBT*, por las siglas en inglés de *Discount Payback Time*, en años), el índice de rentabilidad (*PI*, por las siglas en inglés de *Profitability Index*) y el coste normalizado de la electricidad (*LCOE*, por las siglas en inglés de *Levelized Cost of Electricity*, en €/kWh).

Asimismo, se ha tenido en cuenta un factor clave de diseño que convierte a la vivienda en un edificio de consumo energético casi nulo (NZEB, por las siglas en inglés de *Nearly Zero Energy Building*). Según estos criterios, se seleccionó el diseño del SFCR con un GFV de 3,88 kW en condiciones estándar de medida (CEM), orientado hacia el sur e inclinado a 30°. La producción eléctrica anual correspondiente al año 0 para este SFCR es de 5.910 kWh.

1.7. Garantía de los equipos utilizados

La garantía de los equipos instalados está fijada por el fabricante de cada uno de ellos. A continuación, se muestra la garantía de los equipos utilizados para la instalación fotovoltaica.

1.7.1. Inversor

El fabricante ofrece 10 años de garantía ante cualquier fallo en la fabricación del mismo, siempre y cuando se instale atendiendo a las indicaciones del fabricante.

1.7.2. Módulos fotovoltaicos

La marca JA SOLAR ofrece las siguientes garantías para los módulos fotovoltaicos JAM66S30 485 MR:

Garantía de Producto

- Duración: 12 años.
- Cobertura: La garantía del producto cubre defectos de fabricación y materiales. Si un módulo presenta defectos dentro de este período,

el fabricante proporcionará reparaciones, reemplazos o reembolsos según sea necesario.

Garantía de Rendimiento Lineal

- Primeros 12 años: Garantiza que los módulos mantendrán al menos el 90% de su potencia nominal inicial.
- Primeros 25 años: Garantiza que los módulos mantendrán al menos el 80% de su potencia nominal inicial.

Garantía de Sustitución

- Duración: 12 años.
- Si un módulo falla y no puede ser reparado, se ofrecerá un reemplazo del mismo tipo o equivalente en términos de características y rendimiento.

1.8. Cálculos energéticos y de ahorro de emisiones relacionados con la instalación del sistema fotovoltaico

Con respecto a los datos energéticos, en la tabla 9 se recoge la demanda de energía eléctrica del edificio y la energía autoconsumida con la instalación de 3,88 kWp. Estos datos han sido obtenidos a partir del consumo de electricidad del edificio y de la energía generada para el primer año operación de la instalación.

		Instalación Solar FV				
	Demanda Red INICIAL (kWh)	Autoconsumo (kWh)	Excedentes FV (kWh)	Generación FV TOTAL (kWh)	Demanda Red FINAL (kWh)	Índice de autoconsumo
Enero	536,6	176,0	152,0	327,9	360,6	32,79%
Febrero	354,1	170,3	310,4	480,8	183,8	48,10%
Marzo	426,9	201,4	307,7	509,1	225,5	47,18%
Abril	375,7	174,2	335,2	509,4	201,5	46,37%
Mayo	426,9	206,8	375,4	582,2	220,1	48,44%
Junio	422,2	195,2	413,2	608,4	226,9	46,25%
Julio	785,4	357,0	271,6	628,6	428,4	45,46%
Agosto	475,3	235,0	374,9	609,9	240,3	49,44%
Septiembre	480,3	185,0	321,8	506,8	295,3	38,52%
Octubre	345,9	136,5	276,4	412,9	209,4	39,45%
Noviembre	276,9	93,9	238,2	332,1	183,0	33,91%
Diciembre	380,3	115,6	286,4	402,0	264,7	30,41%
Total	5.286	2.247	3.663	5.910	3.039	42,50%

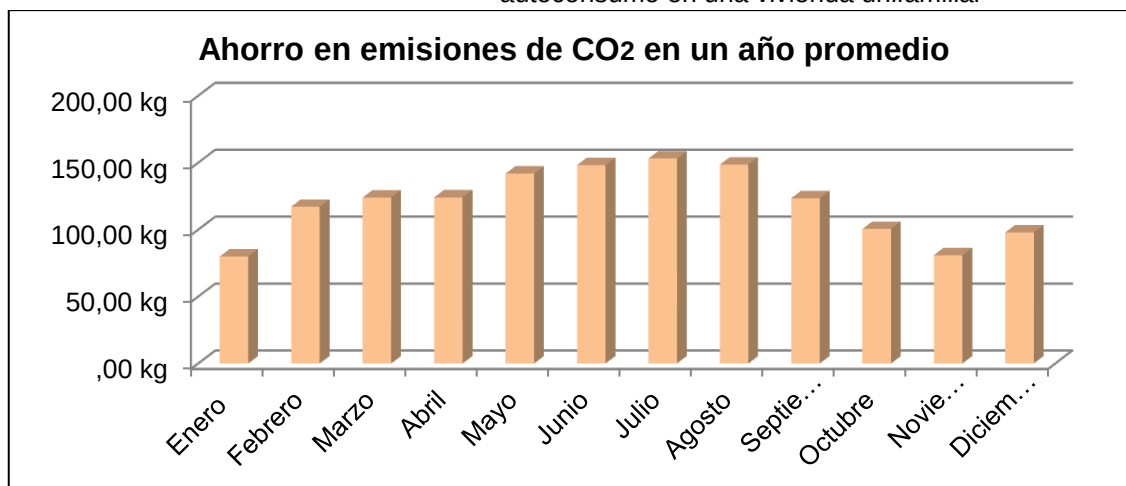
Tabla 10. Demanda de energía y energía autoconsumida de la instalación para el año 0.

En la siguiente tabla se recoge el consumo de energía eléctrica actual del edificio, y la energía que aportará la instalación solar fotovoltaica propuesta.

Índice de autoconsumo		42,50%
Energía solar total	AUTOCONSUMIDA	38,02%
	EXCEDENTES	61,98%
		100%

Tabla 11. Energía solar total e índice de autoconsumo correspondiente al primer año de funcionamiento del SFCR

Con la instalación fotovoltaica estudiada se puede contribuir a la reducción de las emisiones de CO₂. A continuación, se recoge el ahorro en emisiones que se produce mensualmente en un año promedio (obteniendo la media de los 25 años de producción) teniendo en cuenta la energía solar fotovoltaica producida.

Tabla 12. Ahorro en emisiones de CO₂

Ahorro de emisiones en un año medio	1.439,32 kg
--	--------------------

Seguidamente, se obtiene el ahorro que se consigue en toneladas de CO₂ evitado, considerando que se ahorran 260 g por cada kW/h. Además, se compara también en ahorro de toneladas de carbón, árboles equivalentes plantados y distancia recorrida en coche, tanto para un año promedio como para los 25 años de vida útil de la instalación.

En un año medio		
Toneladas CO ₂ evitado	1,439	
Toneladas de ahorro estándar de carbón	1,827	
Arboles equivalentes plantados	65	
Distancia recorrida en coche (km)	11994	

Tabla 13. Beneficios medioambientales equivalentes a la operación del SFCR durante un año promedio

25 años vida útil instalación		
Toneladas CO ₂ evitado	35,983	
Toneladas de ahorro estándar de carbón	45,671	
Arboles equivalentes plantados	1636	
Distancia recorrida en coche (km)	299859	

Tabla 14. Beneficios medioambientales equivalentes a la operación del SFCR a lo largo de su vida útil

1.9. Orden de prioridad de los documentos

El orden de prioridad de los documentos básicos que integran el presente proyecto será el siguiente:

1. Planos.
2. Pliego de Condiciones Técnicas.
3. Presupuesto.
4. Memoria.

1.10. Resumen del presupuesto

A continuación, se presenta un resumen del Presupuesto Base de Licitación para la instalación FV. Este presupuesto se calcula sumando al Presupuesto de Ejecución Material un 13% por Gastos Generales y un 6% por Beneficio Industrial. Posteriormente, se añade el 21% de IVA a la suma de estos tres conceptos. Así, el resumen del presupuesto es el siguiente:

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
1	Acondicionamiento del terreno.....	193,80	6,61
2	Estructura.....	294,60	10,04
3	Cableado y canalización.....	264,66	9,02
4	Instalación fotovoltaica.....	1.807,29	61,61
5	Verificación y puesta en marcha.....	260,00	8,86
6	Gestión de residuos.....	8,86	0,30
7	Seguridad y salud.....	104,06	3,55
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL		2.933,27	
	13,00% Gastos generales.....	381,33	
	6,00% Beneficio industrial.....	176,00	
SUMA DE G.G. y B.I.		557,33	
	21,00% I.V.A.....	733,03	
TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA		4.223,63	
TOTAL PRESUPUESTO GENERAL		4.223,63	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de CUATRO MIL DOSCIENTOS VEINTITRES EUROS con SESENTA Y TRES CÉNTIMOS

Jaén, a 19 de abril de 2024.

1.11. Conclusiones

En el presente proyecto se ha abordado la resolución de un problema práctico, como es estudiar la viabilidad técnica y económica-financiera de una instalación fotovoltaica de autoconsumo conectada a la red eléctrica. Dicho estudio se ha llevado a cabo mediante un total de 18 simulaciones con Excel, considerando diferentes opciones de SFCR.

Para estas simulaciones, se emplearon datos reales de consumo eléctrico horario recopilados durante el último año en una vivienda. A partir del año meteorológico típico para la ubicación de la instalación, se han elaborado los años típicos de producción correspondientes los 25 años de vida útil de la instalación de 18 opciones de SFCR estudiadas. Los cálculos efectuados y los resultados obtenidos se detallan en el Anexo 2.

Por último, se ha desarrollado un proyecto que muestra la ingeniería básica y, hasta cierto grado de detalle, de una instalación fotovoltaica orientada al autoconsumo con excedentes y acogida a compensación simplificada. Esta instalación convierte a la vivienda en un edificio de consumo energético casi nulo (NZEB) en lo que respecta al consumo de electricidad, la cual ha demostrado ser la opción más favorable desde el punto de vista del análisis económico y financiero mencionado en el párrafo anterior.

1.12. Bibliografía

1.12.1. Referencias

- Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC aprobado por el Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto.
- Apuntes asignaturas “Introducción a los sistemas fotovoltaicos”, “Instalaciones fotovoltaicas” de la Universidad de Jaén curso académico 2023/2024.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE). (2011). Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red.
- PANER, Plan de acción nacional de energías renovables de España 2011-2020.
- Asociación Española de Normalización y Certificación. (2014). UNE 157001: Criterios generales para la elaboración formal de los documentos que constituyen un proyecto técnico. AENOR.
- TFG “Dimensionado de un sistema fotovoltaico conectado a la red orientado al autoconsumo en una vivienda unifamiliar” - Mario Escobar Sánchez. Curso 2022/2023.
- IEA, “IEA PVPS Task 1 Strategic PV Analysis and Outreach”, Report IEA-PVPS T1-42:2024, 2024 [En línea].
- IRENA, “Renewable power generation costs in 2022”, 2023 [En línea].
- Red Eléctrica, “Potencia Instalada - Red Eléctrica”, 05 2023. [En línea]. Disponible: <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>.
- UNEF, “Unión Española Fovoltáica”, 18 2024. [En línea]. Disponible: <https://www.unef.es/es/comunicacion/comunicacion-post/en-2023-se-instalaron-en-espana-1706-mw-de-autoconsumo-fovoltáico>.

Recursos web

- European Commission. (s,f). Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/
- Agencia Andaluza de la Energía. (s.f) - <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/es>
- Boletín Oficial del Estado (s.f) - <https://www.boe.es/>

1.12.2. Software

- Microsoft Office 2013 (Word, Excel).
- Autodesk AutoCAD.
- Presto 8.8.
- PVsyst 7.4.
- SolarEdge Designer.
- Google Earth.

2. ANEXOS

2.1. ANEXO 1: ESTUDIO ENERGÉTICO Y ECONOMICO

2.1.1. Datos de consumo de la vivienda

Se dispone del consumo horario del año 2023 de una vivienda unifamiliar ubicada en Chilluévar (Jaén).

Se han tenido en cuenta los cambios de hora tanto de verano como de invierno.

-Horario de verano: El 26 de marzo a las 2:00 se adelantó una hora.

-Horario de invierno: El 29 de octubre a las 3:00 se atrasó una hora.

Los 8760 valores horarios de consumo eléctrico de la vivienda considerados a lo largo del año pueden consultarse en los ficheros Excel anexos al presente documento. En el diseño se ha considerado que dichos valores se mantienen constantes durante los 25 años de la vida útil del proyecto, totalizando un consumo anual de 5286,43 kWh.

2.1.2. PVGIS

Basándose en los meses seleccionados por PVGIS (período 2006-2020) para elaborar el año meteorológico típico (TMY) del emplazamiento donde se instalará el SFCR, se han generado 8760 valores de potencia a la salida del inversor (en W) para un año natural, lo que permite construir el año típico de producción correspondiente al año 0 (TTY₀), para una potencia del GFV igual a 1 kWp.

Mes	Año
1	2006
2	2012
3	2007
4	2011
5	2020
6	2011
7	2006
8	2012
9	2018
10	2015
11	2016
12	2018

Tabla 15. Meses de años reales del año meteorológico típico generado mediante PVGIS

Periodo (Año natural)	Base de datos PVGIS SARAH-2
Fecha y hora	Potencia salida inversor (w)
01/01 0:00	0:00
01/01 1:00	0:00
01/01 1:00	0:00
.	.
.	.
.	.
12/31 21:00	0,0
12/31 22:00	0,0
12/31 23:00	0,0

Tabla 16. Valores horarios de potencia generada por el SFCR durante el primer año de su operación.

En 2023, España utilizó dos husos horarios diferentes en función de la estación del año: uno para el horario de invierno y otro para el horario de verano. El Tiempo Universal Coordinado (UTC) es el estándar de tiempo global que regula los relojes en todo el mundo. En España, durante el invierno, la hora local es UTC+1, y en verano, es UTC+2. Aunque el UTC en sí no cambia, los horarios locales de algunos países se ajustan para aprovechar mejor la luz solar.

Dado que los datos de potencia proporcionados por PVGIS se consignan de acuerdo al UTC, y los datos de consumo de la vivienda se registran en UTC+1 durante el invierno y en UTC+2 durante el verano, se han ajustado los datos de consumo para que coincidan con el huso horario UTC de los datos de PVGIS.

2.1.3. Año de consumo típico

Para elaborar el año de consumo típico (TCY) se han introducido 8,760 valores horarios de consumo eléctrico, en Wh, correspondientes a un año natural. Estos valores se calcularon de acuerdo con la premisa establecida en el apartado 2.1.1. del Anexo I, y se ha supuesto que permanecen constantes durante los 25 años de vida útil estimada para la instalación proyectada.

Periodo (Año natural)	Año de consumo típico
Fecha y hora	Consumo promedio (Wh)
01/01 0:00	123,0
01/01 1:00	71,0
01/01 1:00	160,0
.	.
.	.
.	.
12/31 21:00	1142,0
12/31 22:00	1233,0
12/31 23:00	320,0

Tabla 17. Valores horarios de consumo eléctrico a lo largo de un año (considerados constantes a lo largo de la vida útil del SFCR)

2.1.4. Año de producción típico

La elaboración de los años de producción típicos (TTYi, por las siglas en inglés de "*i-th Typical Yield Year*", con $i=0 \dots 24$) se ha realizado considerando una degradación anual en la potencia de los módulos fotovoltaicos del 2% para el año 0, y una degradación de 0,55% por año para los años siguientes, tal y como indica el fabricante. Se obtuvieron así 8.760 valores horarios de energía a la salida del inversor (E_{AC} , en Wh) para cada período de un año natural, durante los 25 años de vida útil de la instalación.

Periodo (Año natural)	Año de producción típico 0	...	Año de producción típico 24
Fecha y hora	E_{AC} (Wh)	...	E_{AC} (Wh)
01/01 0:00	0,0	...	0,0
01/01 1:00	0,0	...	0,0
01/01 1:00	0,0	...	0,0
.	.		.
.	.		.
.	.		.
12/31 21:00	0,0	...	
12/31 22:00	0,0	...	0,0
12/31 23:00	0,0	...	0,0
			0,0

Tabla 18. Valores horarios de producción típica a lo largo de un año, a lo largo de la vida útil del SFCR.

2.1.5. Balances energéticos

Realizando las operaciones pertinentes entre los valores horarios del consumo eléctrico promedio del TCY y los valores horarios de la energía de autoconsumo que comprenden los sucesivos TYYi, se obtienen los balances energéticos. Esto es, para cada uno de los 25 años de vida útil del sistema se tendrán, 8760 valores horarios tanto de energía FV autoconsumida (en Wh) como de energía FV excedente para inyectar a la red (en Wh).

Periodo (Año natural)	Año de producción típico 0			...	Año de producción típico 24		
Fecha y hora	Energía autoconsumida (Wh)	Energía inyectada a red (Wh)	Energía consumida de red (Wh)	...	Energía autoconsumida (Wh)	Energía inyectada a red (Wh)	Energía consumida de red (Wh)
01/01 0:00	0,0	0,0	123,0	...	0,0	0,0	123,0
01/01 1:00	0,0	0,0	71,0	...	0,0	0,0	71,0
01/01 1:00	0,0	0,0	160,0.	...	0,0	0,0	160,0.
.	.	.	.		.	.	.
.	.	.	.		.	.	.
.	.	.	.		.	.	.
12/31 21:00	0,0	0,0	1142,0	...	0,0	0,0	1142,0
12/31 22:00	0,0	0,0	1233,0	...	0,0	0,0	1233,0
12/31 23:00	0,0	0,0	320,0	...	0,0	0,0	320,0

Tabla 19. Balances energéticos horarios a lo largo de 25 años de vida útil del SFCR.

2.1.6. Régimen económico

La vivienda unifamiliar con potencia contratada de 4,6 kW se acogerá a la tarifa de autoconsumo FV con compensación de excedentes “Solar Simply” de Endesa. La tarifa en cuestión se verá incrementada conforme a la inflación (asumida aquí como valor promedio del IPC total anual de los últimos 15 años, desde 2008 hasta 2023, inclusive). Para la tarifa anterior se tienen los siguientes precios:

- Precio de la energía excedente vertida a la red: 0,06 €/kWh
- Precio de la energía consumida de la red: 0,14536 €/kWh

2.1.7. Balances económicos

Efectuando la multiplicación de cada uno de los términos de los balances energéticos por sus correspondientes precios definidos en la tarifa “Solar Simply”, se obtienen los balances económicos. Esto es, para cada uno de los 25 años de vida útil del sistema se tendrán 8760 valores horarios tanto de ingreso por energía FV autoconsumida como de ingreso por inyección a red de energía FV excedente y de coste por energía consumida de la red, en €. Lógicamente, los costes por energía consumida de la red no se hallan involucrados en el análisis económico y financiero del SFCR.

Periodo (año natural)	Balance económico año 0			...	Balance económico año 24		
Fecha y hora	Ingreso autoco nsumo (€)	Ingreso inyección red (€)	Coste energía consumida (€)	...	Ingreso autoconsumo (€)	Ingreso inyección red (€)	Coste energía consumida (€)
01/01 0:00	0,0	0,0	0,02	...	0,0	0,0	0,07
01/01 1:00	0,0	0,0	0,01	...	0,0	0,0	0,04
01/01 2:00	0,0	0,0	0,02	...	0,0	0,0	0,09
.	.	.	.		.	.	.
.	.	.	.		.	.	.
.	.	.	.		.	.	.
12/31 21:00	0,0	0,0	0,0	...	0,0	0,0	0,65
12/31 22:00	0,0	0,0	0,0	...	0,0	0,0	0,70
12/31 23:00	0,0	0,0	0,0	...	0,0	0,0	0,18

Tabla 20. Balances económicos horarios a lo largo de los 25 años de vida útil del SFCR.

2.1.8. Viabilidad económica y financiera

A partir de la metodología expuesta anteriormente, se ha estudiado la viabilidad económica y financiera de 18 opciones diferentes de SFCR. Cada una de dichas opciones contempla una potencia pico, acimut e inclinación diferente para el GFV del sistema bajo estudio. Para todas las opciones, se han considerado el siguiente escenario económico-financiero:

- El coste del kWp instalado es de 1.089 €/kWp, calculado como la suma del coste unitario de la inversión inicial considerado (900 €/kWp) más un 21% de IVA.
- La financiación se llevará a cabo mediante un préstamo (capitales ajenos) por importe del 70% de la inversión inicial y capitales propios con importe del 30% de la inversión inicial.
- La amortización financiera del préstamo será en 15 años a cuotas constantes y a un interés contractual del 5% anual.
- La amortización de los capitales propios se realizará en una sola cuota por el total, al final de la vida útil del proyecto (en el año 25). La política de dividendos consistirá en repartir un 8% sobre el nominal en pagos anuales.
- Con los condicionantes anteriores, el coste medio ponderado del capital o del pasivo (*CMPC*) resulta ser del 7,47% para las 18 opciones de SFCR estudiadas. Esta cifra se ha obtenido mediante el análisis de la dimensión financiera de la financiación y será considerada igual a la tasa de descuento (d , en %) en los cálculos subsiguientes, esto es: $d = CMPC$.
- Las tasas de variación interanual del precio de la electricidad y de variación interanual de los gastos de O&M se consideran iguales a la tasa de inflación (5,85%), calculada como el valor promedio del IPC total anual de los últimos 15 años 2008 a 2023 (ambos incluidos).
- Los gastos de operación y mantenimiento se asumen iguales a un 0,5% del presupuesto de la inversión inicial, y se incrementan anualmente conforme a la tasa de inflación.

A partir de los datos de partida, para evaluar la factibilidad económica de las diferentes opciones de SFCR, se estimará el flujo de caja anual además de proceder al cálculo de las siguientes variables económicas: *VAN*, *TIR*, *TIR_r*, *TIR_n*, *PI* y *DPBT* de cada opción al igual que el *LCOE*, utilizando las siguientes expresiones matemáticas:

-VAN

$$VAN = -A + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n} \quad (I.1)$$

Donde:

- A = Inversión inicial (€).
- d = Tasa de descuento (%).
- Q_n = Flujo de caja correspondiente al año n -ésimo (€).
- N = Vida útil del proyecto (años).

-TIR

Se calcula resolviendo la siguiente ecuación:

$$0 = -A + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+TIR)^n} \quad (I.2)$$

-TIR_n

$$TIR_n = TIR - CMPC \quad (I.3)$$

-TIR_r

$$TIR_r = TIR_n - g \quad (I.4)$$

Donde g es la tasa de inflación interanual considerada (%)

-PI

$$PI = \frac{VAN}{A} \quad (I.5)$$

-DPBT

Corresponde al menor número de años para el cual se verifica la siguiente inecuación:

$$\sum_{n=1}^{DPBT} \frac{Q_n}{(1+d)^n} \geq A \quad (I.6)$$

-LCOE

$$LCOE = \frac{VAC}{\sum_{n=1}^N \frac{E_n(1-r_d/100)^n}{(1+d/100)^n}} \quad (I.7)$$

Donde:

- VAC = Valor actual del coste del sistema a lo largo de su vida útil (€).
- E_n = Producción de electricidad durante el año n-ésimo (kWh).
- r_d = Tasa anual de degradación de potencia (%).

2.1.9. Tamaño, orientación e inclinación adoptados para el generador fotovoltaico del sistema a dimensionar

En la Tabla 21 se recogen los valores de los índices resultantes de la valoración mediante métodos dinámicos de proyectos de inversión de las 18 opciones diferentes contempladas para el SFCR orientado a autoconsumo a instalar en la ubicación escogida. Específicamente se representan los siguientes parámetros: VAN, TIRr, DPBT, PI y LCOE, así como la “condición de NZEB”.

OPCION	Potencia, orientacion e inclinacion	VAN (€)	TIRr	A (€)	PI	DPBT (años)	LCOE (€/kwh)	Notas
1	10 kWp (0°,30°)	9.483,86 €	4,61%	10.890 €	0,87	12	0,07133	
2	3,88 kWp (0°,30°)	5.693,42 €	7,63%	4.225,32 €	1,35	10	0,07133	NZEB
3	3 kWp (0°,30°)	4.987,95 €	8,71%	3.267,00 €	1,53	9	0,07133	
4	10 kWp (0°,45°)	9.231,90 €	3,67%	10.890,00 €	0,85	13	0,07237	
5	3,9 kWp (0°,45°)	5.551,23 €	7,38%	4.247,10 €	1,59	10	0,07234	NZEB
6	3 kWp (0°,45°)	4.005,12 €	7,38%	3.267,00 €	1,23	10	0,07234	
7	10 kWp (0°,15°)	6.767,31 €	3,17%	10.890,00 €	0,62	12	0,07432	
8	4 kWp (0°,15°)	4.489,59 €	6,09%	4.356,00 €	1,29	11	0,07432	NZEB
9	3 kWp (0°,15°)	3.945,58 €	7,29%	3.267,00 €	1,21	10	0,07432	
10	10 kWp (30°,30°)	7.182,80 €	3,46%	10.890,00 €	0,66	13	0,07240	
11	3,9 kWp (30°,30°)	4.616,92 €	6,48%	4.247,10 €	1,36	10	0,07240	NZEB
12	3 kWp (30°,30°)	4.087,58 €	7,59%	3.267,00 €	1,25	10	0,07240	
13	10 kWp (30°,45°)	6.905,82 €	3,27%	10.890,00 €	0,63	13	0,07358	
14	4 kWp (30°,45°)	4.511,54 €	6,12%	4.356,00 €	1,30	11	0,07358	NZEB
15	3 kWp (30°,45°)	3.951,05 €	7,31%	3.267,00 €	1,21	10	0,07358	
16	10 kWp (30°,15°)	6.717,52 €	3,14%	10.890,00 €	0,62	14	0,07486	
17	4,05 kWp (30°,15°)	4.517,74 €	6,04%	4.410,45 €	1,29	11	0,07486	NZEB
18	3 kWp (30°,15°)	3.943,11 €	7,29%	3.267,00 €	1,21	10	0,07486	

Tabla 21. Índices de rentabilidad de las diferentes opciones del SFCR estudiadas. Se destacan con tipo de fuente en color rojo las opciones no viables financieramente. La fila correspondiente a la opción escogida aparece destacada en verde.

Para considerar opción NZEB, el factor de autoconsumo a lo largo de la vida útil del SFCR ($\phi_{sc,LC}$) y el factor de autosuficiencia a lo largo de la vida útil del SFCR ($\phi_{sc,LC}$) — ambos calculados a lo largo de la vida útil del SFCR, como su propio nombre indica— deben ser iguales.

- Factor de autoconsumo a lo largo de la vida útil del SFCR: es el porcentaje de la energía generada por el sistema fotovoltaico que es consumida directamente en el edificio a lo largo de la vida útil del SFCR.
- Factor de autosuficiencia a lo largo de la vida útil del SFCR: Es el porcentaje de la energía total consumida por el edificio que proviene de su sistema fotovoltaico a lo largo de la vida útil del SFCR.

La igualdad de estos factores indica que la energía generada y consumida en el edificio están perfectamente equilibradas, lo que es esencial para alcanzar un estado de emisiones casi nulas (condición de NZEB).

Observaciones:

- Los parámetros TIR_r y PI son poco sensibles al cambio de orientación analizado para una misma potencia del GFV en CEM e idéntica inclinación de 30° (orientación sur, y orientación 30° hacia el oeste respecto del sur). Esta circunstancia obra económicamente a

favor del futuro titular de la instalación, en caso de que la orientación hacia el sur fuese difícil de conseguir (a través de estructuras metálicas que pudieran encarecer la instalación).

- Los valores de $DPBT$ y $LCOE$ son muy similares en todos los casos de estudio.
- Los SFCR de 3 kWp son los más rentables en términos de $TIRr$ y PI , pero en cambio sus valores de VAN son más reducidos.
- Los SFCR de 10 kWp arrojan los valores de VAN más altos, pero en contrapartida son bastante menos rentables en términos de $TIRr$ y PI , que los SFCR de 3 kWp. Aunque son económicamente viables, financieramente hablando son inviables debido a que la tesorería al inicio del proyecto es negativa. En otras palabras, el proyecto no tiene suficiente efectivo disponible para cubrir sus necesidades inmediatas de capital al comienzo de la operación del sistema.
- El dimensionado del tamaño, orientación e inclinación de los generadores FV orientados al autoconsumo sigue siendo objeto de investigación. En este trabajo se ha primado la condición de NZEB, seguida de los valores de VAN , $TIRr$ y PI como factores de mérito a la hora de escoger la solución adoptada. Considerando estos aspectos, se ha optado por el diseño de un SFCR de 3,88 kWp con un GFV orientado al sur e inclinado a 30° . Esta opción no solo cumple con la condición NZEB ($\phi_{ss,LC} = \phi_{sc,LC}$), sino que también supera a las otras cinco opciones que también cumplen con la referida condición en términos de índices de rentabilidad económica evaluados y mencionados anteriormente.

Para el tamaño del GFV de la opción de instalación escogida (3,88 kWp) se obtienen unos valores de $\phi_{ss,LC} = \phi_{sc,LC}$ de 0,40.

A continuación, en la Tabla 22, se muestran los distintos valores de factor de autoconsumo y factor de autosuficiencia a lo largo de vida útil del SFCR para las 18 opciones consideradas. Para que el edificio se considere NZEB, los valores de dichos parámetros deben coincidir, es decir, la energía consumida es igual a la producida a lo largo de la vida útil del sistema.

OPCION	Potencia, orientacion e inclinacion	$\phi_{ss,LC}$	$\phi_{sc,LC}$	$\phi_{ss,LC} = \phi_{sc,LC}$
1	10 kWp (0º,30º)	0,18	0,47	
2	3,88 kWp (0º,30º)	0,40	0,40	NZEB
3	3 kWp (0º,30º)	0,49	0,38	
4	10 kWp (0º,45º)	0,17	0,47	
5	3,9 kWp (0º,45º)	0,40	0,40	NZEB
6	3 kWp (0º,45º)	0,48	0,37	
7	10 kWp (0º,15º)	0,18	0,48	
8	4 kWp (0º,15º)	0,41	0,41	NZEB
9	3 kWp (0º,15º)	0,51	0,38	
10	10 kWp (30º,30º)	0,18	0,48	
11	3,9 kWp (30º,30º)	0,41	0,41	NZEB
12	3 kWp (30º,30º)	0,50	0,38	
13	10 kWp (30º,45º)	0,18	0,48	
14	4 kWp (30º,45º)	0,40	0,40	NZEB
15	3 kWp (30º,45º)	0,50	0,37	
16	10 kWp (30º,15º)	0,19	0,48	
17	4,05 kWp (30º,15º)	0,42	0,42	NZEB
18	3 kWp (30º,15º)	0,51	0,38	

Tabla 22. Valores de factor de autoconsumo y de autosuficiencia a lo largo de la vida útil del SFCR para de las 18 opciones de diseño estudiadas.

2.1.9.1. Datos generales, de explotación y de financiación

A continuación, en la Tabla 23 se muestran los datos generales, de explotación y de financiación del SFCR final. Para una mejor visualización de las Tablas y cálculos involucrados, se remite al lector al Fichero Excel “Simulación SFCR2_3,88kWp (0°,30°).xlsx”, apéndice de este documento.

DATOS GENERALES	
Coste unitario de inversión del sistema FV (€/kWp)	900
Impuesto de valor añadido (%)	21%
Coste de la inversión inicial del sistema FV (€)	4.225
Capitales propios (% de la inversión inicial)	30%
Capitales ajenos (% de la inversión inicial)	70%
Subvención oficial (€)	0
Otros datos	
Vida útil del proyecto (años)	25
Coste del pasivo o coste del capital (CMPC o d) (%)	7,47%
Valor residual de la inversión (%)	0%
DATOS DE EXPLOTACIÓN	
Tasa de variación interanual precio electricidad (%)	5,85%
Gastos de operación y mantenimiento (% de la inversión inicial)	0,50%
Tasa de variación interanual de los gastos de O&M (%)	1,95%
DATOS DE FINANCIACIÓN	
Préstamo (CA)	
Importe inicial de la deuda (€)	2.957,72
Amortización financiera lineal (años)	15
Tasa de interés contractual (%)	7%
Cuota de amortización financiera (€)	197,18
Capitales propios (CP)	
Importe inicial de la deuda (€)	1.267,60
Amortización al final del proyecto (años)	25
Dividendos sobre CP (%)	8%
Cuota de amortización financiera (€)	50,70

Tabla 23. Datos generales, de explotación y de financiación del SFCR seleccionado.

2.1.9.2. Dimensión financiera de la inversión

ANÁLISIS ECONÓMICO																											
PERÍODO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Ingresos inyección a red (€)		219,78	230,75	242,26	254,35	267,03	280,34	294,31	308,97	324,36	340,52	357,47	375,26	393,93	413,52	434,09	455,66	478,31	502,07	527,00	553,16	580,61	609,41	639,63	671,35	704,64	
Ingresos autoconsumo (€)		326,62	345,30	365,05	385,92	407,98	431,30	455,96	482,01	509,55	538,66	569,42	601,94	636,30	672,63	711,02	751,60	794,48	839,81	887,73	938,38	991,91	1.048,49	1.114,83	1.171,43	1.238,18	
Ingresos explotación (€)		546,40	576,05	607,31	640,26	675,01	711,64	750,27	790,99	833,92	879,17	926,89	977,20	1.030,23	1.086,15	1.145,11	1.207,26	1.272,79	1.341,88	1.414,73	1.491,54	1.572,52	1.657,89	1.754,46	1.842,78	1.942,82	
VR a los 25 años (€)																										0,00	
Tasa de variación de los gastos O&M		0,0050	0,0051	0,0052	0,0053	0,0054	0,0055	0,0056	0,0057	0,0058	0,0059	0,0061	0,0062	0,0063	0,0064	0,0065	0,0067	0,0068	0,0069	0,0071	0,0072	0,0074	0,0075	0,0076	0,0078	0,0079	
Gastos explotación (€)		21,13	21,54	21,96	22,38	22,82	23,26	23,72	24,18	24,65	25,13	25,62	26,12	26,63	27,14	27,67	28,21	28,76	29,32	29,89	30,47	31,07	31,67	32,29	32,92	33,56	
Cash-flow explotación (€)		-4.225,32	525,27	554,51	585,35	617,88	652,19	688,38	726,55	766,81	809,27	854,04	901,27	951,08	1.003,61	1.059,01	1.117,43	1.179,05	1.244,03	1.312,56	1.384,84	1.461,06	1.541,45	1.626,22	1.722,17	1.809,87	1.909,26
		-A	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	Q7	Q8	Q9	Q10	Q11	Q12	Q13	Q14	Q15	Q16	Q17	Q18	Q19	Q20	Q21	Q22	Q23	Q24	Q25
Dimension financiera de la inversión		-4.225,32	525,27	554,51	585,35	617,88	652,19	688,38	726,55	766,81	809,27	854,04	901,27	951,08	1.003,61	1.059,01	1.117,43	1.179,05	1.244,03	1.312,56	1.384,84	1.461,06	1.541,45	1.626,22	1.722,17	1.809,87	1.909,26
VAN anual (€)		-4.225,32	-3.736,54 €	-3.256,39 €	-2.784,76 €	-2.321,50 €	-1.866,49 €	-1.419,59 €	-980,68 €	-549,64 €	-126,33 €	289,37 €	697,58 €	1.108,61 €	1.492,02 €	1.878,49 €	2.257,95 €	2.630,52 €	2.996,31 €	3.355,45 €	3.708,03 €	4.054,18 €	4.394,01 €	4.727,61 €	5.056,36 €	5.377,84 €	5.693,42 €
TIR		17,04%																									
Rentabilidad neta (TIRn)		9,57%																									
Rentabilidad real (TIRr)		7,63%																									
VAN		5.693,42 €																									
PI		1,35																									

Tabla 24. Dimensión financiera de la inversión de la solución de SFCR seleccionada.

2.1.9.3. Plazo de recuperación con descuento



Figura 6. Plazo de recuperación con descuento de la solución de SFCR seleccionada.

2.1.9.4. Dimensión financiera de la financiación

PRÉSTAMO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Saldo inicial (€)	2.957,72	2.760,54	2.563,36	2.366,18	2.169,00	1.971,82	1.774,63	1.577,45	1.380,27	1.183,09	985,91	788,73	591,54	394,36	197,18										
Intereses (€)	207,04	193,24	179,44	165,63	151,83	138,03	124,22	110,42	96,62	82,82	69,01	55,21	41,41	27,61	13,80										
Amortización financiera CA (€)	197,18	197,18	197,18	197,18	197,18	197,18	197,18	197,18	197,18	197,18	197,18	197,18	197,18	197,18	197,18										
Saldo final	2.760,54	2.563,36	2.366,18	2.169,00	1.971,82	1.774,63	1.577,45	1.380,27	1.183,09	985,91	788,73	591,54	394,36	197,18	0,00										
CAPITAL PROPIO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Importe deuda (€)	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60
Dividendos (€)	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41	101,41
Amortización financiera CP (€)																									1.267,60
Saldo deuda (€)	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	1.267,60	0,00
DIMENSIÓN FINANCIERA DEL PASIVO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
	4.225,32	-505,63	-491,83	-478,02	-464,22	-450,42	-436,62	-422,81	-409,01	-395,21	-381,41	-367,60	-353,80	-340,00	-326,19	-312,39	-101,41	-101,41	-101,41	-101,41	-101,41	-101,41	-101,41	-101,41	-1.369,00
Coste del pasivo (CMPC)	7,47%																								

Tabla 25. Dimensión financiera de la financiación de la solución de SFCR seleccionada.

2.1.9.5. Tesorería

ANÁLISIS FINANCIERO																									
PERÍODO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Cash-flow explotación (€)	525,3	554,5	585,4	617,9	652,2	688,4	726,5	766,8	809,3	854,0	901,3	951,1	1.003,6	1.059,0	1.117,4	1.179,1	1.244,0	1.312,6	1.384,8	1.461,1	1.541,4	1.626,2	1.722,2	1.809,9	1.909,3
Intereses (€)	207,0	193,2	179,4	165,6	151,8	138,0	124,2	110,4	96,6	82,8	69,0	55,2	41,4	27,6	13,8										
Dividendos (€)	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4	101,4
Amortización financiera CA (€)	197,2	197,2	197,2	197,2	197,2	197,2	197,2	197,2	197,2	197,2	197,2	197,2	197,2	197,2	197,2										
Amortización financiera CP (€)																									1.267,6
Tesorería neta (€)	19,6	62,7	107,3	153,7	201,8	251,8	303,7	357,8	414,1	472,6	533,7	597,3	663,6	732,8	805,0	1.077,6	1.142,6	1.211,2	1.283,4	1.359,7	1.440,0	1.524,8	1.620,8	1.708,5	540,3
Tesorería acumulada (€)	19,6	82,3	189,7	343,3	545,1	796,8	1.100,6	1.458,4	1.872,4	2.345,1	2.878,7	3.476,0	4.139,6	4.872,5	5.677,5	6.755,1	7.897,8	9.108,9	10.392,3	11.752,0	13.192,0	14.716,9	16.337,6	18.046,1	18.586,3

Tabla 26. Análisis financiero de las tesorerías de la solución de SFCR seleccionada.

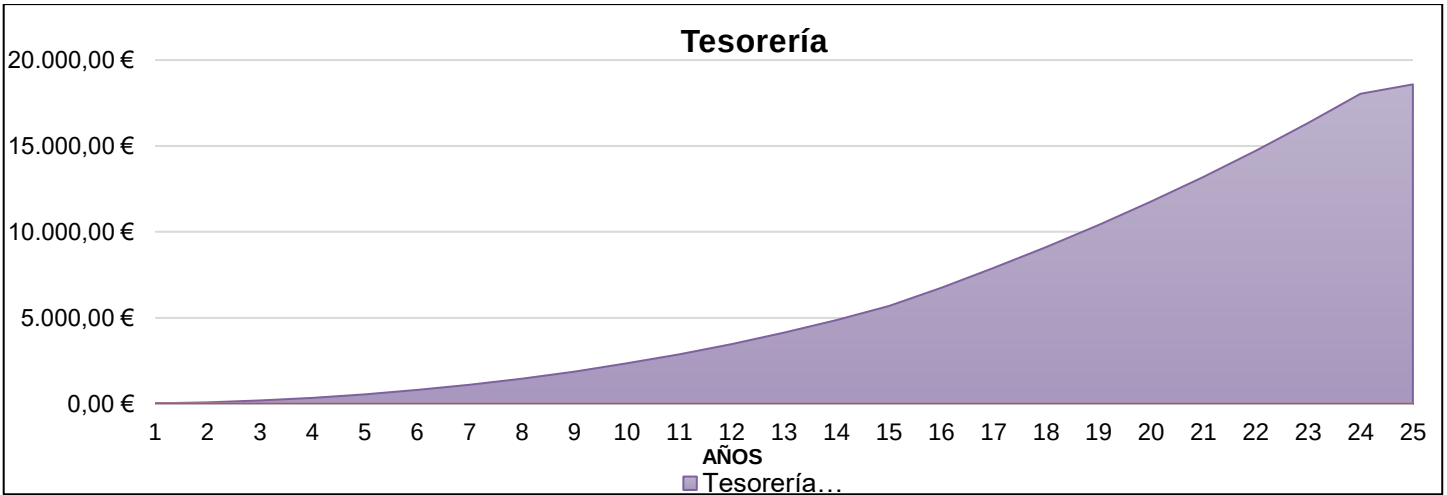


Tabla 27. Tesorería acumulada de la solución de SFCR seleccionada.

ANÁLISIS DE COSTES																									
PERÍODO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Gastos O&M (€)	19,66	38,31	56,00	72,78	88,70	103,81	118,13	131,73	144,62	156,85	168,46	179,46	189,91	199,81	209,21	218,12	226,58	234,60	242,21	249,43	256,28	262,78	268,94	274,79	280,33
Producción energética anual (kWh)	5.909,96	5.877,46	5.845,13	5.812,98	5.781,01	5.749,22	5.717,59	5.686,15	5.654,87	5.623,77	5.592,84	5.562,08	5.531,49	5.501,07	5.470,81	5.440,72	5.410,80	5.381,04	5.351,44	5.322,01	5.292,74	5.263,63	5.234,68	5.205,89	5.177,25
(1+CMPC) ⁿ	1,0633	1,1549	1,2411	1,3338	1,4333	1,5404	1,6554	1,7789	1,9118	2,0545	2,2079	2,3727	2,5498	2,7402	2,9448	3,1646	3,4009	3,6548	3,9277	4,2209	4,5360	4,8747	5,2386	5,6297	6,0500
	5.558,13	5.089,19	4.709,59	4.358,31	4.033,23	3.732,39	3.453,99	3.196,36	2.957,95	2.737,32	2.533,14	2.344,20	2.169,35	2.007,54	1.857,80	1.719,22	1.590,99	1.472,32	1.362,50	1.260,87	1.166,82	1.079,79	999,25	924,72	855,74
LCOE (25 años)	0,0713 €/kWh																								

Tabla 28. Análisis del coste nivelado de la electricidad del SFCR seleccionada.

2.1.9.6. Conclusiones sobre el análisis económico y financiero de la solución adoptada

En vista de los resultados obtenidos, se concluye que el proyecto es viable económicamente, ya que la rentabilidad proporcionada por los activos supera el coste de su pasivo; es decir, el *VAN* es positivo y la *TIR* es superior a la suma del coste del capital del pasivo y de la inflación. Asimismo, se concluye que el proyecto es financieramente viable, ya que en todo momento durante su horizonte temporal mantiene una tesorería acumulada positiva y recupera la totalidad de la inversión a partir del año 10.

El análisis de la viabilidad económico-financiera del proyecto se ha centrado en los 25 primeros años de vida de la instalación, no obstante, se estima que, con un adecuado mantenimiento, la vida útil podría ser aún mayor. En consecuencia, la instalación fotovoltaica podría proporcionar energía a la vivienda por un periodo de tiempo más largo, aumentando el beneficio y la rentabilidad mostrados en este estudio.

Además, se ha considerado que la viabilidad del proyecto no solo se basa en el análisis financiero y económico, sino también en la robustez de los supuestos utilizados. La estabilidad y consistencia de las estimaciones de costes y rendimientos proyectados refuerzan la confianza en los resultados obtenidos. La evaluación realizada indica que, a partir de las condiciones actuales del mercado y la tecnología empleada, el proyecto mantiene una sólida base económica. La capacidad de la instalación para adaptarse a posibles cambios en el entorno económico y en las políticas energéticas refuerza su viabilidad a largo plazo.

2.2. ANEXO 2: CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS

En el presente apartado se realizarán los cálculos necesarios para dimensionar tanto el generador fotovoltaico como el resto del sistema (BOS, por las siglas en inglés de *balance of system*)

2.2.1. Consideraciones previas al diseño

Como dato de partida se conoce que la potencia pico del GFV, seleccionada a través de un estudio energético-económico previo, para el diseño del SFCR de autoconsumo en la vivienda unifamiliar, es de 3,88 kWp.

Además, la relación entre la potencia nominal del inversor y la potencia pico del GFV o factor DC/AC ($F_{DC/AC}$) debe ser ligeramente menor que uno a causa del enclave del SFCR. Como el SFCR está situado en el sur de España, una región con alta radiación solar, si el factor DC/AC es igual o ligeramente superior a uno, pueden ocurrir episodios de saturación en el inversor ("*inverter clipping*", en inglés). Este fenómeno ocurre cuando la salida del GFV produce una potencia que excede el máximo valor de ésta que el inversor puede admitir a su entrada de manera sostenida. Cuando esto ocurre el inversor limitará la cantidad de potencia DC que convierte, haciendo trabajar al GFV a una corriente y tensión menor y mayor, respectivamente, que aquellas correspondientes a su punto de máxima potencia. Así, se obtiene menos electricidad AC de la que realmente se podría obtener. Obviamente, este fenómeno conduce a pérdidas de captura en el SFCR.

A continuación, se justificará con cálculos la opción de diseño del SFCR escogida, resultando que la potencia pico del GFV coincide con los 3,88 kWp, obtenida a través del análisis económico-financiero.

2.2.2. Diseño del Generador Fotovoltáico SFCR

- **Dimensionado del inversor**

Con base en las consideraciones anteriores, se ha optado por el inversor monofásico de la marca SUNGROW, específicamente el modelo SH 4.0 RS, que tiene una potencia nominal de salida de 4 kW. Este inversor ofrece una eficiencia máxima del 97,6%, la opción de añadir una batería en el futuro, y la capacidad de conectar dos cadenas de módulos fotovoltaicos gracias a sus dos entradas MPPT. Por lo tanto, el factor DC/AC tendría a priori el siguiente valor:

$$F_{DC/AC} = \frac{P_{GFV,M,STC}}{P_{INV,AC}} = \frac{3880 \text{ W}}{4000 \text{ W}} = 0,97 \quad (\text{II. 1})$$

- **Módulo fotovoltaico**

En cuanto a la elección de los módulos FV monofaciales para el diseño del SFCR, se ha optado por la serie de módulos FV monocristalinos de la marca JA SOLAR, concretamente el modelo JAM66S30 485. El fabricante garantiza para este módulo FV una pérdida de potencia en CEM por estabilización inicial del 2% así como una degradación anual en potencia de 0,55 %/año durante 25 años. Igualmente, el fabricante especifica una eficiencia de 20,4% en CEM para su producto.

A partir de las consideraciones anteriores y dado que la potencia pico del GFV es de 3,88 kWp y la potencia máxima de cada módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida (CEM) es de 485 Wp (JA SOLAR), se puede calcular el número total de módulos fotovoltaicos necesarios en una primera aproximación:

$$N = \text{Int} \left[\frac{P_{GFV,M,STC}}{P_{MOD,MSTC}} \right] = \frac{3880 \text{ Wp}}{485 \text{ Wp}} = 8 \quad (\text{II. 2})$$

Para determinar la compatibilidad del módulo FV y el inversor escogido, se comprobará si se cumple:

$$I_{MOD,SC,STC} \leq I_{INV,M,DC} \quad (\text{II. 3})$$

$$13,72 \text{ A} \leq 20 \text{ A}$$

Como podemos comprobar se cumple la igualdad.

Para determinar el número máximo de módulos FV a instalar en serie, calcularemos la tensión de los módulos FV para el caso más desfavorable, la cual no podrá superar la máxima tensión de entrada del inversor. Para ello, se tomará $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ como temperatura mínima de módulo FV.

$$\max(Nms) = \text{Int}\left(\frac{V_{INV,M,DC}}{V_{MOD,OC(10^{\circ}C)}}\right) \quad (\text{II. 4})$$

Para determinar el número mínimo de módulos FV en serie se tomará el caso más desfavorable, el cual ocurrirá para una temperatura de módulo de $70\text{ }^{\circ}\text{C}$, dado que la tensión de los módulos FV desciende con el aumento de la temperatura. Dicho valor de tensión no podrá ser menor a la tensión mínima de búsqueda del punto de máxima potencia del inversor.

$$\min(Nms) = \text{Int}\left(\frac{V_{INV,m,MPP}}{V_{MOD,OC(70^{\circ}C)}}\right) + 1 \quad (\text{II. 5})$$

En la hoja de características del módulo FV se puede encontrar el coeficiente de temperatura de la tensión de circuito abierto, el cual se emplea para hallar las tensiones de circuito abierto del módulo FV para unas temperaturas de célula de -10 y $70\text{ }^{\circ}\text{C}$.

$$V_{MOD,OC(-10^{\circ}C)} = V_{MOD,OC,STC} [1 + \beta_{Voc}(T_c - T_c^*)] \quad (\text{II. 6})$$

$$V_{MOD,OC(-10^{\circ}C)} = 45,20\text{ V} [1 - 0.00275(-10 - 25)] = 49,55\text{ V}$$

$$V_{MOD,OC(70^{\circ}C)} = V_{MOD,M,STC} [1 + \beta_{Voc}(T_c - T_c^*)] \quad (\text{II. 7})$$

$$V_{MOD,OC(70^{\circ}C)} = 37,81\text{ V} [1 - 0.00275(70 - 25)] = 33,13\text{ V}$$

Sustituyendo los valores calculados en las ecuaciones anteriores:

$$\max(Nms) = \text{Int}\left(\frac{600}{49.55\text{ V}}\right) = 12 \text{ Ec. (II. 4)}$$

$$\min(N_{ms}) = \text{Int} \left(\frac{40}{33.13 V} \right) + 1 = 2 \quad \text{Ec. (II. 5)}$$

A fin de obtener un número total de módulos fotovoltaicos igual que en la primera estimación, se dimensiona el GFV con la siguiente configuración:

$N_{ms} = 8$ módulos FV en serie

$N_c = 1$ cadenas de módulos FV

$$N = N_{ms} \cdot N_c \quad (\text{II. 8})$$

$N = N_{ms} \cdot N_c = 8 \cdot 1 = 8$ módulos FV en total

Entradas MPPT usadas: 1

$$P_{GFV, M, STC} = 8 \cdot 485 \text{ Wp} = 3880 \text{ Wp} \quad (\text{II. 9})$$

- **Configuración final del Generador Fotovoltáico GV**

Por tanto, a modo de resumen el GFV del SFCR a diseñar tendrá finalmente la siguiente configuración:

- $N_{ms} = 8$ módulos FV en serie
- $N_C = 1$ cadenas de módulos FV
- $N = 8 \cdot 1 = 8$ módulos FV en total
- Entradas MPPT usadas = 1
- $P_{GFV,M,STC} = 8 \cdot 485 \text{ Wp} = 3880 \text{ Wp} = 3,88 \text{ kWp}$

El módulo FV monofacial e inversor monofásico finalmente seleccionado es el JAM66S30 485 MR de la marca JA Solar con células de silicio monocristalino, eficiencia de módulo en CEM de 21,1%, pérdida en potencia por estabilización inicial del 2% y degradación anual en potencia de 0,55 %/año, y el inversor híbrido SUNGROW SH 4.0 RS con potencia nominal de salida de 4 kW, 2 entradas MPPT, eficiencia máxima de 97,2% y posibilidad de conectar baterías, respectivamente.

2.2.3. Distancia mínima entre módulos

En este apartado se va a calcular la distancia mínima de separación que deben tener las filas de módulos entre ellas para evitar que produzcan sombra unas sobre otras. A partir de la Figura 7, deducimos las expresiones para obtener la separación mínima entre filas:

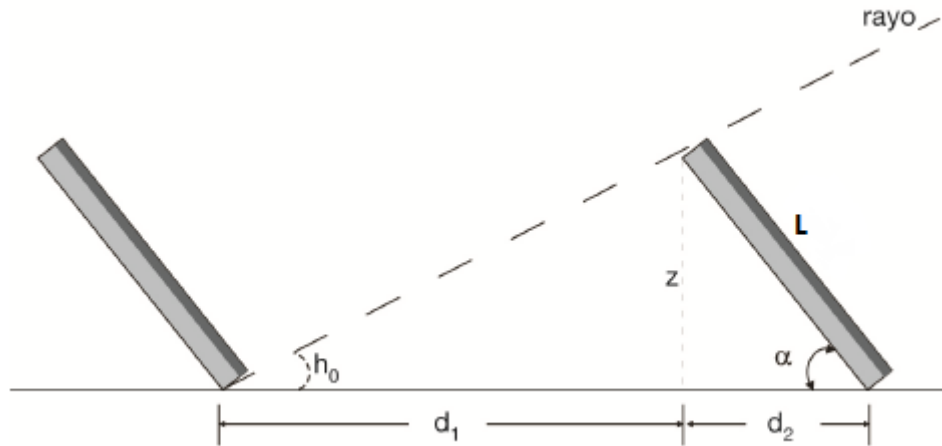


Figura 7. Separación mínima entre módulos

$$z = L \cdot \sin \alpha \quad (\text{II. 10})$$

$$d_2 = L \cdot \cos \alpha \quad (\text{II. 11})$$

$$d_1 = \frac{z}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (\text{II. 12})$$

$$d = d_1 + d_2 \quad (\text{II. 13})$$

Donde:

- z es la altura del módulo fotovoltaico FV sobre la horizontal (m).
- L es la longitud del módulo FV (m).
- d_1 es la distancia entre la base de un módulo y la proyección horizontal del otro (m).
- d_2 es la proyección del módulo FV sobre la horizontal (m).
- α es el ángulo de inclinación del módulo FV (grados sexagesimales).

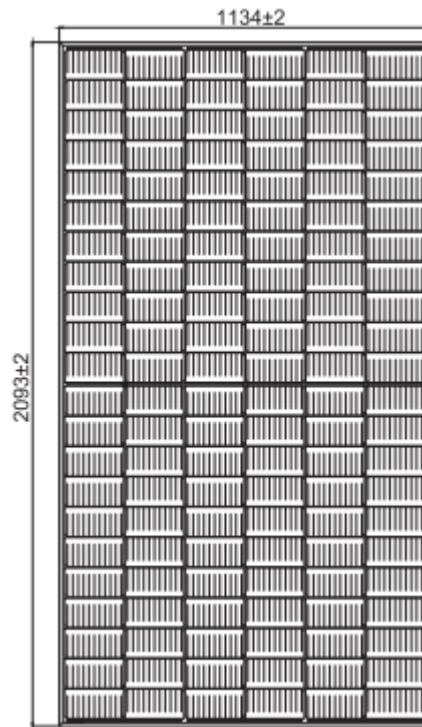


Figura 8. Dimensiones del módulo fotovoltaico JA SOLAR 485

Aplicando las ecuaciones anteriores:

$$\alpha = 30^\circ$$

$$z = L \cdot \sin \alpha = 1,134 \cdot \sin 30^\circ = 0,57 \text{ m}$$

$$d_2 = L \cdot \cos \alpha = 1,134 \cdot \cos 30^\circ = 0,98 \text{ m}$$

$$d_1 = \frac{z}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} = \frac{0,57}{\tan(61^\circ - 38^\circ)} = 1,34 \text{ m}$$

$$d = d_1 + d_2 = 1,34 + 0,98 = 2,32 \text{ m}$$

Se establece una separación de 2,32 m entre filas de módulos medida desde el inicio del módulo FV de la fila anterior hasta el inicio del módulo FV de la fila siguiente.

2.2.4. Pérdidas por sombras

Estas pérdidas se considerarán despreciables debido a la ubicación de la instalación respecto a los demás edificios cercanos y la arboleda, por tanto, no se producirá un sombreado parcial de los módulos instalados.

2.2.5. Estructura soporte

Teniendo en cuenta el espacio disponible en el terreno destinado para el generador fotovoltaico (GFV) y la distancia mínima requerida entre filas de módulos para prevenir el autosombreado, se optará por instalar los módulos FV sobre estructuras soporte modelo SOLARBLOC 30° del fabricante PRETENSADOS DURÁN S.L., todas de igual tamaño. Este tipo de soporte es adecuado para su instalación en superficies planas, ya que fija los módulos FV en posición horizontal mediante un carril incorporado al soporte y proporciona una inclinación de 30° sobre el terreno.

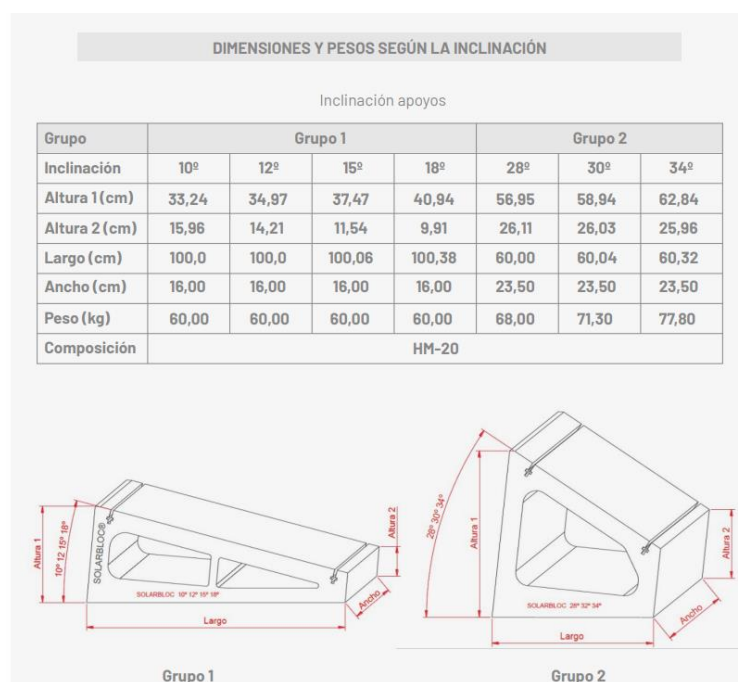


Figura 9. Dimensiones y pesos según inclinación bloques hormigón SOLARBLOC

Las estructuras soporte se instalarán formando 2 filas de 4 módulos FV, por lo tanto, para la totalidad del GFV serán necesarios 10 soportes del modelo SOLARBLOC®. Los soportes son de hormigón reforzado por lo que tienen una alta resistencia a los agentes atmosféricos, siendo nulo el mantenimiento de los mismos. De igual forma, son capaces de contrarrestar la carga por viento fuerte que se originan en los módulos FV instalados sobre ellos.

2.2.6. Cableado eléctrico

En este apartado se procederá con el cálculo de las secciones de los conductores de la parte continua (CC) y de la parte de corriente alterna (AC) de la instalación fotovoltaica.

2.2.6.1. Circuito de corriente continua (CC).

Para la comprobación del cableado de la red de corriente continua se tendrán en cuenta las siguientes normativas:

- UNE-HD 60364-7-712 “Instalaciones eléctricas de baja tensión” - Parte 7-712: “Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales - Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (FV)” el cableado eléctrico de cada cadena de módulos FV debe soportar 1,25 veces la intensidad de cortocircuito en CEM del módulo FV. Al cable eléctrico de alterna se le aplica el mismo criterio, respecto de la intensidad nominal de salida del inversor.

- UNE-EN 50618:2015 “Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos”; UNE-HD 60364-5-52 “Instalaciones eléctricas de baja tensión” - Parte 5: “Selección e instalación de equipos eléctricos - Canalizaciones”; ITC-BT-07 “Redes subterráneas para distribución en baja tensión” e ITC-BT- 19 “Instalaciones interiores o receptores - Prescripciones generales” del REBT.

El Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE determina que la sección del cableado eléctrico debe asegurar que la caída de tensión en CEM en el tramo DC no supere el 1,5%. Para el tramo AC, según lo establecido en la norma ITC-BT-40 del REBT, la caída de tensión no ha de exceder el 1,5% de la tensión de salida nominal del inversor.

Se comprobará la sección del cableado por los criterios térmico (intensidad máxima) y de máxima caída de tensión (pérdidas máximas permitidas), escogiendo la sección mayor de las obtenidas por cada uno de ambos criterios.

- **Criterio de máxima intensidad admisible en el cable eléctrico de corriente continua.**

La sección del conductor del cable DC debe ser capaz de soportar la siguiente intensidad:

$$I_{DC,MAX} = 1,25 \cdot I_{MOD,SC,STC} = 1,25 \cdot 13,72 A = 17,15 A \quad (II. 14)$$

Según la tabla A.3 – “Intensidad máxima admisible de los cables eléctricos FV” de la norma UNE-EN 50618:2015, para un método de instalación de dos cables eléctricos cargados en contacto, sobre una superficie se tiene que para una sección nominal de 4 mm² a una temperatura ambiente de 60 °C la intensidad máxima admisible es de 44 A, superior a la corriente máxima admisible de 17,41 A, por lo que esta sección sería suficiente según este criterio.

Sección nominal mm ²	Intensidad máxima admisible de acuerdo con el método de instalación		
	Un único cable al aire libre A	Un único cable sobre una superficie A	Dos cables cargados en contacto, sobre una superficie 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
50	276	262	221
70	347	330	278
95	416	395	333
120	488	464	390
150	566	538	453
185	644	612	515
240	775	736	620
Temperatura ambiente: 60 °C (Para otras temperaturas ambiente véase tabla A.4). Temperatura máxima del conductor: 120 °C.			
NOTA El periodo de utilización previsto a una temperatura máxima del conductor de 120 °C y una temperatura ambiente máxima de 90 °C es de 20 000 h.			

Tabla 29. Máxima intensidad admisible por el cableado eléctrico DC. Fuente: UNE-EN50618:2015

- **Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable eléctrico de corriente continua.**

La sección del conductor del cableado eléctrico DC (S_m , en mm^2) que asegura que la caída de tensión en CEM en dicho tramo no supere el 1,5%, viene dada por la siguiente expresión:

$$S_{m,\text{simple}} = \frac{2 \cdot L_{\text{simple}} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{\text{simple}} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma} \quad (\text{II. 15})$$

Donde:

- σ = Conductividad eléctrica del material del conductor ($\Omega^{-1} \cdot \text{m}^{-1}$)
- L_{simple} = Longitud del conductor (m)
- ΔV_{simple} = Caída de tensión permitida en el sistema
- N_{ms} = Número de módulos en serie
- $I_{MOD,M,STC}$ = Corriente de salida del módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida. (A)
- $V_{MOD,M,STC}$ = Tensión del módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida (V).

La longitud simple del cableado eléctrico DC se estimará en función de la disposición de las cadenas de módulos FV sobre el patio de la vivienda unifamiliar.

Según la ficha técnica del módulo FV, dispone de cables eléctricos de interconexión con una longitud de 200 mm para el terminal positivo y 300mm para el terminal negativo. Se obtiene un tramo de cable eléctrico de interconexión por módulo FV de 500 mm. La longitud simple del cableado eléctrico DC será la suma de la totalidad de los tramos de cable eléctrico de interconexión de los módulos FV más los tramos de cable eléctrico de la cadena de módulos FV más alejada del inversor al mismo y de la cadena más cercana al inversor hasta la ubicación del mismo (estimados según el plano Disposición del GFV en el patio).

$$\begin{aligned} S_{m,\text{simple}} &= \frac{2 \cdot L_{\text{simple}} \cdot I_{MOD,M,STC}}{\Delta V_{\text{simple}} \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,M,STC} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot (0,5 \cdot 6 + 4,1 + 1,4)m \cdot 13,72 A}{0,015 \cdot 8 \cdot 37,81 \cdot 56} \\ &= 0,92 \text{ mm}^2 \end{aligned}$$

Como se puede observar, la caída máxima permisible de tensión no es superada con la sección nominal de cable eléctrico de 4 mm² seleccionada anteriormente.

Teniendo en cuenta los dos criterios, se emplearán cables eléctricos unipolares TOPSOLAR® PV H1Z2Z2-K 1,5 kV DC de 4 mm² de sección nominal para el tramo DC.

2.2.6.2. Circuito de corriente alterna (AC).

Según la norma UNE 21.030, el cable eléctrico AC debe tener aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de poliolefina libre de halógenos (RZ1-K(AS)) de tensión de trabajo 0,6/1 kV. De acuerdo con la norma UNE HD 60364-5-52:2014, para inversores monofásicos, el cable eléctrico anterior será bipolar aislado con XLPE, con dos conductores cargados de Cu, temperatura del conductor de 90 °C y temperatura ambiente de 40 °C en el aire. Su método de instalación será sobre bandejas perforadas en recorrido horizontal (tipo E). En principio, se escoge un cable eléctrico con una sección nominal de 4 mm² para este circuito.

A continuación, se comprobará que la sección del cable eléctrico AC seleccionada anteriormente cumple con los criterios especificados anteriormente.

- **Criterio de máxima intensidad admisible en el cable eléctrico de corriente alterna.**

De acuerdo con la ITC-BT-40 del REBT, el cable eléctrico de cada cadena de módulos FV debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal de salida del inversor.

$$I_{CA,MAX} = 1,25 \cdot I_{MOD,CA} = 1,25 \cdot \frac{P_{INV,CA}}{V_{INV,CA}} = 1,25 \cdot \frac{4000 \text{ W}}{230 \text{ V}} = 21,74 \text{ A} \quad (\text{II.16})$$

En la tabla C-52-1bis de la norma UNE HD 60364-5-52:2014, se tiene que para una sección normalizada mínima de 4 mm², para las condiciones y método de instalación mencionados anteriormente, la intensidad máxima admisible es de 44 A, superior a la corriente máxima admisible de 21,74 A, por lo que esta sección sería suficiente según este criterio.

Método de instalación*	Número de conductores cargados y tipo de aislamiento											
A1		3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE						
A2	3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE							
B1				3x PVC	2x PVC		3x XLPE		2x XLPE			
B2			3x PVC	2x PVC		3x XLPE	2x XLPE					
C					3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE		
E						3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE	
F							3x PVC		2x PVC	3x XLPE		2x XLPE
Sección mm ² COBRE	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	--
2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	--
4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	--
6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	--
10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	--
16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	--
25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
35	--	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
50	--	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
70	--	--	--	149	160	171	185	199	214	224	244	269
95	--	--	--	180	194	207	224	241	259	271	296	327
120	--	--	--	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	--	--	--	236	260	278	299	322	343	363	404	438
185	--	--	--	268	297	317	341	368	391	415	464	500
240	--	--	--	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	--	--	--	361	401	430	461	500	538	563	638	678
400	--	--	--	431	480	515	552	609	645	674	770	812
500	--	--	--	493	551	592	633	687	741	774	889	931
630	--	--	--	565	632	681	728	790	853	890	1028	1071

Se indican como 3x los circuitos trifásicos y como 2x los monofásicos.
A efecto de las intensidades admisibles los cables con aislamiento termoplástico a base de poliolefina (Z1) son equivalentes a los cables con aislamiento de policloruro de vinilo (V).

Tabla 30. Máxima intensidad admisible por el cable eléctrico AC UNE HD 60364-5-52:2014

- **Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable eléctrico de corriente alterna.**

La sección mínima del cable eléctrico AC ($S_{m, AC}$, en mm²) que asegura que la caída de tensión en CEM en el tramo AC no supere el 1,5% (ΔV_{AC}) de la tensión de salida del inversor viene dada por la siguiente expresión:

$$S_{m, AC} = \frac{2 \cdot L_{AC} \cdot I_{INV, AC} \cdot \cos \varphi}{\Delta V_{AC} \cdot V_{INV, AC} \cdot \sigma} \quad (II. 17)$$

La longitud simple del cable eléctrico AC se considerará aproximadamente igual a la longitud simple del cableado eléctrico DC (8,5 m), asumiendo que el inversor se encuentra cercano al cuadro general de protección y mando (CGMP), donde se alojan el interruptor magnetotérmico y el interruptor diferencial.

$$S_{m,AC} = \frac{2 \cdot 8,5m \cdot 17,4 \cdot 1}{0,015 \cdot 230 \cdot 56} = 1,53 \text{ mm}^2$$

Como se puede observar la caída máxima permisible de tensión no es superada con la sección nominal de cable eléctrico de 4 mm² seleccionada anteriormente. Teniendo en cuenta los dos criterios, se usará cable eléctrico bipolar RZ1-K(AS) 0,6/1 kV AC de 4 mm² de sección nominal para el tramo AC.

2.2.7. Protecciones

El inversor SUNGROW SH 4.0 RS incorpora internamente sus propias protecciones, en cumplimiento con el RD 1699/2011, que son:

- Protección contra sobrecalentamiento: El inversor cuenta con mecanismos de control de temperatura que previenen el sobrecalentamiento y garantizan el funcionamiento seguro del equipo.
- Protección contra fallos de arco: Incorpora tecnología de detección de arcos eléctricos, que ayuda a prevenir posibles incendios y daños en el sistema.
- Protección contra corriente residual: El inversor está equipado con protección contra corrientes residuales para evitar fugas eléctricas que podrían ser peligrosas.
- Aislamiento galvánico: para mantener efectiva la protección frente a contactos directos es necesario controlar la resistencia de aislamiento de la instalación con objeto de limitar la corriente que podría circular por la persona a un valor máximo de 100 mA. Para esta función se utiliza un controlador permanente de aislamiento, incorporado en el propio inversor, que vigilará que la resistencia de aislamiento sea superior a 0,6 MΩ.
- Protección frente a funcionamiento en isla: Vigilante por variación de tensión y sobretensiones transitorias generadas por descargas atmosféricas, mediante rango de tensión máxima y mínima de 1,1 Um a 0,85 Um, respectivamente.

- Vigilante por variación de frecuencia: tensión soportada a impulsos mediante un rango de frecuencia de 47-65 Hz.
- Protección contra cortocircuitos en AC y DC.
- **Protecciones del circuito de corriente continua (CC)**

Aunque el inversor cuente con protecciones contra cortocircuitos o sobrecargas de DC, se insertarán fusibles a la entrada del inversor para dar cumplimiento al Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red del IDAE. Este tipo de protecciones se sitúan en serie con cada cadena de módulos FV, protegiendo así el inversor.

Los fusibles funcionan como protector en el circuito, ya que al producirse faltas eléctricas actúan, dejando el circuito abierto e interrumpiendo que las sobrecorrientes dañen los módulos FV y/o los cables eléctricos.

Para el dimensionado de los fusibles a insertar en serie con cada cadena de módulos FV se debe calcular la intensidad nominal del fusible (I_{fnom} , en A), que debe estar comprendida entre:

$$1,5 \cdot I_{MOD,SC,STC} < I_{fnom} < 2 \cdot I_{MOD,SC,STC} \quad (II. 18)$$

$$1,5 \cdot 13,72 \text{ A} < I_{fnom} < 2 \cdot 13,72 \text{ A}$$

$$20,58 \text{ A} < I_{fnom} < 27,44 \text{ A}$$

Asimismo, tienen que soportar la tensión máxima producida por una cadena de módulos FV. Esta tensión será la misma en ambas cadenas ya que ambas tienen el mismo número de módulos FV en serie, con lo cual:

$$\begin{aligned} V_{MAX,RAMA} &= 1,1 \cdot N_{ms} \cdot V_{MOD,OC,STC} = 1,1 \cdot 8 \cdot 45,20 \text{ V} \\ &= 397,76 \text{ V} \end{aligned} \quad (II. 19)$$

Considerando ambas condiciones, se selecciona fusible cilíndrico gPV 20 A 10x38 1000 VDC de la marca DF Electric, acompañado de su correspondiente

portafusibles de la misma marca. Además, este fusible sirve tanto como protección del cable como del módulo FV, cuyo fabricante prescribe una intensidad máxima de fusible en serie de 20 A.

Para la protección de sobretensiones de corriente continua, aunque venga incluido en el propio inversor se procederá a la instalación de uno propio para mayor protección.

$$V_{MOD,OC(-10^{\circ}C)} = 45,20 \text{ V} [1 - 0.00275(-10 - 25)] = 49,55 \text{ V} \quad (\text{II. 20})$$

$$V_{OC,total} = 49,55 \cdot 8 \text{ módulos} = 396,4 \text{ V} \quad (\text{II. 21})$$

$$V_{M,total} = 37,81 \cdot 8 \text{ módulos} = 302,48 \text{ V} \quad (\text{II. 22})$$

- Nivel de Tensión Nominal (U_n): Según la ITC-BT-23, el sistema de protección contra sobretensiones (SPD) debe tener una tensión nominal adecuada para el sistema. En este caso, $\geq 400\text{V}$.
- Nivel de Tensión Máxima Continua (U_c): Debe ser superior a V_{oc} total, idealmente un 20% más, por lo que $396,4\text{V} \times 1,2 = 475,68\text{V}$. Redondeando, se recomienda $\geq 480\text{V}$.
- Capacidad de Corriente de Descarga (I_{max}): La normativa REBT e IDAE recomiendan que el SPD tenga una capacidad de descarga suficiente para proteger el sistema. Un valor común es 40kA para instalaciones residenciales.

La solución adoptada será un protector de sobretensiones transitorias 1000VDC FV2 40kA de la marca CIRPROTEC.

Además de cumplir el criterio de la intensidad de descarga mayor a 10 kA, cumple también con los criterios de tensión, y con el criterio de nivel de protección por debajo de la categoría marcada por la ITC-BT 23.

- **Protecciones del circuito de corriente alterna (AC)**

Para las protecciones del circuito de corriente alterna se va a insertar un interruptor magnetotérmico, a la salida del inversor y ubicado en el CGMP para proteger a la instalación FV de sobrecargas y sobreintensidades. La intensidad nominal (I_{nom} , en A) del interruptor debe estar comprendida entre:

$$I_{AC,MAX} < I_{nom} < I_{adm} \quad (II.23)$$

$$21,74 \text{ A} < I_{nom} < 44 \text{ A}$$

Se selecciona el interruptor magnetotérmico A9F79232 Schneider de 2 polos, 32 A, 400 VAC, poder de corte: 6 kA, curva C.

Junto al interruptor magnetotérmico del sistema se instalará un interruptor diferencial para proteger de los contactos directos e indirectos que se puedan producir en la instalación FV, eliminando así el riesgo de choque eléctrico.

Se selecciona el interruptor diferencial SUPERINMUNIZADO A9R61240 Schneider de 2 polos, entrada: 40 A, sensibilidad: 30 mA, tipo A, 230 VAC.

Para el protector de sobretensiones transitorias de AC se instalará el protector de sobretensiones 1P+N 1.5kA/30kA 275V SGS1C1N-275-15 TIPO II.

2.2.8. Cálculo de la instalación de puesta a tierra

La puesta a tierra es un sistema de seguridad (obligatorio en todas las instalaciones eléctricas) cuyo fin es descargar las corrientes de fuga que puedan producirse al terreno, es decir, protege frente a contactos indirectos.

El reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como la norma UNE 20460, determinan para el caso de corriente alterna los parámetros de protección tanto para contactos indirectos (curvas de tensión de contacto-tiempo, valor permanente de 50 V para locales secos, 24 V para locales húmedos), como para contactos directos (protección complementaria con dispositivos de corte diferencial de sensibilidad menor o igual de 30 mA).

Según norma ITC-BT-26 para una instalación en el suelo con independencia de masas en exterior respecto a elementos de AT exteriores según ITC RT-18 se deben conectar las masas a una tierra independiente.

Instalando un cable rígido de cobre desnudo de una sección mínima según se indica en la ITC-BT-18, formando un anillo cerrado que interese a todo el perímetro del edificio. A este anillo deberán conectarse electrodos verticalmente hincados en el terreno cuando, se prevea la necesidad de disminuir la resistencia de tierra que pueda presentar el conductor en anillo.

Terrenos orgánicos, arcillas y margas		Arenas arcillosas y graveras, rocas sedimentarias y metamórficas		Calizas agrietadas y rocas eruptivas		Grava y arena silícea		Nº de picas de longitud (2 metros)
sin pararrayos	con pararrayos	sin pararrayos	con pararrayos	sin pararrayos	con pararrayos	sin pararrayos	con pararrayos	
25	34	28	67	54	134	162	400	0
^	30	25	63	50	130	158	396	1
	26	^	59	46	126	154	392	2
	^		55	42	122	150	388	3
			51	38	118	146	384	4
			47	34	114	142	380	5
			43	30	110	138	376	6
			39	^	106	134	372	7
			35		105	130	368	8
			^		98	126	364	9
					94	122	360	10
					74	102	340	15
					^	82	320	20
						^	280	30
							240	40
							200	50
							^	

^ aumentar la longitud de los conductores enterrados del anillo.

Σ L = longitud en planta de la conducción enterrada, en m

Tabla 31. Número de electrodos en función de las características del terreno y la longitud del anillo

Para la línea de enlace con el electrodo de puesta a tierra, se empleará conductor de cobre desnudo de 35 mm² según NTE 1973. Para el electrodo de puesta a tierra, se utilizarán, en principio, picas de tierra de 2 m de longitud y 14 mm de diámetro y conductores de cobre desnudo de 50 mm². La profundidad de enterramiento del electrodo deberá medirse desde la parte superior del mismo, la norma ITC-BT-18 recomienda una profundidad mínima de enterramiento de la parte superior del electrodo de 0,8 m, por lo que se enterrará a esta profundidad.

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 \rho/P$
Pica vertical	$R = \rho/L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 \rho/L$
ρ , resistividad del terreno (Ohm.m)	
P, perímetro de la placa (m)	
L, longitud de la pica o del conductor (m)	

Tabla 32. Fórmulas para estimar la resistencia de tierra en función de la resistividad del terreno y las características del electrodo

La norma ITC-BT-26 determina que la resistencia total de puesta a tierra (R_t) debe ser menor que 37Ω para edificios sin pararrayos como es nuestro caso. Considerando una longitud en planta de la conducción enterrada del anillo igual a 28 m, y sabiendo que la resistencia del anillo se asocia en paralelo con las picas, se obtiene:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1}{R_{t-\text{anillo}}} + \frac{1}{R_{t-\text{picas}}} \quad (\text{II. 24})$$

$$R_{t-\text{anillo}} = \frac{2 \cdot \rho}{L} \quad (\text{II. 25})$$

Donde:

- ρ : Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)
- L : Longitud en planta de la conducción enterrada del anillo (m)

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000

Tabla 33. Valores orientativos de la resistividad en función del terreno

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm.m
Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos	50
Terraplenes cultivables poco fértiles y otros terraplenes	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3.000

Tabla 34. Valores medios aproximados de la resistividad en función del terreno

$$R_{t-anillo} = \frac{2 \cdot 500 \, \Omega m}{28 \, m} = 35,71 \, \Omega \quad (\text{II. 26})$$

Por lo que no será necesario colocar pica alguna, solo con el anillo de conductor enterrado se obtendría una resistencia total de puesta a tierra inferior a 37 Ω .

Según establece el REBT, todas las masas metálicas de la instalación FV y receptoras estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, De esta forma, en la instalación FV se conectará a una única toma de tierra de protección para todas sus masas metálicas.

Sección de los conductores de fase de la instalación $S \, (\text{mm}^2)$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \, (\text{mm}^2)$
$S \leq 16$ $16 < S \leq 35$ $S > 35$	$S_p = S$ $S_p = 16$ $S_p = S/2$

Tabla 35. Relación entre secciones de conductores de protección y los de fase según ITC-BT-18

De acuerdo con la Tabla 29, el cable eléctrico de protección tendrá la misma sección que los cables eléctricos de conexión de los módulos FV, por ser estos de una sección menor a 16 mm^2 . Así pues, el cable eléctrico seleccionado como tierra es cable eléctrico unipolar de 4 mm^2 POWERFLEX RV-K verde-amarillo.

2.2.9. Equipo de medida

Según lo establecido en el RD 1110/2007, del 24 de agosto, que aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, a la instalación objeto de diseño le corresponderá un punto de medida tipo 5, por ser una potencia contratada menor a 15 kW.

Además, todas las instalaciones que se beneficien de la modalidad de autoconsumo deben contar con un equipo de medida bidireccional en el punto de frontera. Por lo tanto, el contador actual debe ser reemplazado por un contador bidireccional tipo 5, que será suministrado por la compañía distribuidora al cliente bajo un régimen de alquiler.

2.3. ANEXO 3: DOCUMENTACIÓN TÉCNICA

2.3.1. Módulo fotovoltaico



Harvest the Sunshine

DEEP BLUE 3.0

Mono

505W MBB Half-cell Module
JAM66S30 480-505/MR Series

Introduction

Assembled with 11BB PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.

Higher output power

Lower LCOE

Less shading and lower resistive loss

Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years

Year	New linear power warranty (%)	Standard module linear power warranty (%)
1	97.5%	94.1%
5	96.5%	93.1%
10	95.5%	92.1%
15	94.5%	91.1%
20	93.5%	90.1%
25	92.5%	89.1%

■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

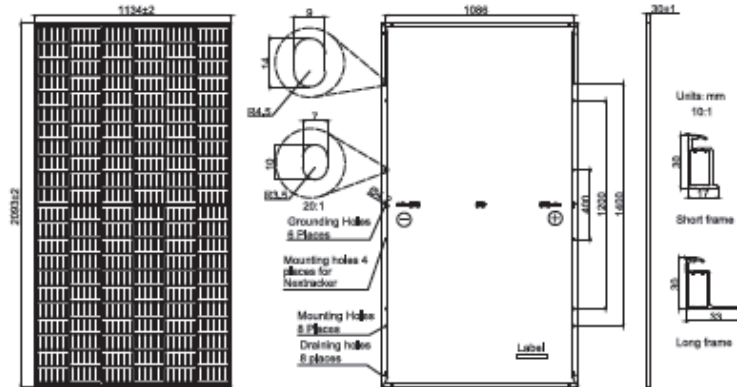
- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001: 2018 Occupational health and safety management systems
- IEC 62941:2019 Terrestrial photovoltaic (PV) modules - Quality system for PV module manufacturing

JA SOLAR

www.jasolar.com

Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.



JA SOLAR**JAM66S30 480-505/MR** Series**MECHANICAL DIAGRAMS**

Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	26.3kg
Dimensions	2093±2mm×1134±2mm×30±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	132(6×22)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4-EVO2/QC 4,10-35
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 200mm(+)/300mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	36pcs/Pallet 792pcs/40HQ Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM66S30 -480/MR	JAM66S30 -485/MR	JAM66S30 -490/MR	JAM66S30 -495/MR	JAM66S30 -500/MR	JAM66S30 -505/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	480	485	490	495	500	505
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	45.07	45.20	45.33	45.46	45.59	45.72
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	37.82	37.81	37.99	38.17	38.35	38.53
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.2	20.4	20.6	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0~+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α_{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β_{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ_{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

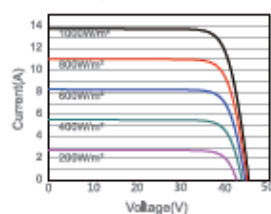
Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer. They only serve for comparison among different module types.

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

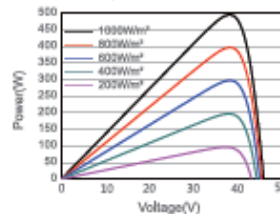
TYPE	JAM66S30 -480/MR	JAM66S30 -485/MR	JAM66S30 -490/MR	JAM66S30 -495/MR	JAM66S30 -500/MR	JAM66S30 -505/MR	OPERATING CONDITIONS	
Rated Max Power(Pmax) [W]	363	367	370	374	378	382	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	42.15	42.30	42.43	42.58	42.72	42.86	Operating Temperature	-40℃~+85℃
Max Power Voltage(Vmp) [V]	35.54	35.67	35.78	35.84	35.93	36.02	Maximum Series Fuse Rating	25A
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.99	11.06	11.13	11.20	11.27	11.34	Maximum Static Load, Front* Maximum Static Load, Back*	5400Pa(112lb/ft²) 2400Pa(50lb/ft²)
Max Power Current(Imp) [A]	10.21	10.28	10.36	10.44	10.52	10.60	NOCT	45±2℃
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20℃, wind speed 1m/s, AM1.5G						Safety Class	Class II
							Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

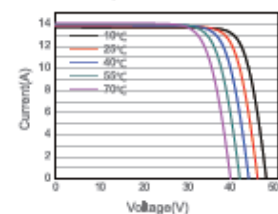
Current-Voltage Curve JAM66S30-495/MR



Power-Voltage Curve JAM66S30-495/MR



Current-Voltage Curve JAM66S30-495/MR

**Premium Cells, Premium Modules**

Version No.: Global_EN_20220808A

2.3.2. Inversor

SH3.0/3.6/4.0/5.0/6.0RS

Inversor monofásico híbrido residencial



APLICACIÓN FLEXIBLE

- Amplio rango de tensión de batería 80~460 V
- Ideal tanto para el revamping como para las nuevas instalaciones
- Función de recuperación PID integrada



INDEPENDENCIA ENERGÉTICA

- Transición perfecta al modo backup, para la protección contra los cortes de energía
- Carga y descarga rápida, que permite obtener mayores resultados de autoconsumo
- EMS incorporado con personalización avanzada



INSTALACIÓN SENCILLA

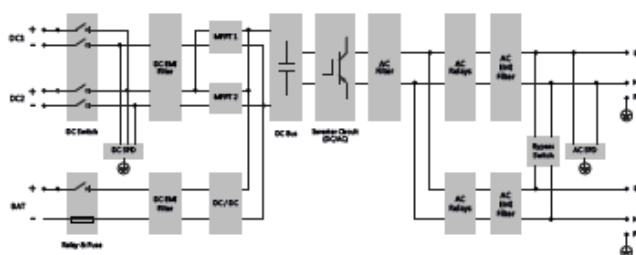
- Instalación plug and play
- Ligero y compacto
- Monitorización en iSolarCloud disponible en App y Web



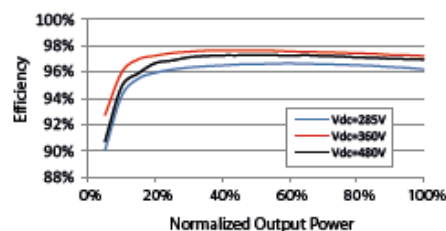
GESTIÓN INTELIGENTE

- Datos en tiempo real tanto en línea como en pantalla integrada (datos cada 10 segundos)
- Compatible con función SG Ready
- Escaneo y diagnóstico de la curva IV online
- Compatible con cargador EV de AC

DIAGRAMA DEL CIRCUITO



CURVA DE EFICIENCIA



EUROPE

© 2023 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 1.1.1

- 18 -

Denominación	SH3.0RS	SH3.6RS	SH4.0RS	SH5.0RS	SH6.0RS
Entrada (DC)					
Potencia de entrada FV máx. recomendada	10000 Wp	10700 Wp	11000 Wp	12000 Wp	13000 Wp
Tensión de entrada FV máx.			600 V		
Tensión FV mínima / Tensión de arranque			40 V / 50 V		
Tensión de entrada FV nominal			360 V		
Rango de tensión MPP			40 V – 560 V		
N.º de entradas MPP independientes			2		
N.º de strings FV por MPPT			1/1		
Corriente de entrada FV máx.			32 A (16 A/16 A)		
Corriente de cortocircuito DC máx.			40 A (20 A/20 A)		
Corriente máx. por conector de entrada			20A		
Entrada y salida AC					
Potencia de entrada máx. AC de red	3000 W	3680 W	11000 VA	5000 W*	6000 W
Potencia de salida AC nominal	3000 VA	3680 VA	4000 W	5000 VA*	6000 VA
Potencia de salida AC máx.	13,7 A	16 A	4000 VA	22,8 A**	27,3 A
Corriente de salida AC máx.			18,2 A		
Tensión AC nominal			220 / 230 / 240 V		
Rango de tensión AC			154 V – 276 V		
Frecuencia de red nominal /			50 Hz / 45 – 55 Hz		
Rango de frecuencia de red			60 Hz / 55 – 65 Hz		
Armónicos (THD)			<3 % (a potencia nominal)		
Factor de potencia en potencia nominal			>>0,99 valor por defecto en potencia nominal		
Factor de potencia regulable			(adj. 0,8 capacitativo/inductivo a 0,8 capacitativo/inductivo)		
Fases de inyección / fases de conexión			1 / 1		
Eficiencia					
Eficiencia máx./ Eficiencia Europea	97,4 % / 97,0 %	97,5 % / 97,1 %	97,6 % / 97,2 %	97,7 % / 97,3 %	97,7 % / 97,3 %
Protección					
Monitorización de red			Sí		
Protección contra polaridad inversa en DC			Sí		
Protección de cortocircuito de AC			Sí		
Protección contra corriente de fuga			Sí		
Protección de sobretensión			DC: Tipo II / AC: Tipo II		
Interruptor DC (solar)			Sí		
Fusible de DC (battery)			Sí		
Función de recuperación PID			Sí		
Protección contra polaridad inversa en batería			Sí		
Datos de batería					
Tipo de batería			Batería de ion-litio		
Tensión de batería			80 V – 460 V		
Corriente máx. de carga/descarga			30 A / 30 A		
Potencia máx. de carga/descarga			6600 W		
Datos Generales					
Dimensiones (W * H * D)			490 * 340 * 170 mm		
Método de montaje			Montaje en pared		
Peso			18,5 kg		
Topología (Solar / Batería)			Sin transformador / Sin transformador		
Grado de protección			IP65		
Temperatura ambiente de funcionamiento			-25 °C to 60 °C		
Humedad relativa admisible (sin condensación)			0 % – 100 %		
Método de refrigeración			Refrigeración natural		
Altitud de funcionamiento máx.			4000 m		
Pantalla			LED digital display & LED indicator		
Comunicación			RS485 / Ethernet / WLAN / CAN		
DI / DO			DI * 4 / DO * 1 / DRM		
Tipo de conexión DC			MC4 (PV) / Sunclix (Battery)		
Tipo de conexión AC			Plug and Play		
Certificación			IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, IEC/EN 61000-3-11, IEC/EN 61000-3-12, EN 62477-1, AS/NZS 4777.2, EN 50549-1, CEI 0-21, G98 / G99		
Datos Backup (en modo red)					
Potencia de salida nominal para la carga			6000 W		
Corriente de salida nominal para la carga			27,3 A		
Datos Backup (modo fuera de red)					
Tensión nominal			220 V / 230 V / 240 V (±2 %)		
Rango de frecuencia			50 Hz / 60 Hz (±0,2 %)		
THDv total de salida para carga lineal			< 2 %		
Tiempo de cambio a modo backup			< 10 ms		
Potencia de salida nominal	3000 W / 3000 VA	3680 W / 3680 VA	4000 W / 4000 VA	5000 W / 5000 VA	6000 W / 6000 VA
Potencia de salida máx.			8400 VA, 10s		

*: WiNet-S y meter S100 incluidos con el inversor.

2.3.3. Smart Meter SUNGROW**S100**

Single-phase Smart Energy Meter



Type designation	S100
Electrical Parameter	
Nominal voltage	240 Vac
Input voltage range	180 Vac - 286 Vac
Power consumption	<2W (10 VA)
Max. operating current	100 A
Grid frequency	50 Hz
Measurement accuracy	Class 1
Interface and communication	RS485
Environmental Condition	
Ingress protection rating	IP20
Operating ambient temperature	-25 to 75 °C
Relative humidity	0 - 95 %
Mechanical Data	
Dimensions (W * H * D)	18 * 117 * 65 mm
Weight	0.2 kg
Installation	35 mm DIN-rail

2.3.4. Módulo de comunicación WiNet-S



INTELIGENTE Y FLEXIBLE

- WLAN o Ethernet, conexión de red flexible, acceso con un solo clic a iSolarCloud
- Configuración automática de la red con DHCP, transmisión sin configuración
- Configuración gratuita de la WLAN, fácil y con ahorro de tiempo



SIMPLE Y EFICIENTE

- Plug and play, instalación rápida
- Intervalo de datos en segundos, un vistazo rápido a lo que quiere
- Diagnóstico inteligente de curva IV[1]
- Configuración de parámetros de forma local y remota, actualizaciones de FW remota



SEGURO Y FIABLE

- Transmisión encriptada y con contraseña para proteger los datos
- IP66 con amplio rango de temperaturas de funcionamiento

Denominación	WiNet-S
Comunicación	
Nº Max. de dispositivos	1
LED display	LED * 3
Modo de Comunicación	
Ethernet	Canal * 1, 10/100Mbps autoadaptable, Distancia de comunicación ≤100m
WLAN	802.11 b/g IEEE802.11n HT20@2.4GHz IEEE802.11n HT40@2.4GHz 2.4 GHz
Fuente de alimentación	
Entrada DC	5 VDC, 2.1 A
Consumo de energía	≤5 W
Condiciones ambientales	
Temperatura funcional	-30 °C a 60 °C
Humedad relativa	≤95 % (sin condensación)
Elevación	≤4000 m
Protección	IP66
Parámetros	
Dimensiones (W * H * D)	48 mm * 132 mm * 36 mm
Tipo de montaje	Plug and play

2.3.5. Cable eléctrico continua

TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K



TOPSOLAR PV H1Z2Z2-K

Cable para instalaciones solares fotovoltaicas TÜV y EN.

EN 50618/ TÜV 2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502

DISEÑO

Conductor

Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible)

según UNE-EN 60228
e IEC 60228.

Aislamiento

Goma libre de halógenos

Cubierta

Goma libre de halógenos de color negro o rojo.



D_{ca} - s2, d2, a2

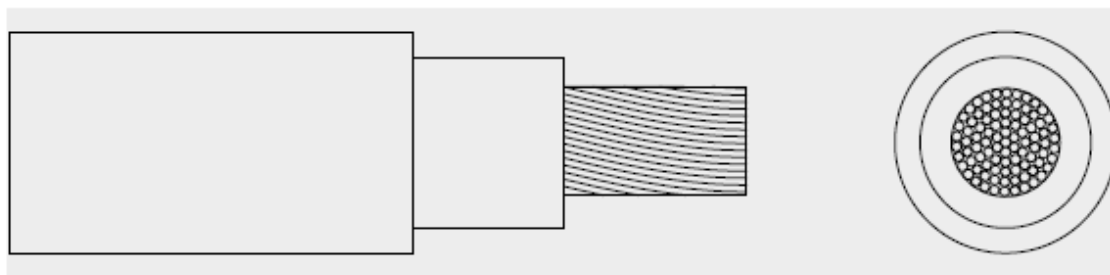
APLICACIONES

El cable Topsolar H1Z2Z2-K, certificado TÜV y EN, es apto para instalaciones fotovoltaicas, tanto en servicio móvil como en instalación fija. Cable muy flexible especialmente indicado para la conexión entre paneles fotovoltaicos, y desde los paneles al inversor de corriente continua o alterna. Compatible con la mayoría de conectores. Gracias al diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie en plenas garantías.



SOLAR

TOPSOLAR PV HIZ2Z2-K



DIMENSIONES

Sección (mm)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Alre libre (A)	Int. Sobre Superficie (A)	Int. Adyacente a Superficie (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 2,5	4,8	42	41	39	33	23,0
1 x 4	5,3	57	55	52	44	14,3
1 x 6	5,9	76	70	67	57	9,49
1 x 10	7,0	120	98	93	79	5,46
1 x 16	8,2	179	132	125	107	3,47
1 x 25	10,8	294	176	167	142	2,23
1 x 35	11,9	390	218	207	176	1,58

Intensidades máximas admisibles según IEC 60364-5-52.

Para otras condiciones de instalación, consultar factores de corrección en el anexo de este catálogo.

Consulte más datos técnicos en la especificación particular del cable y en la Declaración de Prestaciones (DoP).

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.

Para más información: ventas@topcable.com

2.3.6. Cable eléctrico alterna

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

AFUMEX CLASS 750 V (AS)
H07Z1-K TYPE 2 (AS)

Tensión nominal: 450/750 V
 Norma diseño: UNE 211002; CENELEC EN 50525-3-31
 Designación genérica: H07Z1-K TYPE 2 (AS)



CARACTERÍSTICAS CABLE



DESCÁRGATE
la DoP (Declaración de
Prestaciones) en este código QR:
www.grysmianclub.es/cprblog/DoP



◀ Información adicional de prestaciones de producto.
 Para zona UE, prevalece el marcaje CPR.



RESISTENCIA
A LA ABSORCIÓN
DEL AGUA



RESISTENCIA
AL FRÍO



CABLE FLEXIBLE



ALTA
SEGURIDAD



ULTRA
DESIZANTE

- Norma de diseño: UNE 211002; CENELEC EN 50525-3-31
- Temperatura de servicio (instalación fija): 70 °C
- Tensión asignada: 450/750 V
- Ensayo de tensión alterna durante 5 min: 2,5 kV (para 500/700 V)

Prestaciones frente al fuego:

- Nivel de prestación: Cca-s1b,d1,a1
- Requerimientos de fuego: EN 50575:2014/A1:2016
- Clasificación respecto al fuego: EN 13501-6
- Aplicación de los resultados: CLC/TS 50576
- Métodos de ensayo: EN 50399; EN 60332-1-2; EN 61034-2; EN 60754-2

Normativa de fuego también aplicable a países que no pertenecen a la Unión Europea:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2
- No propagación del incendio: UNE EN 60332-3-24; IEC 60332-3-24
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; BS 6425-1
- Reducida emisión de gases tóxicos: DEF STAN 02-713; NFC 20454; $It \leq 1,5$
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2; IEC 61034-2
- Gases corrosivos: UNE EN 50267-2-2; IEC 60754-2; NFC 20453; BS 6425-2; $pH \geq 4,3$; $C \leq 10 \mu S/min$

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: cobre desnudo.

Flexibilidad: flexible, clase 5, según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 70 °C en servicio permanente, 160 °C en cortocircuito.

 AISLAMIENTO

Material: mezcla especial termoplástica, cero halógenos, tipo AFUMEX TI Z1.

Colores: Amarillo/verde, azul, blanco, gris, marrón, rojo y negro. (Ver tabla de colores según sección).

APLICACIONES

- Cable de fácil pelado especialmente adecuado para instalaciones en locales de pública concurrencia: salas de espectáculos, centros comerciales, escuelas, hospitales, edificios de oficinas, pabellones deportivos, etc.
- En centros informáticos, aeropuertos, naves industriales, parkings, túneles ferroviarios y de carreteras, locales de difícil ventilación y/o evacuación, etc.

- En toda instalación donde el riesgo de incendio no sea despreciable: instalaciones en montaje superficial, canalizaciones verticales en edificios o sobre bandejas, etc., o donde se requieran las mejores propiedades frente al fuego y/o la ecología de los productos de construcción.

CABLES PARA INSTALACIONES INTERIORES O RECEPTORAS

BAJA TENSIÓN

AFUMEX CLASS 750 V (AS)

H07Z1-K TYPE 2 (AS)



Tensión nominal: 450/750 V
 Norma diseño: UNE 211002; CENELEC EN 50525-3-31
 Designación genérica: H07Z1-K TYPE 2 (AS)



CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximado)

NÚMERO DE CONDUCTORES x SECCIÓN mm ²	ESPESOR DE AISLAMIENTO mm	DIÁMETRO EXTERIOR mm	PESO TOTAL kg/km	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR a 20 °C Ω /km	INTENSIDAD ADMISIBLE (1) A	CAÍDA DE TENSIÓN V/A km (2)	
						cos φ = 1	cos φ = 0,8
1 x 1,5	0,7	3,4	20	13,3	15	28,84	13,22
1 x 2,5	0,8	4,1	32	7,98	21	17,66	14,25
1 x 4	0,8	4,8	46	4,95	27	10,99	8,91
1 x 6	0,8	5,3	65	3,30	36	7,34	5,99
1 x 10	1,0	6,8	111	1,91	50	4,36	3,59
1 x 16	1,0	8,1	164	1,21	66	2,74	2,29
1 x 25	1,2	10,2	255	0,78	84	1,73	1,48
1 x 35	1,2	11,7	351	0,554	104	1,25	1,09
1 x 50	1,4	13,9	520	0,386	125	0,92	0,84
1 x 70	1,4	16	700	0,272	160	0,64	0,61
1 x 95	1,6	18,2	920	0,206	194	0,46	0,46
1 x 120	1,6	20,2	1.130	0,161	225	0,36	0,38
1 x 150	1,8	22,5	1.410	0,127	260	0,29	0,33
1 x 185	2,0	20,6	1.770	0,106	297	0,26	0,28
1 x 240	2,2	28,4	2.300	0,0801	350	0,18	0,24

(1) Instalación monofásica bajo tubo o conducto empotrado en pared de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...) o bajo tubo o conducto en montaje superficial.

→ PVC2 con instalación tipo B1 → columna 6.

(2) Instalación monofásica (para trifásica dividir por 1,15).

2.3.7. Estructura soporte

SOLARBLOC®  PRETENSADOS DURÁN

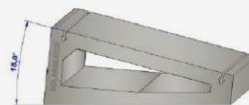
CUBIERTAS Y SUPERFICIES PLANAS

NUEVOS GRADOS

Soporte de hormigón para paneles solares



SOLARBLOC® 10°, 12°, 15°, 18°



SOLARBLOC® amplia su gama a 7 modelos
(10°, 12°, 15°, 18°, 28°, 30°, 34°)



Diseñados con carril de hormigón para la sujeción de anclajes.

Simplifique todo al máximo con **SOLARBLOC®**



www.solarbloc.es
www.pretensadosduran.com

SOLARBLOC® PRETENSADOS DURÁN

SISTEMA DE MONTAJE

Presentamos SOLARBLOC® como un sistema de montaje **sin estructura ni anclajes**, para la instalación de módulos solares sobre cubiertas o superficies planas.

SOLARBLOC® es un soporte prefabricado de hormigón, **diseñado para simplificar el montaje de instalación solares y abaratar los costes** al reducir en el resto de materiales necesarios.

El soporte SOLARBLOC® está desarrollado con una geometría y una masa que **permite fijar los paneles directamente** a él, esta masa es necesaria para contrarrestar la fuerza del viento y agentes externos.



SOLARBLOC® **elimina el proceso de montaje de estructura metálica.**

No se tiene que taladrar a la cubierta, por lo que **no afecta a la impermeabilidad** de ésta.

Simplifique todo al máximo, sólo tiene que colocar los soportes en la zona designada y fijar los paneles al soporte SOLARBLOC.

www.solarbloc.es
www.pretensadosduran.com

SOLARBLOC® PRETENSADOS DURÁN

Ventas de SOLARBLOC:

- Sistema de montaje FV de un sólo componente.
- Soporte auto-lastrado, fabricado en hormigón.
- Fijación del panel mediante carril incorporado al soporte.
- Elimina la estructura metálica.
- Elimina el proceso de perforado y anclajes a la cubierta.
- Acorta el tiempo de montaje de las instalaciones FV.

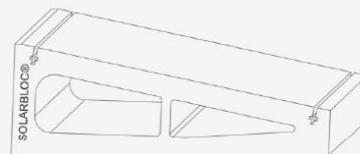


El montaje de SOLARBLOC:

- Colocar los soportes SOLARBLOC® en el lugar deseado.
- Montar las fijaciones de los paneles en el carril de hormigón.
- Instalar los paneles sobre el soporte.

Datos técnicos:

- Composición; hormigón
- Ángulos soportes; 10°, 12°, 15°, 18°, 28°, 30°, 34°.
- Peso según ángulo; 60kg, 68kg, 71kg, 77kg.
- Fijación paneles; mediante carril y tornillería.
- Dimensiones; largo (60-100) ancho (23-16)cm.
- tud/palets: 20 -16.



Con SOLARBLOC para cubiertas o superficies planas minimizará costes:

- Por simplicidad y rapidez de ejecución.



www.solarbloc.es
www.pretensadosduran.com

SOLARBLOC®  PRETENSADOS DURÁN



Soporte de hormigón
para paneles solares

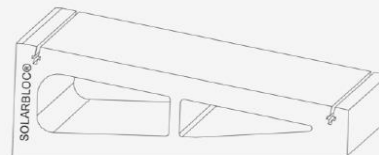
● INSTRUCCIONES DE MONTAJE SOLARBLOC®

1º ELIGE EL SOPORTE Y LOS GRADOS

El sistema SOLARBLOC® cubiertas y superficies planas, permite fijar los paneles solares directamente al soporte, por lo que no es necesario montar estructura.

Los soportes SOLARBLOC® se fabrican en siete grados distintos, 10°, 12°, 15°, 18°, 28°, 30° y 34°.

Debemos elegir la inclinación del soporte más idónea teniendo en cuenta las necesidades de la instalación.

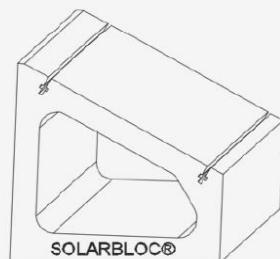


REPLANTEA LA ZONA DE TRABAJO 2º

Una vez seleccionado el ángulo, tenemos que marcar la zona donde se colocarán los soportes SOLARBLOC® para el montaje de los paneles solares.

El terreno o la superficie donde se apoyen los soportes SOLARBLOC® debe ser plana, de lo contrario tiene que nivelarse.

Sobre suelos de tierra se puede utilizar grava para nivelar el terreno. Los soportes se deben empotrar sobre la grava unos centímetros para evitar deslizamientos.



www.solarbloc.es
www.pretensadosduran.com

SOLARBLOC® PRETENSADOS DURÁN

3º COLOCA LOS SOLARES SOLARBLOC®

Las piezas tienen una masa entre 60 y 77kg, dependiendo del grado de inclinación del soporte, por lo que para su desplazamiento es **aconsejable la utilización de carretilla o similar**.



3.1. Manipulación del soporte

1. Desplazar los soportes al lugar seleccionado.
2. Colocar el primer y el último soporte de la fila. Unirlos mediante una cuerda de replanteo por la parte superior, servirá para comprobar la nivelación y alineación.
3. Completar la fila con los soportes SOLARBLOC® según el replanteo establecido.

3.2. Consideraciones en función al tipo de cubierta, superficies y cargas de viento

3.2.1. Se recomienda fijar los soportes a la superficie de apoyo con uno o dos cordones de adhesivo, aumentar el peso de los soportes SOLARBLOC® añadiendo Lastres por la base, o duplicar el número de SOLARBLOC® por módulo para **aumentar la resistencia a vientos** superiores a Beaufort 9 (Temporal fuerte).

PEGADO DEL SOPORTE SOLARBLOC POR LA BASE



CORDON MA SILLA DE POLIURETANO
14.5.1cm (R: Trazo en (Rigidez))

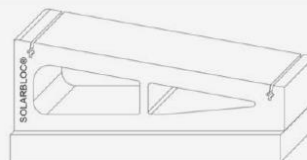


CORDON MA SILLA DE POLIURETANO
14.5.1cm (R: Trazo en (Rigidez))

LA LONGITUD MINIMA DE LOS CORDONES DE ADHESIVO
DEBE SER 14cm.



BASE



EL PEGADO DE LOS SOLARBLOC A LOS LASTRES
DEBE SER CON 2 CORDONES DE ADHESIVO PARA MATERIAL PETREC
CON RESISTENCIA A TRACCION MINIMA DE 10kg/cm2



3.2.2. En superficies con **coeficientes de rozamiento bajo** es necesario fijar los soportes Solarbloc con adhesivo para evitar deslizamientos.

En caso de no poder fijar los soportes, se tendrá que poner entre la base del Solarbloc y la superficie de apoyo una **manta de caucho, neopreno o algún material que aumente el rozamiento**. La utilización de dichas mantas protege la impermeabilización de las cubiertas.

Con esta actuación se pretende que el soporte resista la carga de viento estimada antes de su desplazamiento.



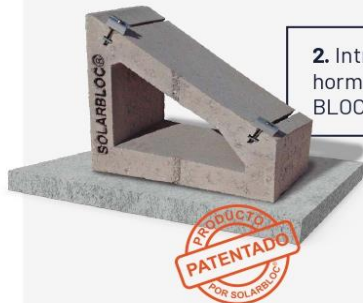
*Es responsabilidad del proyectista y el montador de la obra dimensionar la estructura de la instalación fotovoltaica, también decidir el tipo de actuaciones complementarias para proteger la instalación.

4º MONTA LOS ANCLAJES AL SOPORTE **SOLARBLOC®**

Tras colocar los soportes, se procederá al montaje de los anclajes sobre el soporte SOLARBLOC®, realizando los siguientes pasos:

1. Ensamblar el anclaje formado por; omega de aluminio, tornillo, arandela y regleta para carril.





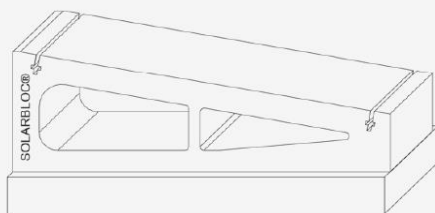
2. Introducir el anclaje ensamblado al carril de hormigón, por el lateral del soporte SOLARBLOC®.

POSICIÓN DE LOS MÓDULOS ^{5º}

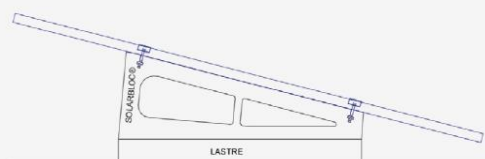
Con SOLARBLOC® de 28º, 30º y 34º los módulos se tienen que montar en **posición horizontal**.

SOLARBLOC de 10º, 12º, 15º y 18º permite montar los **módulos de 60 células en vertical y horizontal**.

*Módulos > 60 células montaje en vertical de 10º a 12º, y horizontal de 10º a 18º. Por las dimensiones del módulo, se recomienda añadir lastres bajo el soporte para aumentar peso (punto 3.2.1.)



*Para montar módulos > 60 células en vertical de 15º a 18º, es necesario añadir lastres bajo el soporte para **ganar altura, centrar el módulo y aumentar el peso** (punto 3.2.1.)

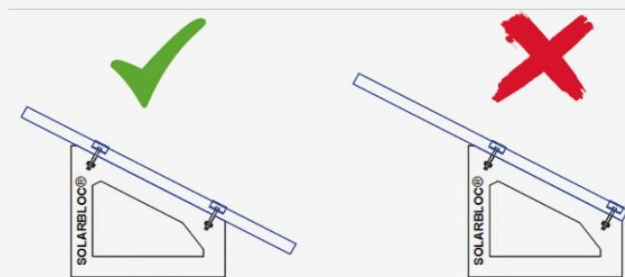


6º INSTALA LOS PANELES SOLARES AL SOPORTE **SOLARBLOC®**

Una vez montados los anclajes al soporte SOLARBLOC®, se fijará el marco del panel solar con el plano superior inclinado de SOLARBLOC®.

PASOS DE INSTALACIÓN DE MÓDULOS:

1. **Apoyar los extremos** del módulo sobre la superficie inclinada del soporte SOLARBLOC®.
2. Montar los módulos centrados al soporte SOLARBLOC®, de manera que **no sobresalga más de un lado que de otro** y ajustar los anclajes al marco del panel.
3. Por último, **colocar** el siguiente panel y apretar los anclajes para fijarlos.



* Par de apriete máximo 17N

2.3.8. Fusibles



TENSIÓN ASIGNADA 1000V DC
CORRIENTE ASIGNADA 1A..20A
PODER DE CORTE 30kA
NORMAS IEC/EN 60269-1 IEC/EN 60269-6 UL248-1 UL248-19



Fusibles cilíndricos para aplicaciones fotovoltaicas

Los fusibles cilíndricos 10x38 DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección compacta, segura y económica de los módulos fotovoltaicos en tensiones hasta 1.000V DC.

La gama comprende los siguientes fusibles:

→ Talla 10x38 1000V DC 1A a 20A

Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la Norma IEC 60269-6 y UL248-19).

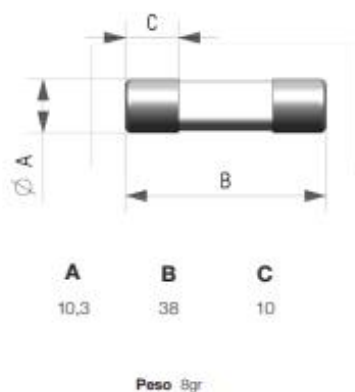
Están contruidos con tubo cerámico de alta resistencia a la presión interna y a los choques térmicos lo que permite un alto poder de corte en un reducido espacio.

Los contactos están realizados en cobre plateado y los elementos de fusión son de plata, lo que evita el envejecimiento y mantiene inalterables las características.

Para la instalación de estos fusibles se recomienda la utilización de las **bases portafusibles PMX-PV 10x38**



Dimensiones



Referencias

I_n (A)	REFERENCIA	EMBALAJE Un./CAJA
1	491601	10/100
2	491602	10/100
3	491604	10/100
4	491605	10/100
5	491606	10/100
6	491610	10/100
8	491615	10/100
10	491620	10/100
12	491625	10/100
15	491629	10/100
16	491630	10/100
20	491635	10/100



Datos técnicos

Tensión asignada	1000V DC
Corriente asignada	1A...20A
Podier de corte asignado	30kA
Categoría de utilización	gPV
Corriente mínima de interrupción	1A → 1,45-In 2A...20A → 1,35-In
Corriente de no fusión	1,13-In
Temperatura de almacenaje	-40°C ... 90°C
Temperatura de funcionamiento *	-40°C ... 80°C

* Para temperaturas ambiente superiores a 25°C es necesario aplicar un coeficiente de corrección sobre la corriente máxima.

Normas

IEC/EN 60269-1
IEC/EN 60269-6
UL248-1
UL248-19
RoHS Compliant



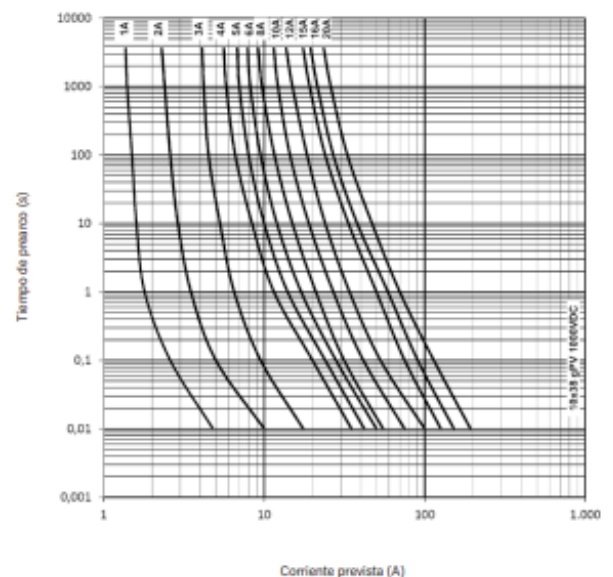
Certificaciones



Potencias disipadas

I_n	I_t PREARCO	I_t TOTAL	POTENCIA DISIPADA $0,7 \cdot I_n$	POTENCIA DISIPADA I_n
(A)	(A ² S)	(A ² S)	(W)	(W)
1	0,35	1,2	0,31	0,76
2	0,62	1,0	0,78	1,45
3	1,9	3,1	0,66	1,66
4	6,9	11	0,64	1,57
5	14	22	0,60	1,65
6	24	38	0,77	1,84
8	7	17	0,82	2,00
10	15	38	0,94	2,20
12	27	68	0,98	2,40
15	62	115	1,05	2,65
16	89	165	1,10	2,70
20	158	294	1,33	3,20

Características t-I



2.3.9. Interruptor magnetotérmico



Interruptor magnetotérmico; Acti9 iC60N; 2P; 32 A; curva C; 6000 A/ 10 kA

A9F79232

Principal

Función	Para corriente > 0,1 A
Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iC60 RCBO
Tipo de producto o componente	Interruptor automático en miniatura
Nombre abreviado del equipo	iC60N
Número de polos	2P
número de polos protegidos	2
[In] Corriente nominal	32 A
Tipo de red	AC Corriente continua
tecnología de unidad de disparo	Térmico-magnético
código de curva	C
capacidad de corte	6000 A Icn en 400 V AC 50/60 Hz acorde a EN/IEC 60898-1 36 kA Icu en 12...60 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 10 kA Icu en <= 125 V corriente continua acorde a Icu 10 kA Icu en 380...415 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 20 kA Icu en 220...240 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 6 kA Icu en 440 V AC 50/60 Hz acorde a Icu 36 kA Icu en 100...133 V AC 50/60 Hz acorde a Icu
Categoría de empleo	Categoría A acorde a HB1 Categoría A acorde a En > 50 A
poder de seccionamiento	Sí acorde a EN 60898-1 Sí acorde a HB1 Sí acorde a IEC 60898-1 Sí acorde a En > 50 A
Normas	IEC 60898-1 HB1 En > 50 A EN 60898-1

Complementario

Frecuencia de red	50/60 Hz
límite de enlace magnético	8 x In +/- 20%

[Ics] poder de corte en servicio	15 kA 75 % acorde a HB1 - 220...240 V AC 50/60 Hz 7,5 kA 75 % acorde a HB1 - 380...415 V AC 50/60 Hz 4,5 kA 75 % acorde a HB1 - 440 V AC 50/60 Hz 15 kA 75 % acorde a En> 50 A - 220...240 V AC 50/60 Hz 7,5 kA 75 % acorde a En> 50 A - 380...415 V AC 50/60 Hz 4,5 kA 75 % acorde a En> 50 A - 440 V AC 50/60 Hz 27 kA 75 % acorde a En> 50 A - 12...133 V AC 50/60 Hz 27 kA 75 % acorde a HB1 - 12...133 V AC 50/60 Hz 6000 A 100 % acorde a EN 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz 6000 A 100 % acorde a IEC 60898-1 - 400 V AC 50/60 Hz 10 kA 100 % acorde a En> 50 A - 72...125 V corriente continua 10 kA 100 % acorde a HB1 - 72...125 V corriente continua
clase de limitación	3 acorde a EN 60898-1 3 acorde a IEC 60898-1
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz acorde a HB1 500 V AC 50/60 Hz acorde a En> 50 A
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV acorde a HB1 6 kV acorde a En> 50 A
indicador de posición del contacto	Sí
Tipo de control	Maneta
Señalizaciones en local	Indicador de disparo
Tipo de montaje	Fijo
Soporte de montaje	Caril DIN
compatibilidad de bloque de distribución y embarrado tipo peine	Arriba o abajo, estado 1 Sí
pasos de 9 mm	4
Altura	85 mm
Ancho	36 mm
Profundidad	78,5 mm
Peso del producto	0,25 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	10000 ciclos
Conexiones - terminales	Terminal simple - tipo de cable: arriba o abajo) 1...35 mm ² rígido Terminal simple - tipo de cable: arriba o abajo) 1...25 mm ² flexible
longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm for arriba o abajo connection
par de apriete	3,5 N.m arriba o abajo
protección contra fugas a tierra	Bloque independiente

Entorno

Grado de protección IP	IP20 conforming to IEC 60529 IP20 conforming to EN 60529
Grado de contaminación	3 acorde a HB1 3 acorde a En> 50 A
Categoría de sobretensión	IV
tropicalización	2 acorde a IEC 60068-1
humedad relativa	95 % en 55 °C
Altitud de operación	0...2000 m
Temperatura ambiente de operación	-35...70 °C

Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C
--	-------------

Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	3,500 cm
Paquete 1 Ancho	7,200 cm
Paquete 1 Longitud	9,300 cm
Paquete 1 Peso	232,000 g
Tipo de unidad de paquete 2	BB1
Número de unidades en el paquete 2	6
Paquete 2 Altura	8,800 cm
Paquete 2 Ancho	9,800 cm
Paquete 2 Longitud	22,100 cm
Paquete 2 Peso	1,480 kg
Tipo de unidad de paquete 3	S03
Número de unidades en el paquete 3	66
Paquete 3 Altura	30,000 cm
Paquete 3 Ancho	30,000 cm
Paquete 3 Longitud	40,000 cm
Paquete 3 Peso	16,814 kg

Información Logística

País de Origen	ES
----------------	----

Garantía contractual

Periodo de garantía	18 months
---------------------	-----------

2.3.10. Interruptor diferencial**Interruptor diferencial, Acti9 iLD, 2P, 40A, 30mA A-SI**

A9R61240

Principal

Gama	Acti 9
Nombre del producto	Acti 9 iLD40
Tipo de producto o componente	Interruptor diferencial (RCCB)
Nombre abreviado del equipo	iLD
Número de polos	2P
posición de neutro	Izquierda
[In] Corriente nominal	40 A
Tipo de red	AC
sensibilidad de fuga a tierra	30 mA
retardo de la protección contra fugas a tierra	Instantáneo
clase de protección contra fugas a tierra	Tipo A-SI

Complementario

ubicación del dispositivo en el sistema	Salida
Frecuencia de red	50/60 Hz
[Ue] Tensión nominal de empleo	220...240 V AC 50/60 Hz
tecnología de disparo corriente residual	Independiente de la tensión
poder de conexión y de corte	Idm 1500 A Im 1500 A
corriente condicional de cortocircuito	10 kA
[Ui] Tensión nominal de aislamiento	500 V AC 50/60 Hz
[Uimp] Resistencia a picos de tensión	6 kV
corriente de sobretensión	3000 A
indicador de posición del contacto	SI
Tipo de control	Maneta
Tipo de montaje	Ajustable en clip
Soporte de montaje	Carril DIN
pasos de 9 mm	4
Altura	91 mm
Ancho	36 mm
Profundidad	73,5 mm

Peso del producto	0,21 kg
Color	Blanco
Durabilidad mecánica	20000 ciclos
Durabilidad eléctrica	AC-1, estado 1 15000 ciclos
Descripción de las opciones de bloqueo	Dispositivo de cierre con candado
Conexiones - terminales	Terminal simple arriba o abajo1...35 mm ² rígido Terminal simple arriba o abajo1...25 mm ² flexible Terminal simple arriba o abajo1...25 mm ² flexible con terminal Terminal simple
longitud de cable pelado para conectar bornas	14 mm for arriba o abajo connection
par de apriete	3,5 N.m arriba o abajo

Entorno

Normas	EN/IEC 61008-1 EN/IEC 61008-2-1
certificaciones de producto	CCC
Grado de protección IP	IP20 conforming to IEC 60529 IP40 (envolvente modular) conforming to IEC 60529
Grado de contaminación	3
Compatibilidad electromagnética	Resistencia a impulsos 8/20 µs, 3000 A acorde a EN/IEC 61008-1
Temperatura ambiente de funcionamiento	-25...60 °C
Temperatura ambiente de almacenamiento	-40...85 °C

Unidades de embalaje

Tipo de unidad de paquete 1	PCE
Número de unidades en el paquete 1	1
Paquete 1 Altura	4,000 cm
Paquete 1 Ancho	8,200 cm
Paquete 1 Longitud	10,000 cm
Paquete 1 Peso	232,700 g
Tipo de unidad de paquete 2	BB1
Número de unidades en el paquete 2	6
Paquete 2 Altura	8,800 cm
Paquete 2 Ancho	10,500 cm
Paquete 2 Longitud	25,000 cm
Paquete 2 Peso	1,457 kg
Tipo de unidad de paquete 3	S03
Número de unidades en el paquete 3	54
Paquete 3 Altura	30,000 cm
Paquete 3 Ancho	30,000 cm
Paquete 3 Longitud	40,000 cm
Paquete 3 Peso	13,532 kg

2.3.11. Protector sobretensiones transitorias DC



FV // FV-S Tipo 2
FV2 // FV2-S Tipo 1+2

Protector contra sobretensiones transitorias. Sistemas fotovoltaicos. Salida disparo.

Ed.1.22

Distribuido por Adajusa



NO INSTALAR EN LÍNEAS SIN TOMA DE TIERRA (PE).

Antes de comenzar, desconecte corriente y trabaje con las herramientas adecuadas. **ESTE EQUIPO DEBE SER INSTALADO POR UN PROFESIONAL CUALIFICADO.**

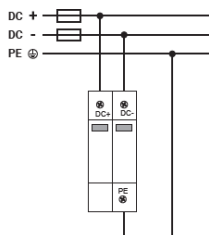
Conectar siempre tras la conexión del IGA (aguas abajo) en caso de que exista.

Una vez instalado las parte con tensión deben quedar cubiertas de modo que no sean accesibles.

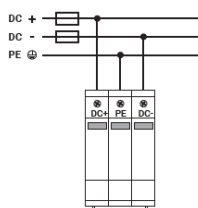
Si el equipo se usa o modifica fuera de lo especificado por el fabricante, la seguridad puede quedar comprometida eximiendo de toda responsabilidad a Toscano por uso inadecuado. El interior del equipo sólo debe ser manipulado por personal de nuestro servicio técnico.

Conexionado

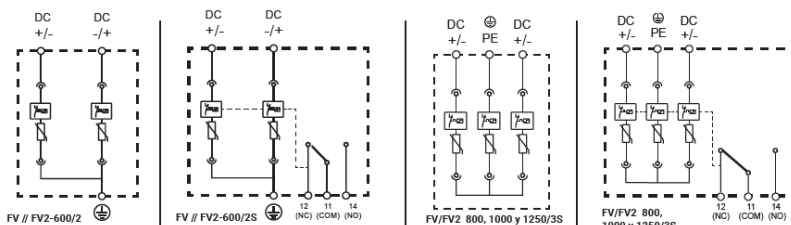
FV // FV2-600/2 y FV // FV2-600/2S



FV/FV2 800, 1000 y 1250/3S y FV/FV2 800, 1000 y 1250/3S



Diagramas



Toscano Línea Electrónica, S.L.
Av. A-92, Km. 6,5 - 41500 - Alcalá de Guadaira - SEVILLA - SPAIN - (+34) 954 999 900 - www.toscano.es - info@toscano.es

Descripción

Esta serie de protectores para sistemas fotovoltaicos han sido desarrollados para proteger contra descargas y sobretensiones producidas por impactos de rayos en la parte de continua en dichos sistemas.

La protección consiste en dos o tres etapas de varistores equipados con desconectores térmicos que indican a través de una ventanilla el fallo del elemento.

Posee una salida remota (contacto de indicación).

Funcionamiento

En el caso de que se produzca una sobretensión transitoria, el equipo, la absorbe, evitando así que produzca cualquier daño en los dispositivos conectados a la red.

Si a causa de una sobretensión, la protección quedara inoperativa, el equipo mostrará la ventana de aviso en color rojo. En tal caso, el módulo protector habrá quedado inutilizado, debiendo ser sustituido por otro (enchufable: fácil reposición).



Cod. 50021704

toscano

Especificaciones

	FV-600/2 FV-600/2S	FV-800/3 FV-800/3S	FV-1000/3 FV-1000/3S	FV-1250/3 FV-1250/3S	FV2-600/2 FV2-600/2S	FV2-800/3 FV2-800/3S	FV2-1000/3 FV2-1000/3S	FV2-1250/3 FV2-1250/3S
Tensión máxima DC+/DC- (Ucpv)	750 VDC	1100 VDC	1400 VDC	1700 VDC	750 VDC	1100 VDC	1400 VDC	1700 VDC
Intensidad de impulso (10/350 µs)					5 kA			
Corriente nominal de descarga 8/20 (In)					20 kA			
Corriente máxima de descarga (Imax)					40 kA			
Nivel de protección (Up)	<2,8 kV	<3,6 kV	<4 kV	<5,2 kV	<2,8 kV	<3,6 kV	<4 kV	<5,2 kV
Tiempo de respuesta (ta)					≤25 nS			
Fusible previo máx.					125 A (gG/gG)			
Temperatura de servicio					-40 a +80 °C			
Grado de protección					IP20			
Montaje					Rail DIN 35			
Indicación de avería					Ventana			
Sección máxima de conexionado	25 mm²	35 mm²			25 mm²	35 mm²		
Sección máxima remoto ^(a)	1,5 mm²							
Indicación remota (contacto) ^(a)					250 V~ / 0,5 A 30 V= / 1 A			
Tipo	2				1+2			
Directivas					2014-35-UE (LVD) 2014-30-UE (EMC) 2011-65-UE (RoHS)			

^(a) Solo los modelos con salida remota (FV-600/2S, FV-800/3S, FV-1000/3S, FV-1250/3S, FV2-600/2S, FV2-800/3S, FV2-1000/3S, FV2-1250/3S)



Consulte las normativas que cumplen nuestros productos y descargue su declaración de conformidad en:
toscano.es/standards

Toscano Línea Electrónica, S.L.
Av. A-92, Km. 6,5 - 41500 - Alcalá de Guadaira - SEVILLA - SPAIN - (+34) 954 999 900 - www.toscano.es - info@toscano.es



Cod. 50021704

toscano

2.3.12.Protector sobretensiones transitorias AC



FICHA TÉCNICA

Creada el día 25/07/2024

DATOS ADICIONALES

REFERENCIA 191762

DESCRIPCIÓN

Protector Sobretensiones Transitorias 30kA 1P+N Clase II 15kA-1,5kV para carril DIN de 1 Polo + Neutro con un Poder de Corte de 30 kA. Protección de equipos eléctricos y electrónicos contra las sobretensiones transitorias de origen atmosférico y de maniobra. Protección de cabecera para nivel de riesgo elevado. Interruptor curva C de 20A. Con este ...

CONTACTO

CERTIFICADOS Y GARANTÍA







PROTECTOR SOBRETENSIONES TRANSITORIAS 30KA 1P+N



DATOS TÉCNICOS	
Dimensiones	mm
Alimentación	230-400V AC
Número de Polos	1P + N
Acabado	Gris
Material	ABS, PC
Protección	IP20
Frecuencia	50-60Hz
Capacidad de Conexión	Hasta 16mm2 Cable
Garantía (Años)	3

2.4. Anexo 4. Simulación del diseño adoptado mediante PVsyst

La siguiente simulación se ha llevado a cabo con el propósito de comparar la producción energética anual estimada por PVGIS para el SFCR final diseñado, utilizando el año típico de producción correspondiente al año 0. Esta comparación se hace frente a la producción anual calculada mediante el software PVsyst para el mismo SFCR en su año 0 (año 1 según PVsyst). El resultado muestra una diferencia inferior al 5%.



PVsyst V7.4.8
VCO, Simulation date:
16/08/24 10:33
with V7.4.8

Project: Proyecto Jaime

Variant: Jaime Puertas

Project summary

Geographical Site Chilluévar 1 Spain	Situation Latitude 38.01 °N Longitude -3.03 °W Altitude 694 m Time zone UTC+1	Project settings Albedo 0.20
Weather data Chilluévar 1 Meteonorm 8.1 (2001-2017), Sat=100% - Sintético		

System summary

Grid-Connected System Simulation for year no 1		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 0 °	Near Shadings No Shadings	User's needs Unlimited load (grid)	
System information			
PV Array Nb. of modules 8 units Pnom total 3880 Wp		Inverters Nb. of units 1 unit Pnom total 4000 W Pnom ratio 0.970	

Results summary

Produced Energy	6182.06 kWh/year	Specific production	1593 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	78.34 %
-----------------	------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

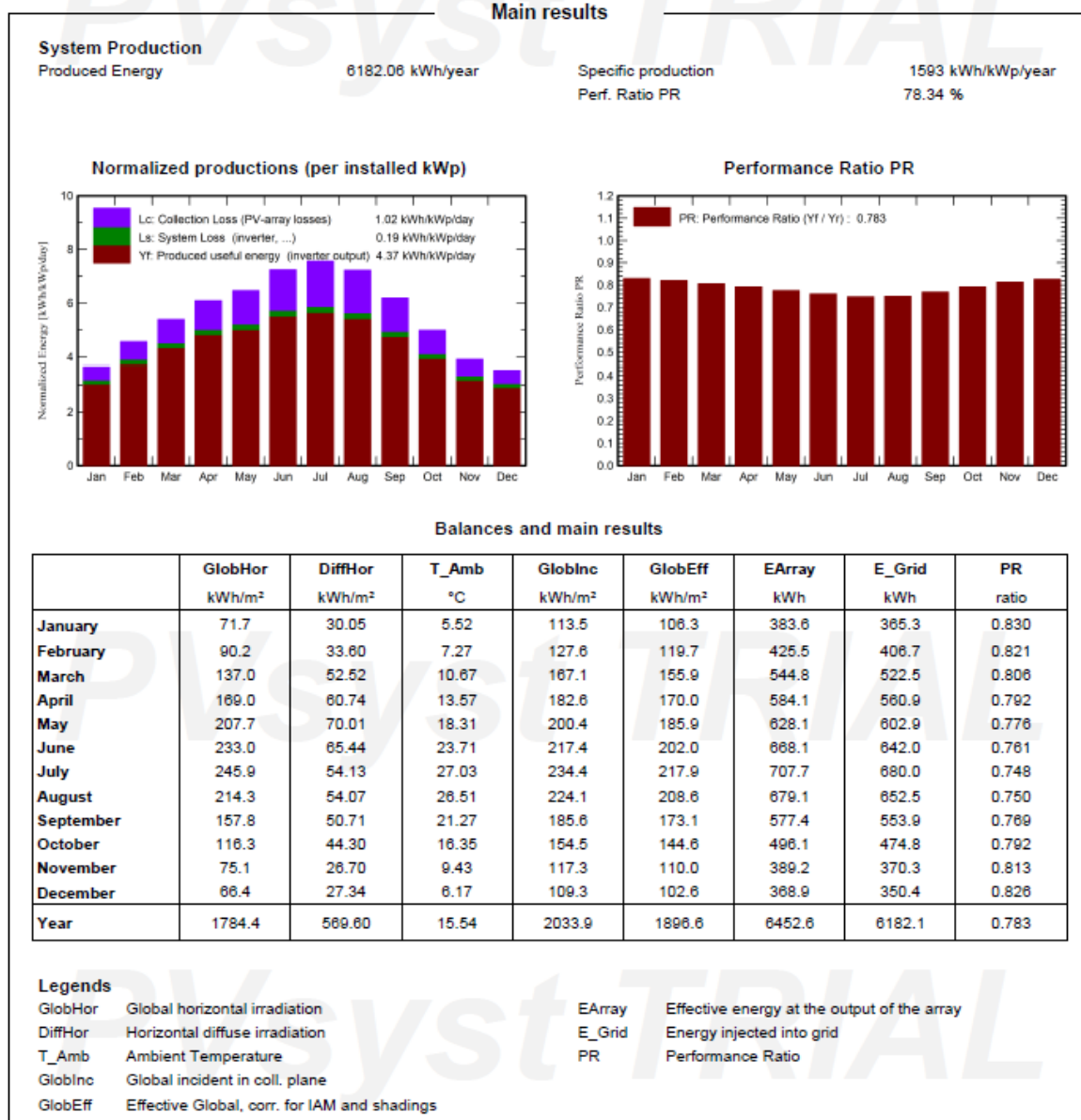
Table of contents

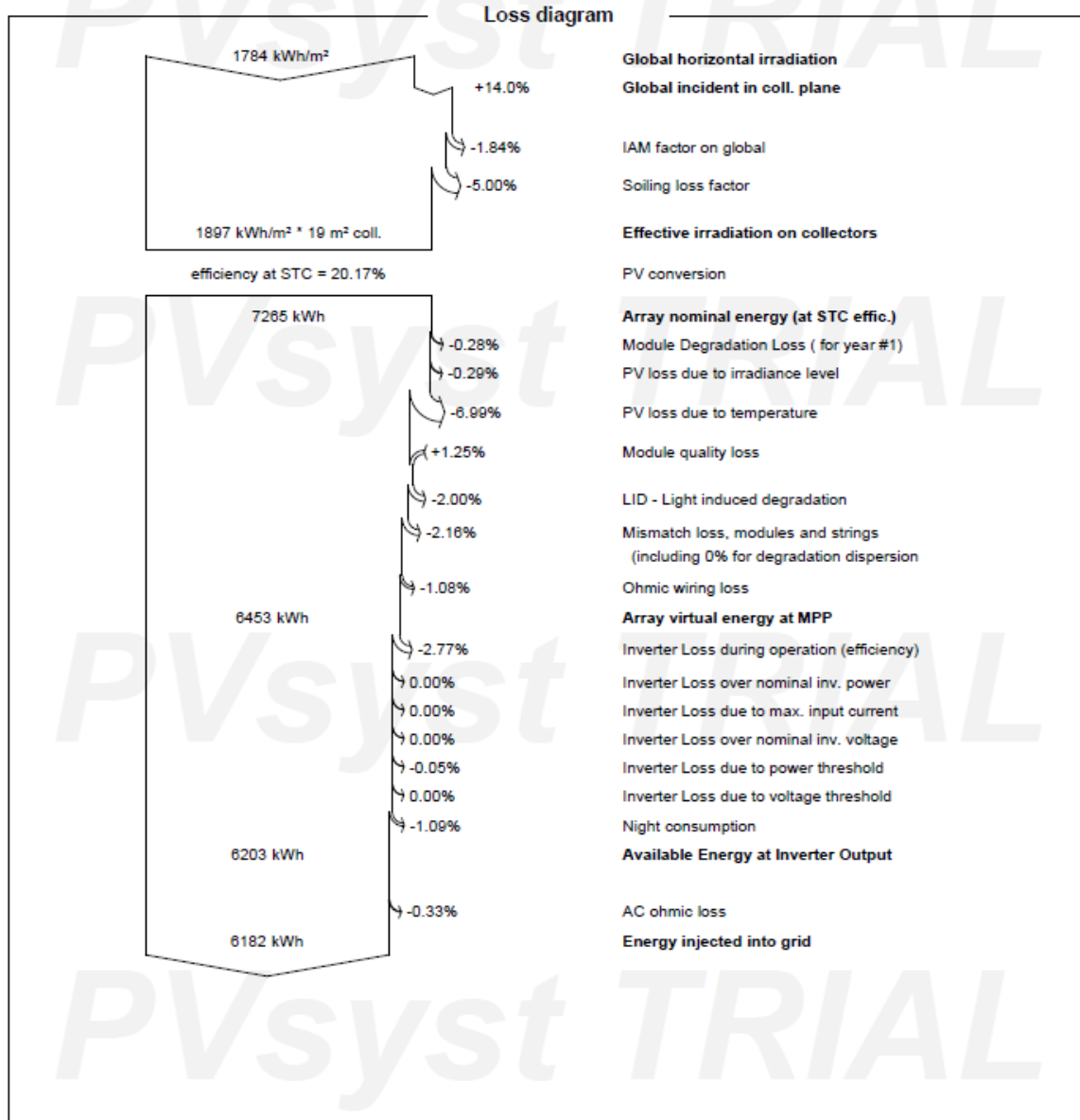
Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7
Single-line diagram	8

General parameters			
Grid-Connected System		No 3D scene defined, no shadings	
PV Field Orientation		Sheds configuration	
Orientation		No 3D scene defined	
Fixed plane			
Tilt/Azimuth		30 / 0 °	
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		No Shadings	
		Models used	
		Transposition	
		Perez	
		Diffuse	
		Perez, Meteonorm	
		Circumsolar	
		separate	
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	

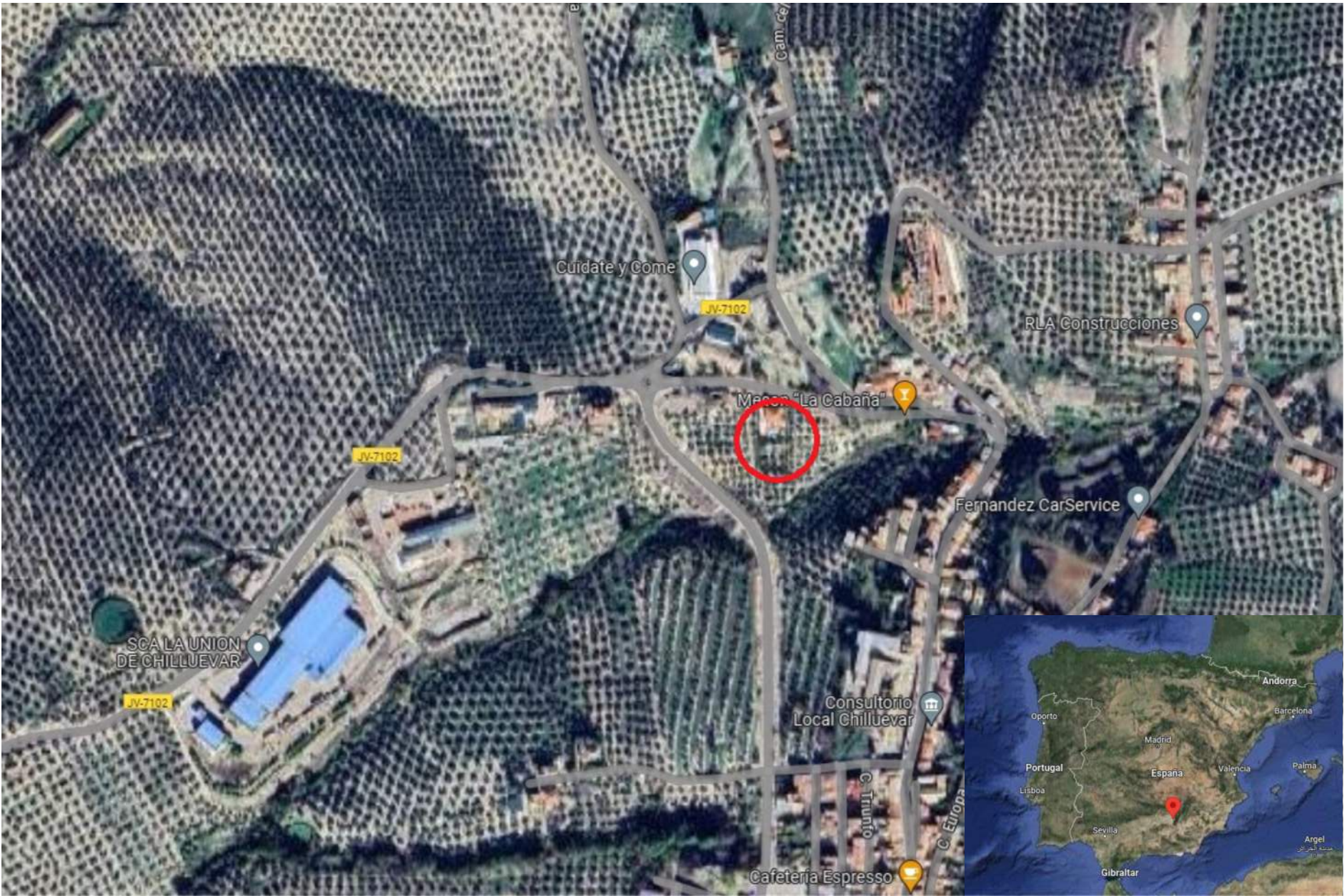
PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer		Manufacturer	
Model		Model	
Generic		Generic	
JAM72-S20-485-MR		SH4.0RS	
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power		485 Wp	
Number of PV modules		8 units	
Nominal (STC)		3880 Wp	
Modules		1 strings x 8 In series	
At operating cond. (50°C)		Phom ratio (DC:AC)	
Pmpp		3509 Wp	
U mpp		276 V	
I mpp		13 A	
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)		Total power	
Total		Number of inverters	
Module area		Phom ratio	
3.88 kWp		4 kWac	
8 modules		1 unit	
19.0 m²		0.97	

Array losses			
Array Soiling Losses		Thermal Loss factor	
Loss Fraction		Module temperature according to irradiance	
5.0 %		Uc (const)	
		20.0 W/m²K	
		Uv (wind)	
		0.0 W/m²K/m/s	
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss	
Loss Fraction		Loss Fraction	
2.0 %		-1.3 %	
Strings Mismatch loss		Module average degradation	
Loss Fraction		Year no	
0.2 %		1	
		Loss factor	
		0.55 %/year	
		Mismatch due to degradation	
		Imp RMS dispersion	
		0.4 %/year	
		Vmp RMS dispersion	
		0.4 %/year	
IAM loss factor			
Incidence effect (IAM): User defined profile			
0°	30°	50°	65°
1.000	1.000	0.992	0.943



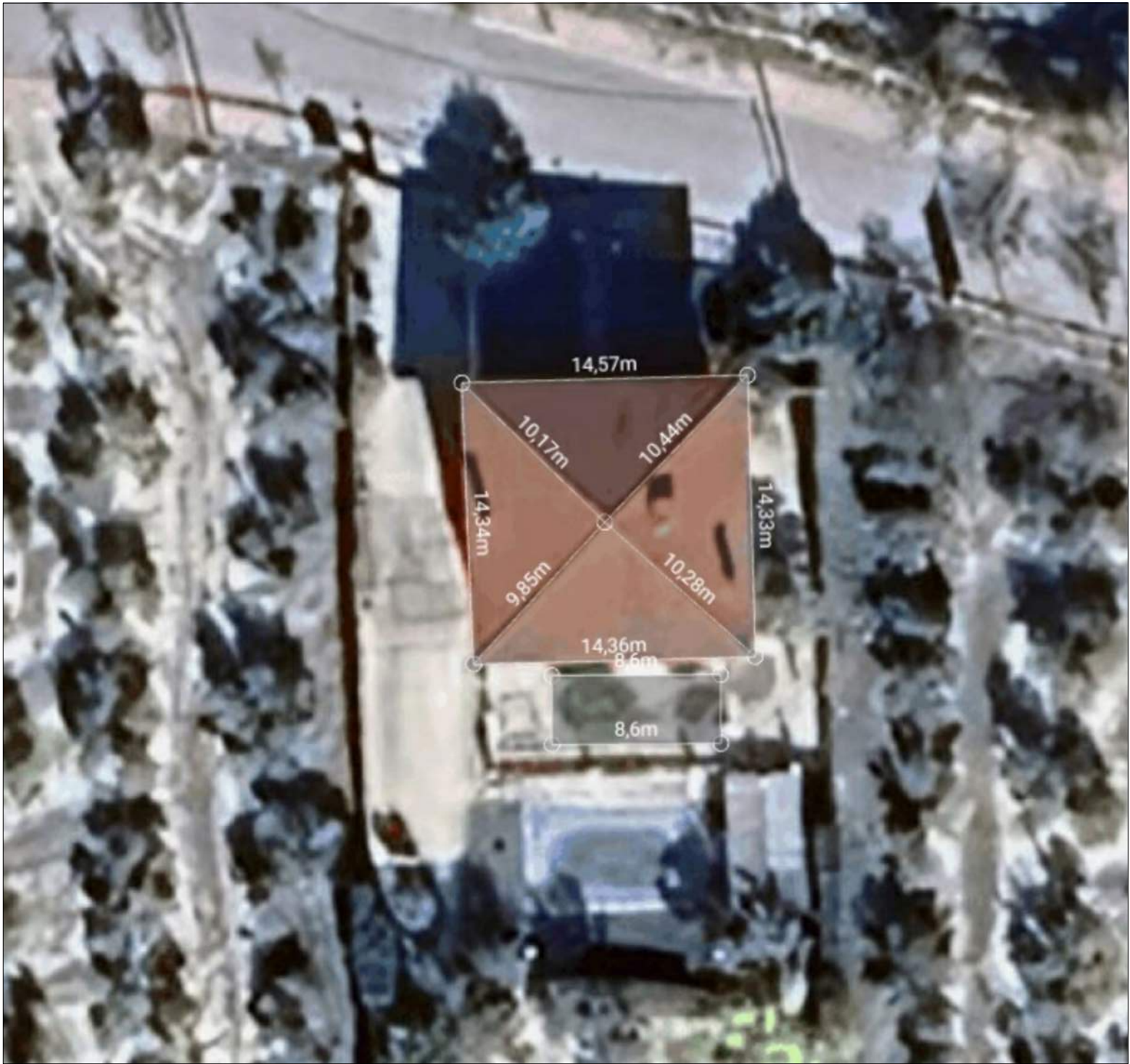


3.PLANOS

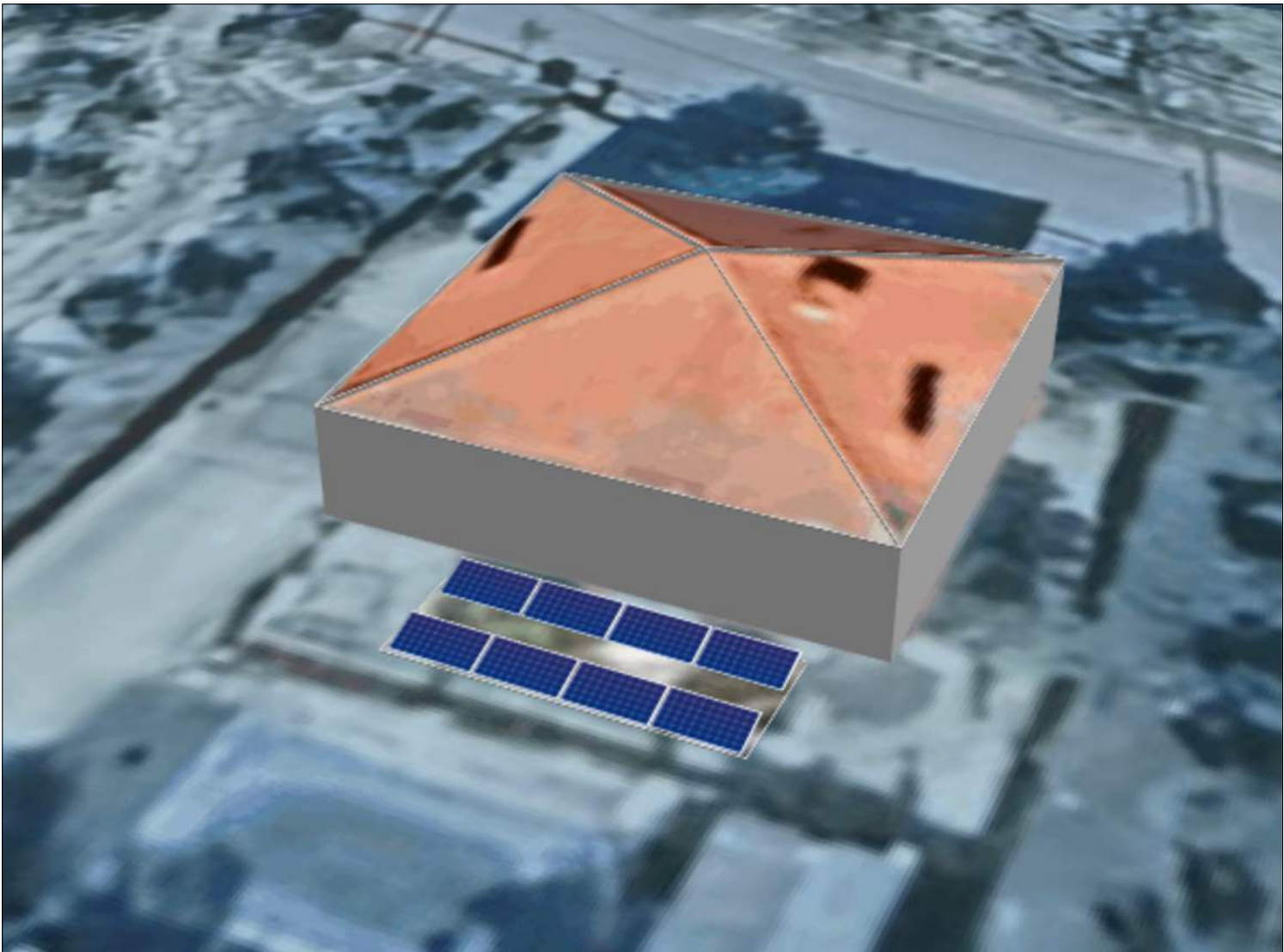
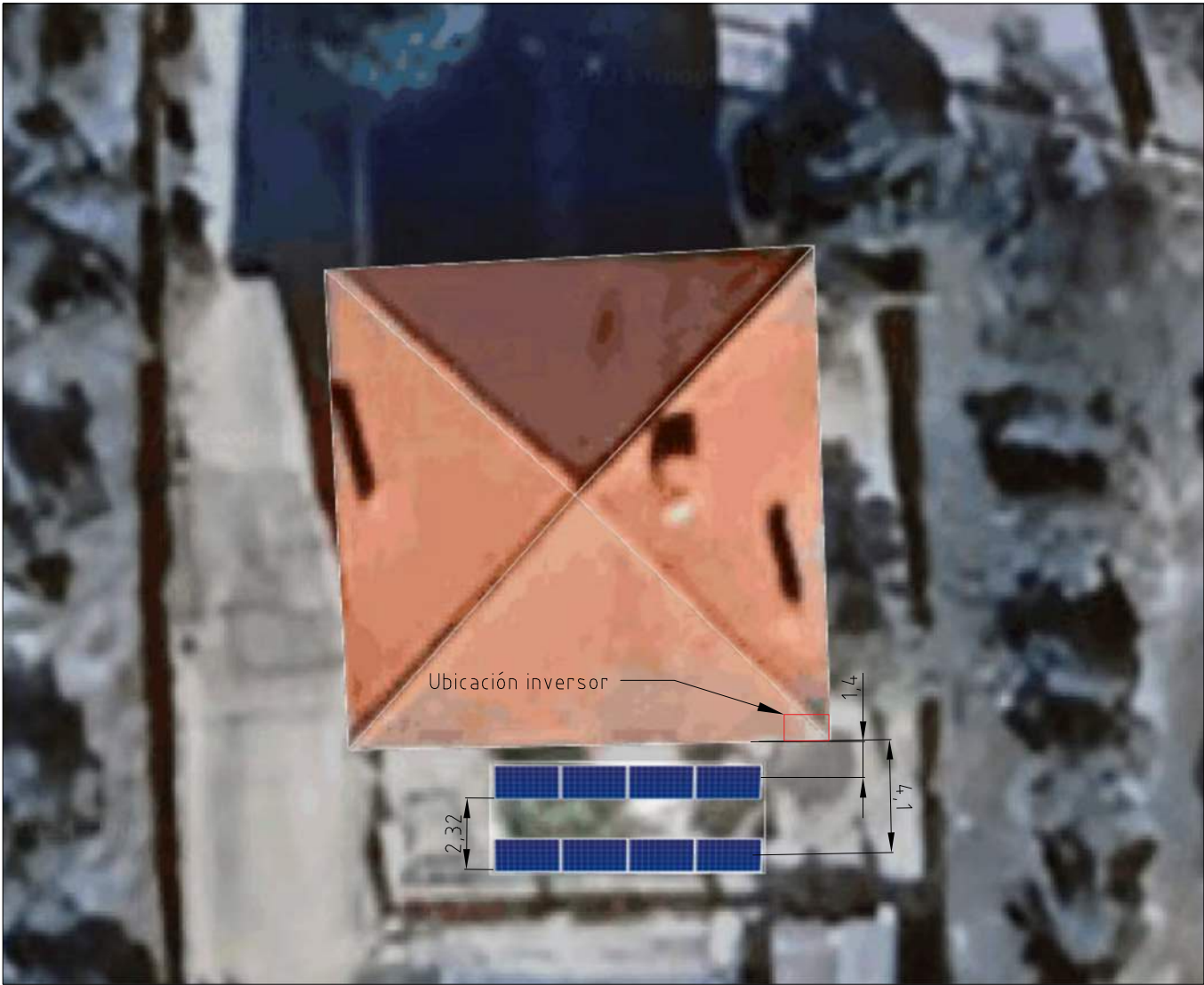


JV-7102, 3
Chilluevar (Jaén)
España
23477
38.006, -3.032

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN
DIBUJADO	16/05/24	Jaime Puertas		
COMPROBADO				
ESCALA:	Dimensionado y analisis económico de sistema fotovoltaico conectado a la red orientado al autoconsumo en una vivienda unifamiliar			Nº PLANO 1
	Plano de situación			SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:

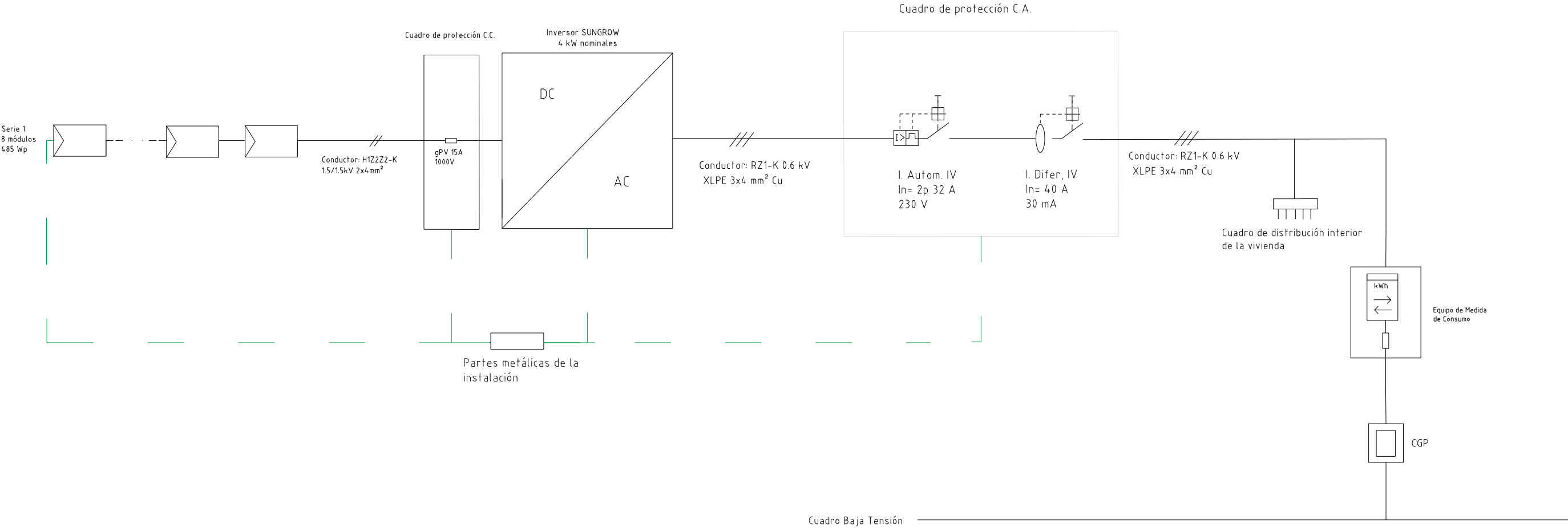


	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN
DIBUJADO	16/05/24	Jaime Puertas		
COMPROBADO				
ESCALA:	Dimensionado y analisis económico de sistema fotovoltaico conectado a la red orientado al autoconsumo en una vivienda unifamiliar			Nº PLANO 2
	Plano de emplazamiento			SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:



×Cotas en metros (m)

	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN
DIBUJADO	16/05/24	Jaime Puertas		
COMPROBADO				
ESCALA:	Dimensionado y analisis económico de sistema fotovoltaico conectado a la red orientado al autoconsumo en una vivienda unifamiliar			Nº PLANO 3
	Distribución de módulos			SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:



	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE JAÉN	
DIBUJADO	16/05/24	Jaime Puertas			
COMPROBADO					
ESCALA:	Dimensionado y analisis económico de sistema fotovoltaico conectado a la red orientado al autoconsumo en una vivienda unifamiliar				Nº PLANO 4
	Esquema unifilar				SUSTITUYE A:
					SUSTITUIDO POR:

4. PLIEGO DE CONDICIONES

4.1. Pliego de condiciones técnicas

4.1.1. Objeto

El objeto de este pliego de condiciones es fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red que se realicen en el ámbito de actuación del IDAE (proyectos, líneas de apoyo, etc.). Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

Además de valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

En determinados supuestos, para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza de los mismos o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

4.1.2. Generalidades

Este Pliego se aplica a las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.

Podrá servir como guía técnica para otras aplicaciones especiales, las cuales deberán cumplir los requisitos de seguridad, calidad y durabilidad establecidos. En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las características de estas aplicaciones.

4.1.3. Definiciones

Radiación solar

- Radiación solar: Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.
- Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m^2 .
- Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m^2 , o bien en MJ/m^2 .

Instalación

- Instalaciones fotovoltaicas. Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.
- Instalaciones fotovoltaicas interconectadas. Aquellas que disponen de conexión física con las redes de transporte o distribución de energía eléctrica del sistema, ya sea directamente o a través de la red de un consumidor.
- Línea y punto de conexión y medida. La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.
- Interruptor automático de la interconexión. Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.
- Interruptor general. Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.
- Generador fotovoltaico. Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

- Rama fotovoltaica. Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.
- Inversor u ondulator. Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.

Módulos fotovoltaicos

- Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.
- Célula de tecnología equivalente (CTE): Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.
- Módulo o panel fotovoltaico: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- Condiciones Estándar de Medida (CEM): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:
 - Irradiancia solar: 1000 W/m².
 - Distribución espectral: AM 1,5 G.
 - Temperatura de célula: 25 °C.
 - Potencia pico: Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.
 - TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

4.1.4. Diseño

Componentes de la instalación

Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.

Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a 50 V_{RMS} o 120 V_{CC}. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.

Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde se sitúa la instalación.

Diseño del generador fotovoltaico

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV. Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.

El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante.

Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.

Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

Estructura soporte

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.

La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.

La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).

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

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

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

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

En este caso, la estructura soporte será de hormigón, según fichas técnicas del Anexo 3.

Inversor de corriente

Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fija). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.

Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.

El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema. 5.6.5 La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

$$V_{\text{NOM}} \pm 5 \%, \text{ siendo } V_{\text{NOM}} = 220 \text{ V}_{\text{RMS}} \text{ o } 230 \text{ V}_{\text{RMS}}$$

$$50 \text{ Hz} \pm 2\%$$

El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.

Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.

- Desconexión del acumulador.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.

Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la siguiente tabla.

Tipo de inversor		Rendimiento al 20% de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
Onda Senoidal (*)	PNOM $\leq$ 500 VA	> 85%	> 75%
	PNOM > 500 VA	> 90%	> 85%
Onda no senoidal		> 90%	> 85%

Tabla 36. Rendimiento del inversor según cargas resistivas

(*) Se considerará que los inversores son de onda senoidal si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5% cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20 % hasta el 100 % de la potencia nominal.

Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión (VRMS) y frecuencia (Hz) nominales de salida
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie – Polaridad y terminales

Cableado

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.

Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo con la normativa vigente.

Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

Protecciones y puesta a tierra

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto R.D. 1699/2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. (modificaciones en el Real Decreto 413/2014, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos)

Las masas de la instalación de generación estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora y cumplirán con lo indicado en los reglamentos de seguridad y calidad industrial vigentes que sean de aplicación.

Las tomas de tierra se establecerán:

- Del generador FV: estructura soporte y marco metálico.
- De la instalación correspondiente a los consumos de alterna.

La superficie del conductor de protección será como mínimo la del conductor de fase correspondiente.

Armónicos y compatibilidad electromagnética

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Diseño del sistema de monitorización

El sistema de monitorización proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada del inversor.
- Voltaje de fase/s en la red, potencia total de salida del inversor.
- Radiación solar en el plano de los módulos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Potencia reactiva de salida del inversor para instalaciones mayores de 5 kWp.
- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

Ejecución de las instalaciones

Todas las normas de instalación se ajustarán, en todo caso, a los planos, mediciones y calidades que se expresan, así como a las directrices que la Dirección Facultativa estime oportunas. Además del cumplimiento de lo expuesto, las instalaciones se ajustarán a las normativas que le pudieran afectar, emanadas de organismos oficiales.

El contratista, salvo aprobación por escrito del Director de Obra, no podrá hacer ninguna alteración o modificación de cualquier naturaleza tanto en la ejecución de la obra en relación con el proyecto como las condiciones técnicas especificadas, sin perjuicio de lo que en cada momento pueda ordenarse por el Director de Obra.

El cableado de paneles fotovoltaicos implica riesgo eléctrico por las tensiones de generación. Dado que en dicho proceso el sistema está desprovisto de protección a personas, se seguirán en todo momento las siguientes normas:

El personal deberá utilizar en todo momento guantes aislantes que presenten un aislamiento adecuado a dichas tensiones de generación.

En el proceso de cableado se seguirá la siguiente secuencia:

- Formación de bloques de un máximo de 2 paneles en serie. Esto evitará que aparezcan tensiones superiores a 65 voltios.
- Una vez instalada la red general de corriente continua con la protección por pérdida de aislamiento operativa, se permitirá el cableado entre los distintos bloques anteriormente descritos. La conexión de bloques se realizará desde los extremos positivos de la rama hacia el negativo.

Pruebas reglamentarias

Ensayos dieléctricos

Todo el material que forma parte del equipo eléctrico debe estar diseñado para soportar las tensiones de ensayo de tipo especificadas en las correspondientes normas UNE o especificaciones del proyecto.

El director de obra podrá exigir las certificaciones acreditativas de los ensayos o en caso contrario las correspondientes pruebas de ensayo.

Instalación de tierra

Se comprobará la medida de la resistencia. En cuanto a la base sobre la que se asienta el generador fotovoltaico, se puede comprobar que no existe ninguna zona

desprovista de capa de hormigón o asfalto desde la cual se pueda acceder a masas metálicas en contacto con el generador.

Protecciones

Se comprobará el correcto funcionamiento de las protecciones de las distintas partes de la instalación. En especial, se comprobará que, en la conexión con la red general de baja tensión, el generador fotovoltaico nunca puede quedar funcionando en isla.

Calidad de la onda

Se comprobará que la onda de alterna a la salida del inversor cumple con las especificaciones del proyecto.

Módulos fotovoltaicos

Se ajustarán a las pruebas de aceptación del suministro de módulos a efectuar por el Instituto de Energía Solar.

4.2. Pliego de condiciones de mantenimiento

4.2.1. Mantenimiento de las instalaciones

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

En el plan de mantenimiento preventivo se incluyen operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma.

Como plan de mantenimiento correctivo se entienden todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá al menos una visita semestral en la que se realizarán las siguientes actividades:

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

Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

Independientemente del mantenimiento estándar se mantendrán las recomendaciones del propio fabricante recogidas en el manual de usuario del inversor.

4.2.2. Garantías

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

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

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de 3 años, para todos los materiales utilizados y el procedimiento empleado en su montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía mínima será de 10 años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del suministro debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que el suministrador haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

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

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a

los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, salvo lo indicado en el punto anterior.

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente, lo comunicará fehacientemente al fabricante.

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

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas 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.

4.3. Pliego de condiciones de uso y seguridad

Verificación antes del encendido

1. El inversor debe estar instalado de forma correcta y firme.
2. Verifique que los interruptores de CC y que el interruptor de salida de CA correspondiente al enlace descendente esté en la posición OFF.
3. Los cables de tierra deben estar conectados firmemente, sin circuitos abiertos ni cortocircuitos.
4. Los cables de salida de CA deben estar conectados de forma correcta y firme, sin circuitos abiertos ni cortocircuitos.
5. Los cables de entrada de CC deben estar conectados de forma correcta y firme, sin circuitos abiertos ni cortocircuitos.
6. Los cables de comunicación deben estar conectados de forma correcta y firme.
7. Todos los conectores utilizados en la parte inferior del chasis deben estar sellados.
8. La tapa de los terminales de CA se debe haber colocado nuevamente en su lugar.
9. La puerta del compartimento de mantenimiento debe estar cerrada y los tornillos correspondientes deben estar ajustados.
10. Los terminales de entrada de CC inactivos deben estar sellados.
11. El puerto USB no usado debe estar tapado con un tapón a prueba de agua.
12. Los conectores AC OUTPUT y COM no usados deben estar tapados y los mecanismos de cierre deben estar ajustados.

5.MEDICIONES

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD
CAPÍTULO 01 Acondicionamiento del terreno							
01.01	m2 Desbroce y limpieza superficial del terreno a máquina Limpieza y desbroce de terreno, con medios mecánicos. Medida la superficie en verdadera magnitud.						40,00
01.02	m3 TRANSPORTE DE ESCOMBROS A VEREDERO						10,00
01.03	m ² COMPACTACIÓN SUPERFICIAL REALIZADA CON PISÓN MANUAL Compactación superficial realizada con pisón manual, al 95% proctor, en 20 cm de profundidad, incluso p.p. de regado y refino de la superficie final. Medida la superficie en verdadera magnitud.						40,00
CAPÍTULO 02 Estructura							
02.01	u Soportes hormigón para módulos fotovoltaicos Soportes de hormigón SOLARBLOC con inclinación de 30° para módulos fotovoltaicos, con montaje en horizontal, sin andar al suelo. Instalación en cubierta plana con fijación.						10,00
CAPÍTULO 03 Cableado y canalización							
03.01	Tramo cableado DC módulos fotovoltaicos-inversor Abastecimiento e instalación de cables de interconexión entre módulos fotovoltaicos y las entradas MPPT del inversor.						17,20
03.02	Tramo cableado AC inversor-cuadro BT Abastecimiento e instalación de cables de interconexión entre módulos fotovoltaicos y las entradas MPPT del inversor.						10,00
03.03	Bandeja portacables Rejiband 60x150mm						20,00
03.04	Instalación de puesta a tierra						28,00

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD
CAPÍTULO 04 Instalación fotovoltaica							
04.01	u Módulo fotovoltaico de celulas de silicio monocristalino Módulo solar fotovoltaico de silicio monocristalino con una potencia de 500 Wp. Totalmente instalado, probado y funcionando.						8,00
04.02	u Inversor monofásico híbrido Suministro e instalación de inversor monofásico híbrido de la marca SUNGROW modelo SH 4.0 RS de potencia nominal igual a 4 kW. Completamente montado y revisado. En ningún caso se ampliarán las dimensiones o pesos del inversor con la intención de dotar al inversor del espacio de transferencia necesario para la correcta ventilación del mismo ni poder causar defectos para anclaje. Power meter SUNGROW s100 y WiNet-S incluidos con el inversor.						1,00
04.03	u Cuadro eléctrico y protecciones Instalación de cuadro eléctrico, compuesto por fusibles gPV 20A 1000V y potafusibles, interruptor magnetotérmico e interruptor diferencial.						1,00
CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD
CAPÍTULO 05 Verificación y puesta en marcha							
05.01	Desarrollo y tasa del proyecto						1,00
05.02	Legalización Elaboración de documentación técnica complementaria, tramitación administrativa y legalización de las instalaciones. Incluye proyectos complementarios, tasas, visados, gestiones y solicitudes de empresa distribuidora, gastos derivados hasta la inscripción en registro y final puesta en marcha en servicio de la instalación.						1,00
CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD
CAPÍTULO 06 Gestión de residuos							
06.01	h Separación de residuos en obra						1,00
06.02	h Gestión de residuos plásticos valorización						1,00

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD
CAPÍTULO 07 Seguridad y salud							
07.01	u Medicina preventiva y primeros auxilios						1,00
07.02	u Cojunto de sistemas de proteccion colectiva						1,00
07.03	u Conjunto de equipos de proteccion individual						1,00
07.04	u Conjunto de equipos de higiene y bienestar						1,00

6.PRESUPUESTO

6.1. Cuadro de precios descompuestos

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO 01 Acondicionamiento del terreno					
01.01	m²	Desbroce y limpieza superficial del terreno a máquina			
		Limpieza y desbroce de terreno, con medios mecánicos. Medida la superficie en verdadera magnitud.			
P01	0,003 h	PEÓN ESPECIAL	22,01	0,07	
P02	0,005 h	PALA CARGADORA	35,54	0,18	
TOTAL PARTIDA					0,25
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CERO EUROS con VEINTICINCO CÉNTIMOS					
01.02	m³	TRANSPORTE DE ESCOMBROS A VERTEDERO			
P03	0,001 h	PEÓN ESPECIAL	22,01	0,02	
P04	0,030 h	PALA CARGADORA	35,54	1,07	
P05	0,100 h	CAMIÓN BASCULANTE	38,12	3,81	
TOTAL PARTIDA					4,90
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CUATRO EUROS con NOVENTA CÉNTIMOS					
01.03	m²	COMPACTACIÓN SUPERFICIAL REALIZADA CON PISÓN MANUAL			
		Compactación superficial realizada con pisón manual, al 95% proctor, en 20 cm de profundidad, incluso p.p. de regado y refinado de la superficie final. Medida la superficie en verdadera magnitud.			
P46	0,150 h	Peón especial	22,00	3,30	
P47	0,060 m ³	Agua potable	1,16	0,07	
TOTAL PARTIDA					3,37
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de TRES EUROS con TREINTA Y SIETE CÉNTIMOS					

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO 02 Estructura					
02.01	u	Soportes hormigón para módulos fotovoltaicos			
		Soportes de hormigón SOLARBLOC con inclinación de 30° para módulos fotovoltaicos, con montaje en horizontal, sin anclar al suelo.			
		Instalación en cubierta plana con fijación.			
P06	1,000 u	Soporte bloque de hormigón SOLARBLOC inclinación 30°	22,50	22,50	
P07	0,200 h	Oficial 1º electricista	22,00	4,40	
P26	2,000 u	OMEGA DE ALUMINIO PARA PANEL SOLARBLOC	0,52	1,04	
P27	2,000 u	ARANDELA D127 GROWER C5-M (SOLARBLOC)	0,06	0,12	
P28	2,000 u	TORNILLO HEXAGONAL M8x150 DIN 933 C5-M (SOLARBLOC)	0,70	1,40	
TOTAL PARTIDA					29,46
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTINUEVE EUROS con CUARENTA Y SEIS CÉNTIMOS					

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO 03 Cableado y canalización					
03.01		Tramo cableado DC módulos fotovoltaicos-inversor			
		Abastecimiento e instalación de cables de interconexión entre módulos fotovoltaicos y las entradas MPPT del inversor.			
P08	1,000 m	METRO TUBO PVC M25 ENCHUFABLE	0,60	0,60	
P09	1,000 m	METRO Cable Solar 4mm Funda Negra Z2Z2	0,72	0,72	
P10	1,000 m	METRO Cable Solar 4mm Funda Roja Z2Z2	0,72	0,72	
P11	1,000 u	ABRAZADERA PVC PARA TUBO RIGIDO M25	0,09	0,09	
P12	1,000 u	CURVA FLEXIBLE 25mm PVC(manguito corrugado)	1,09	1,09	
P13	2,000 u	BRIDA NEGRA 3.5X150 MM	0,03	0,06	
P14	2,000 u	TACO NYLON NEGRO 8MM	0,06	0,12	
P15	0,060 h	OFICIAL 1ª ELECTRICISTA	22,00	1,32	
TOTAL PARTIDA					4,72
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CUATRO EUROS con SETENTA Y DOS CÉNTIMOS					
03.02		Tramo cableado AC inversor-cuadro BT			
		Abastecimiento e instalación de cables de interconexión entre módulos fotovoltaicos y las entradas MPPT del inversor.			
P16	1,000 m	METRO CABLE 4mm MARRON LIBRE HALOGENOS H07Z1-K	0,58	0,58	
P17	1,000 m	METRO CABLE 4mm AZUL LIBRE HALOGENOS H07Z1-K	0,58	0,58	
P18	1,000 m	METRO CABLE 4mm TIERRA LIBRE HALOGENOS H07Z1-K	0,58	0,58	
P19	0,040 h	OFICIAL 1ª ELECTRICISTA	22,00	0,88	
TOTAL PARTIDA					2,62
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOS EUROS con SESENTA Y DOS CÉNTIMOS					
03.03		Bandeja portacables Rejiband 60x150mm			
P20	1,000 m	METRO REJIBAND 100x60 BYCROMATADO	3,10	3,10	
P21	0,060 h	OFICIAL 1ª ELECTRICISTA	22,00	1,32	
TOTAL PARTIDA					4,42
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CUATRO EUROS con CUARENTA Y DOS CÉNTIMOS					
03.04		Instalación de puesta a tierra			
P50	1,000	CABLE DE COBRE DESNUDO 16 MM RÍGIDO	2,46	2,46	
TOTAL PARTIDA					2,46
Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOS EUROS con CUARENTA Y SEIS CÉNTIMOS					

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO 04 Instalación fotovoltaica						
04.01		u	Módulo fotovoltaico de células de silicio monocristalino			
			Módulo solar fotovoltaico de silicio monocristalino con una potencia de 500 Wp. Totalmente instalado, probado y funcionando.			
P29	1,000	u	Panel solar fotovoltaico de silicio monocristalino	83,90	83,90	
P30	0,100	h	Oficial 1º Electricista	22,00	2,20	
P31	0,100	h	Ayudante	16,00	1,60	

TOTAL PARTIDA 87,70

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de OCHENTA Y SIETE EUROS con SETENTA CÉNTIMOS

04.02		u	Inversor monofásico híbrido			
			Suministro e instalación de inversor monofásico híbrido de la marca SUNGROW modelo SH 4.0 RS de potencia nominal igual a 4 kW. Completamente montado y revisado. En ningún caso se ampliarán las dimensiones o pesos del inversor con la intención de dotar al inversor del espacio de transferencia necesario para la correcta ventilación del mismo ni poder causar defectos por anclaje. Power meter SUNGROW s100 y Winet-S incluidos con el inversor.			
P32	1,000		Inversor monofásico de conexión a la red	909,00	909,00	
P33	0,460		Oficial 1º electricista	22,00	10,12	
P34	0,460		Ayudante electricista	16,00	7,36	

TOTAL PARTIDA 926,48

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de NOVECIENTOS VEINTISEIS EUROS con CUARENTA Y OCHO CÉNTIMOS

04.03		u	Cuadro eléctrico y protecciones			
			Instalación de cuadro eléctrico, compuesto por fusibles gPV 20A 1000V y portafusibles, interruptor magnetotérmico e interruptor diferencial.			
P35	2,000	u	FUSIBLE CILINDRICO 10x38 15A gPV 1000V	1,82	3,64	
P36	2,000	u	BASE PORTAFUSIBLE 10X38 DIN 1000V DC	3,50	7,00	
P38	1,000	u	CUADRO ESTANCO 12 ELEMENTOS	21,31	21,31	
P39	1,000	u	INT. MAGNETOTERMICO 2x25A SCHNEIDER A9F79225	12,20	12,20	
P40	1,000	u	INT. DIFERENCIAL 2x40x30 mA SUPERINMUNIZADO A9R61240 SCHNEIDER	25,95	25,95	
P41	1,000	u	BORNA CARRIL TIERRA 4mm	2,20	2,20	
P42	2,000	h	Oficial 1º electricista	22,00	44,00	
P43	1,000	h	Ayudante electricista	16,00	16,00	
P48	1,000	u	SOBRETENSIONES TRANSITORIO 1MOD. 1P+N 15kA/30kA 275V SGS1C1N-275	16,21	16,21	
P49	1,000	u	PROTECCION SOBRETENSIONES TRANSITORIAS 1000VDC FV2 40kA	30,70	30,70	

TOTAL PARTIDA 179,21

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO SETENTA Y NUEVE EUROS con VEINTIUN CÉNTIMOS

CÓDIGO	CANTIDAD	UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO 05 Verificación y puesta en marcha						
05.01			Desarrollo y tasa del proyecto			
P24	1,000	u	Proyecto de ingeniería	100,00	100,00	
P25	2,000	h	Ingeniero Técnico Superior	30,00	60,00	

TOTAL PARTIDA 160,00

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIENTO SESENTA EUROS

05.02			Legalización			
			Elaboración de documentación técnica complementaria, tramitación administrativa y legalización de las instalaciones. Incluye proyectos complementarios, tasas, visados, gestiones y solicitudes de empresa distribuidora, gastos derivados hasta la inscripción en registro y final puesta en marcha en servicio de la instalación.			
			Sin descomposición			
			TOTAL PARTIDA 100,00			

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CIEN EUROS

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO 06 Gestión de residuos					
06.01	h	Separación de residuos en obra			
P44	0,080 h	Peón	85,74	6,86	
TOTAL PARTIDA					6,86

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de SEIS EUROS con OCHENTA Y SEIS CÉNTIMOS

06.02	h	Gestión de residuos plásticos valorización			
P45	1,000 h	Tasa valorización residuos plásticos	2,00	2,00	
TOTAL PARTIDA					2,00

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DOS EUROS

CÓDIGO	CANTIDAD UD	RESUMEN	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
CAPÍTULO 07 Seguridad y salud					

07.01	u	Medicina preventiva y primeros auxilios			
			Sin descomposición		
TOTAL PARTIDA					22,75

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTIDOS EUROS con SETENTA Y CINCO CÉNTIMOS

07.02	u	Conjunto de sistemas de protección colectiva			
			Sin descomposición		
TOTAL PARTIDA					25,20

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de VEINTICINCO EUROS con VEINTE CÉNTIMOS

07.03	u	Conjunto de equipos de protección individual			
			Sin descomposición		
TOTAL PARTIDA					45,90

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de CUARENTA Y CINCO EUROS con NOVENTA CÉNTIMOS

07.04	u	Conjunto de equipos de higiene y bienestar			
			Sin descomposición		
TOTAL PARTIDA					10,21

Asciende el precio total de la partida a la mencionada cantidad de DIEZ EUROS con VEINTIUN CÉNTIMOS

6.2. Resumen del presupuesto

CAPITULO	RESUMEN	EUROS	%
1	Acondicionamiento del terreno.....	193,80	6,61
2	Estructura.....	294,60	10,04
3	Cableado y canalización.....	264,66	9,02
4	Instalación fotovoltaica.....	1.807,29	61,61
5	Verificación y puesta en marcha.....	260,00	8,86
6	Gestión de residuos.....	8,86	0,30
7	Seguridad y salud.....	104,06	3,55
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL		2.933,27	
	13,00% Gastos generales.....	381,33	
	6,00% Beneficio industrial.....	176,00	
SUMA DE G.G. y B.I.		557,33	
	21,00% I.V.A.....	733,03	
TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA		4.223,63	
TOTAL PRESUPUESTO GENERAL		4.223,63	

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de CUATRO MIL DOSCIENTOS VEINTITRES EUROS con SESENTA Y TRES CÉNTIMOS

Jaén, a 19 de abril de 2024.

7. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

7.1. Introducción

Es el documento elaborado por el técnico competente designado por el Promotor, donde se precisan las normas de seguridad y salud aplicables a la obra, contemplando la identificación de los riesgos laborales que puedan ser evitados, indicando las medidas técnicas necesarias para ello. Incluye también las previsiones y las informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

7.2. Objeto del estudio de seguridad y salud

Este Estudio de Seguridad y Salud establece las condiciones relativas a la prevención de accidentes laborales y enfermedades profesionales durante la ejecución de los trabajos que abarca el proyecto, así como los derivados de las actividades de reparación, conservación, entretenimiento y mantenimiento, y las características de las instalaciones preceptivas de higiene y bienestar para los trabajadores.

Tiene por finalidad dar unas directrices básicas a las empresas contratistas para cumplir sus obligaciones en el campo de la prevención de riesgos laborales.

En este estudio se concreta y desarrolla las medidas de seguridad correspondientes a la ejecución de la obra para el montaje de la instalación Solar Fotovoltaica que presentará para su aprobación al Coordinador de Seguridad y Salud antes del comienzo de los trabajos o en caso de que no intervenga más de una empresa, será la dirección facultativa la encargada de tramitar la aprobación del Estudio de Seguridad y Salud.

El Estudio de seguridad y Salud se redacta considerando los riesgos que a priori pueden surgir en el transcurso de esta obra. Esto no quiere decir que no aparezcan otros riesgos no previstos, los cuales deberán ser estudiados y evaluados para posteriormente ampliar dicho Estudio y sus medidas preventivas mediante anexos durante el transcurso de la obra. Esto se realizará en el momento en que se detecten los riesgos no previstos, tras un accidente o a instancias del coordinador de seguridad y salud.

7.3. Justificación estudio básico de seguridad y salud

El Real Decreto 1627/1.997 de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, establece en el apartado 2 del Artículo 4 que en los proyectos de obra no incluidos en los supuestos previstos en el apartado 1 del mismo Artículo, el promotor estará obligado a que en la fase de redacción del proyecto se elabore un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Por lo tanto, hay que comprobar que se dan todos los supuestos siguientes:

- El Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) es inferior a 450.000 €.
- Que la duración estimada sea superior a 30 días laborales, empleándose en algún
- Que el volumen de mano de obra estimada, entendiéndose por tal la suma de los días
- de trabajo del total de los trabajadores en la obra, sea superior a 500.
- No es una obra de túneles, galerías, conducciones subterráneas o presas.

Como no se da ninguno de los supuestos previstos en el apartado 1 del Artículo 4 del R.D. 1627/1.997 se redacta el presente ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD.

7.4. Situación y descripción de la obra

La obra que se pretende ejecutar y su situación queda detalladamente descrita en el resto de los documentos que componen el presente proyecto con título.

7.5. Características de las obras

Existen unas características generales que deben cumplirse en todo tipo de obras:

- Descripción de la obra y situación: se deberá de realizar un anexo específico sobre la situación de la obra debido al Estudio de Seguridad y Salud. En este anexo hay que establecer los problemas que podemos encontrar con el emplazamiento, ya sea debido al medio de transporte o por dificultades en la llegada.
- Suministro de energía eléctrica: será facilitado por la empresa adjudicataria. Esta se encargará de abastecer la industria con los puntos de enganche necesarios.
- Suministro de agua potable: se tomará agua potable de los conductos encontrados en la zona o región. Habría que disponer de los medios necesarios mínimos desde el comienzo de la realización de la obra.
- Servicios higiénicos: como ya se ha comentado, se deberá de disponer de los servicios higiénicos reglamentarios.

Dar las debidas instrucciones a los trabajadores.

Unidades de obra

La obra se divide en las siguientes fases:

- Transporte de materiales hasta el lugar de la obra y descarga.
- Zonas de trabajo (aire libre).
- Colocación de material y elementos (estructura, módulos, etc.).
- Instalación de inversores
- Electricidad.

Maquinaria y máquinas-herramienta

Está prevista la utilización de la maquinaria que a continuación se relaciona:

- Camiones
- Grúas
- Herramientas manuales.

7.6. Formación

Será obligatoria la formación en materia de Seguridad y Salud de todo el personal que tome parte en los trabajos. Dicha formación será específica para la obra que se va a ejecutar y consistirá en una explicación de los riesgos a los que se encuentran expuestos, los métodos de trabajo más seguros que deben aplicarse y las protecciones colectivas e individuales de que disponen y que serán de uso obligatorio.

Se explicará también a los trabajadores qué deben hacer en el caso de que suceda un accidente laboral. La formación habrá de demostrarse ante el coordinador de seguridad y salud y en caso de que no sea obligatoria su designación, ante la dirección facultativa.

7.7. Medicina preventiva y primeros auxilios

-Botiquines

Se dispondrá de un botiquín en cada uno de los coches de los trabajadores que se desplacen a la obra, conteniendo el material sanitario especificado a continuación:

- Un frasco de agua oxigenada
- Un frasco de alcohol 96º
- Un frasco de yodo
- Un frasco de mercurio
- Un frasco de amoníaco
- Un paquete de gasas esterilizadas

- Un paquete de algodón hidrófilo
- Un rollo de esparadrapo
- Un paquete de tiritas
- Un torniquete
- Una bolsa para agua o hielo
- Guantes esterilizados
- Un termómetro clínico
- Antiespasmódicos
- Analgésicos
- Tónicos cardíacos de urgencia
- Jeringuillas desechables
- Unas tijeras
- Suero estéril



Figura 10. Equipos de primeros auxilios

Asistencia a accidentes

Se colocarán en lugares visibles listas con los teléfonos y direcciones de los centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, etc. para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los centros de asistencia.

Como mínimo, deben figurar en los carteles los datos de (*):

- Servicio de urgencia (112)
- Ambulancia
- Ayuntamiento
- Policía Local
- Bomberos
- Guardia Civil
- Centro de Salud Emergencias
- Cruz Roja
- Protección Civil

Estos teléfonos deberán figurar en las ventanillas de los coches que están trabajando en la obra. Y estar en la agenda del teléfono móvil del encargado y/o supervisor presente en obra.

Protección contra incendios

Las posibles causas de incendios pueden ser tirar cigarrillos encendidos en sitios destinados al almacenaje de materiales o sustancias inflamables, etc. que en muchas ocasiones se comparten con las salas de calderas. También existe riesgo por uso de radiales o trabajos de soldadura en zonas próximas a elementos o materiales inflamables.

Para evitarlo se extremarán las precauciones por parte de los trabajadores fumadores, quedando prohibido fumar salvo en el exterior.

En las instalaciones del centro objeto de la instalación es posible que nos encontraremos productos químicos almacenados (esmaltes, disolventes...). Extremaremos la precaución a la hora de trabajar en zonas próximas.



Figura 11. Cartel prohibido fumar

Para evitarlo se extremarán las siguientes precauciones:

- Por parte de los trabajadores fumadores, quedando prohibido fumar en las instalaciones exteriores, salvo en zonas habilitadas.
- Las herramientas de trabajo como la radial y el grupo de soldadura deberán utilizarse de forma cautelosa, estableciendo un margen de seguridad de 10 metros de la zona de materiales inflamables, en caso de no poder estos márgenes de seguridad, elegiremos una zona de trabajo libre de peligro.
- Respecto a las indicaciones, lee y cumple todas las recomendaciones sobre seguridad: adhesivos, avisos, prohibiciones. Máxima precaución en zonas de trabajo peligrosas para evitar riesgos de inflamación, deflagración, explosión o incendio.



Figura 12. Cartel precaución zonas de peligro

En la zona de trabajo deberá estar provista de extintor polivalente para hacer frente a un posible inicio de un fuego.

-Normas de seguridad

- Los caminos de evacuación estarán libres de obstáculos.
- Los almacenes de materiales combustibles estarán alejados de cualquier foco de calor.
- La iluminación e interruptores del almacén de productos inflamables se hará mediante equipos antideflagrantes de seguridad.

-Extintor

Debido a la importancia de poder apagar un incendio en su inicio y concienciar a las personas que es su misión de utilizar y saber manejar los extintores y no la de los bomberos profesionales.

¿Qué es un extintor? Es un aparato autónomo que contiene un agente extintor, el cual puede ser proyectado y dirigido sobre un fuego por la acción de una presión interna. Esta presión puede obtenerse por una presurización interna permanente, por una reacción química o por la liberación de un gas auxiliar.

Con carácter imprescindible el instalador deberá tener a su alcance como mínimo:

Extintor de 6 kilos POLVOS A, B, C.



Figura 13. Equipo contra incendio portátil de eficacia 27A 183B Extintor 6 kg polvos A,B,C

Modo de uso:

- Quitar la anilla de seguridad, de un tirón.
- Apretar el gatillo.
- Se debe atacar el fuego por la base, limpiando la superficie en zigzag.
- Retirase del fuego de frente, nunca de espalda.

Muy importante: solo usaremos el extintor en la primera etapa del fuego (su inicio).

Antes de acercarse al fuego tirar un poco al aire para verificar que el extintor se encuentra en las condiciones óptimas para hacer frente a la extinción del fuego. En el caso de no encontrarlo en óptimas condiciones, REPLAZARLO.

7.8. Medidas de seguridad en las unidades de obra

A continuación, se van a analizar los distintos trabajos previstos para cada una de las unidades de la obra. Los capítulos de Maquinaria y máquinas - herramientas son comunes para cada una de las fases de la obra.

-Transporte de materiales hasta el lugar de la obra y descarga

Si esta labor es realizada por un transportista ajeno a la empresa que realiza los trabajos, deberá asumir las normas de seguridad previstas en este capítulo y si el transportista pertenece a una empresa subcontratada, deberá asumir estas medidas en una carta que se le facilitará, siempre que acceda a la obra para efectuar descarga de material.

En esta fase se utilizará camión, grúa y herramientas manuales diversas, por lo que además de las medidas preventivas estimadas, debemos tener en cuenta las normas de seguridad para la maquinaria empleada.

Riesgos más frecuentes

- Caídas al mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Atropellos
- Golpes en extremidades
- Atrapamiento o aplastamiento por desplome de materiales

Normas básicas de seguridad y protecciones colectivas

- Todos los trabajadores tendrán conocimiento de los riesgos a los que están expuestos, debiendo utilizar los equipos de protección individual para minimizar dichos riesgos.
- La descarga se efectuará en lugares destinados para tal fin y previamente señalizados y vallados correctamente.
- Cuando el camión esté maniobrando para realizar la descarga, debe ser guiado por una persona desde el exterior.
- Antes de llevar a cabo el desatado de la mercancía se debe hacer un reconocimiento, para comprobar si se ha movido la carga.
- El desatado de las eslingas debe realizarlo, la persona que efectuó el transporte.
- Todos los trabajadores que participen en la descarga deben de ser avisados, cuando se desaten las eslingas.
- Para subir a la plataforma del camión y bajar, se utilizará escalera de mano, adecuada a la altura de esta.
- Se cuidará durante todo el desarrollo de esta fase el orden y la limpieza del lugar de trabajo.

Protecciones personales

- Casco de seguridad
- Calzado de seguridad
- Guantes de cuero
- Ropa de trabajo
- Chaleco reflectante para trabajos próximos a la vía pública.

-Zonas de trabajo (interperie)

La mayor parte de los trabajos objeto de este estudio se realizan a la intemperie. Los trabajos que se llevarán a cabo será la colocación de módulos, así como estructuras y cableado.

Riesgos más frecuentes

- Radiación Solar
- Estrés térmico, debido a exposiciones continuadas de ambientes calurosos o fríos.
- Hipotermia.
- Desmayos
- Sarpullidos
- Calambres debidos al calor
- Malestar general.
- Disminución de la habilidad manual por:
- Reducción de la sensibilidad táctil.
- Anquilosamiento de las articulaciones.

Normas básicas de seguridad y protecciones colectivas

-Ambientes calurosos

Teniendo en cuenta las altas temperaturas, el esfuerzo físico desarrollado y el elevado grado de humedad asociado a la ejecución de determinadas tareas, es preciso conocer y prestar atención a los síntomas derivados de la exposición al calor, con el fin de adoptar alguno de las medidas preventivas y de protección propuestas seguidamente:

-Organización del trabajo:

- En las épocas más calurosas reducir el tiempo de exposición al sol, tratando de evitar, especialmente, la franja horaria comprendida entre las 12 y las 17 horas.

- Realizar a primera hora, con menor radiación solar, las tareas que requieran mayor esfuerzo.
- Planificar los descansos de forma periódica en algún lugar sombreado. Deberán realizarse pausas y descansar siempre que sea necesario, permitiendo que los trabajadores intercalen a su libre albedrío los periodos de actividad y de reposo. Ciclos breves y frecuentes de trabajo-descanso son más beneficiosos para el trabajador que periodos largos de trabajo y descanso.
- Programar rotaciones en el desarrollo de tareas repetitivas (recorte con tijeras, paleado, etc.) y las que supongan un especial esfuerzo físico o un mayor riesgo (poda, trabajo en altura, etc.) para el trabajador, limitando el tiempo de permanencia en tales condiciones.
- Evitar el trabajo en solitario durante el desarrollo de tareas en zonas peligrosas, aisladas o de acceso restringido.

-Ingesta de líquidos:

- Es importante el consumo de líquidos antes, durante y después de la exposición al sol, debiendo incrementarse la ingestión de agua o bebidas isotónicas, que deberán ser consumidas de forma frecuente (sin esperar a tener sed) para compensar la pérdida de agua a través de los pulmones y la piel, y prevenir de ese modo una posible deshidratación cuando las temperaturas sean elevadas.
- Evitar el consumo de alcohol y bebidas estimulantes, especialmente aquellas que contengan cafeína, minimizando sobre todo el consumo de café como diurético para disminuir la pérdida de agua y evitar la vasodilatación.

-Alimentación:

- Deberá cuidarse la alimentación, evitando especialmente la ingesta de alimentos ricos en grasas.
- Proporcionar al organismo un aporte vitamínico (en especial vitaminas B y C) para de ese modo combatir la fatiga generada por las altas temperaturas.

-Vigilancia de la salud:

- Es aconsejable consultar al Servicio Médico con el fin de detectar posibles disfunciones y especiales sensibilidades, así como valorar el efecto que sobre el trabajador puede tener el consumo de determinados medicamentos.
- Es importante tener en cuenta las características personales de los trabajadores, prestando especial atención a las personas especialmente sensibles a los riesgos derivados del trabajo en ambientes calurosos (personas de edad avanzada, mujeres en estado de gestación, trabajadores con enfermedades cardiovasculares, personal de complexión obesa, trabajadores hipotensos...).

-Aclimatación:

- La aclimatación es un conjunto de fenómenos fisiológicos y psicológicos que se producen en las personas expuestas al calor durante su primera semana de exposición a un ambiente térmicamente agresivo, reduciendo considerablemente el riesgo de tensión térmica ya que aumenta la actividad de las glándulas sudoríparas y modifica el contenido electrolítico del sudor.
- La aclimatación previa de los trabajadores de nuevo ingreso y de aquellos otros que se reincorporen tras un periodo de ausencia prolongada, se llevará a cabo programando exposiciones sucesivas y de corta duración para ir progresando a lo largo de los días siguientes.

-Protección solar:

- Con objeto de evitar los efectos dañinos derivados de la exposición solar directa, en el desarrollo de trabajos al aire libre (relacionados fundamentalmente con labores de jardinería) es recomendable hacer uso de crema protectora evitando el contacto con ojos y mucosas.
- El uso preventivo de una crema de protección dérmica frente a rayos ultravioleta (UVA), ofrece protección frente al riesgo de quemaduras, envejecimiento precoz de la piel y cualesquiera otras lesiones malignas y trastornos cutáneos.
- La aplicación de la crema de protección solar deberá llevarse a cabo sobre la piel bien seca en las zonas más vulnerables del cuerpo (brazos, cara y cuello), al menos media hora antes de la exposición y en cantidad suficiente. Para mayor seguridad, en exposiciones prolongadas es conveniente reaplicar el producto.

-Ambientes fríos

Organización del trabajo:

- Realizar los trabajos al aire libre en la franja de mayor exposición solar.
- Planificar los descansos de forma periódica en lugares acondicionados. Deberán realizarse pausas y descansar siempre que sea necesario, permitiendo que los trabajadores intercalen a su libre albedrío los periodos de actividad y de reposo. Ciclos breves y frecuentes de trabajo-descanso son más beneficiosos para el trabajador que periodos largos de trabajo y descanso.
- Programar rotaciones en el desarrollo de tareas repetitivas limitando el tiempo de permanencia en condiciones frías.

- Evitar el trabajo en solitario durante el desarrollo de tareas en zonas peligrosas, aisladas o de acceso restringido.

Equipos de protección individual

Ambientes fríos

- Esta ropa ha de aislar del frío, proteger contra el viento y la lluvia, y eliminar parcialmente la transpiración.
- Es mejor emplear varias capas de ropa ligera, que una capa gruesa de ropa, aunque esta última sea más fácil de cambiar en un momento determinado.
- También hay que proporcionar a los trabajadores guantes para realizar sus tareas cuando se den diferentes circunstancias.

Cuando la temperatura del aire sea inferior a 16° C, en trabajos sedentarios.

Cuando la temperatura del aire sea inferior a 4° C, en trabajos ligeros.

Cuando la temperatura sea inferior a -7 °C para trabajos moderados

Ambientes cálidos

- La protección individual obligará a hacer uso de ropa de trabajo adecuada, ligera y holgada para no dificultar el intercambio térmico, sin que sea aconsejable recoger las mangas ni desabrocharse en exceso.
- Utilizar gorra o sombrero de ala ancha, refrescando de vez en cuando el cuerpo y la cabeza con agua.

-Colocación de materiales y elementos

Esta unidad consiste en elevar todos los elementos necesarios para la instalación de los módulos fotovoltaicos. Debemos situar en la cubierta de la nave, la estructura metálica sobre la que se apoyaran los módulos.

Riesgos más comunes

- Caída de objetos por desplome.
- Caída de objetos por manipulación.
- Caída de objetos desprendidos.
- Golpes por objetos o herramientas.
- Atrapamiento por o entre objetos.
- Sobreesfuerzos.

Normas básicas de seguridad y protecciones colectivas

- Antes de proceder a la elevación de la mercancía se realizará una inspección de la misma.
- La mercancía se elevará tal y como llega de fábrica, bien flejada o con plástico retráctil.
- Las cargas deberán ser enganchadas por un trabajador que tendrá instrucciones sobre el método y los medios a emplear.
- Las cargas elevadas de los materiales en las plantas se harán sobre plataformas voladas colocadas sobre los bordes de los forjados o sobre la cubierta de forma horizontal.
- El personal encargado de recoger el material en las plantas nunca se situará sobre las plataformas.
- Es aconsejable que la mercancía esté colocada sobre palets con tacos de madera de mayor altura que la de los dos soportes de la pinza, con objeto de poder retirarla directamente.
- Los trabajadores no permanecerán bajo cargas suspendidas, aun cuando sea en la ayuda de la maniobra de ascenso o de descenso de la carga.

Equipos de protección individual

- Casco de seguridad
- Calzado de seguridad
- Arnés o Cinturón de seguridad
- Guantes
- Ropa de trabajo.
- Chaleco reflectante.

Instalación de inversores

Esta operación consiste en la colocación de los inversores.

Riesgos más comunes

- Caídas al mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Golpes en extremidades
- Atrapamiento por o entre objetos
- Sobreesfuerzos
- Ruido

Normas básicas de seguridad y protecciones colectivas

- Cuidar el orden y la limpieza, para evitar caídas al mismo nivel.
- Ser conocedores de los riesgos a los que están expuestos.
- No realizar los trabajos una persona sola.
- Utilizar soportes de apoyo, para que sea más fácil manipular los inversores.

Equipos de protección individual

- Casco de seguridad.
- Calzado de seguridad.
- Guantes.

- Gafas de seguridad.
- Chaleco alta-visibilidad.
- Mascarilla en caso de ambientes pulvigenos o vapores.
- Protección auditiva.

En este punto es necesario hacer mención a pequeños trabajos de obra civil que pueden surgir en ocasiones, lo cual supone incluir trabajos propios de albañilería y/o de cerrajería metálica.

Por tanto, se deben añadir a los riesgos propios de esta fase de obra los propios de trabajos menores de albañilería: picar la losa mediante martillo neumático para excavación de foso, y trabajos de cerramiento de nueva sala con fábrica de ladrillo cara vista, enfoscado en mortero monocapa o enlucido en yeso, según proyecto y posterior pintura.

Riesgos más comunes

- Caídas al mismo nivel
- Caídas a distinto nivel
- Golpes en extremidades
- Atrapamiento por o entre objetos
- Sobreesfuerzos
- Ruido

Normas básicas de seguridad y protecciones colectivas

- Cuidar el orden y la limpieza, para evitar caídas al mismo nivel.
- Ser conocedores de los riesgos a los que están expuestos.
- No realizar los trabajos una persona sola.
- Utilizar soportes de apoyo, para que sea más fácil manipular los inversores.

Equipos de protección individual

- Casco de seguridad.
- Calzado de seguridad.

- Guantes.
- Gafas de seguridad
- Chaleco alta-visibilidad.
- Tapones auditivos.
- Mascarilla en caso de ambientes pulvígenos o vapores.

Electricidad

Riesgos más comunes

- Contactos eléctricos, directos e indirectos.
- Proyección de partículas
- Caídas a distinto nivel
- Caídas al mismo nivel.

Normas básicas de seguridad y protecciones colectivas

- Para la realización de estos trabajos es necesaria la autorización específica correspondiente.
- Los trabajadores contarán en todo momento con una linterna.
- Conocerán los riesgos a los que se encuentran expuestos y utilizarán equipos de protección individual necesarios.
- No se realizarán estos trabajos en presencia de aparato eléctrico.
- Las inspecciones y pruebas deben realizarse con los órganos móviles correctamente protegidos.
- Si es necesario realizar modificaciones en la instalación, se cortará la corriente, comprobando que no existe energía y posteriormente se procederá a la reparación.
- Se bloquearán todos los aparatos de corte que alimenten el circuito en posición abierto.
- Señalizar los aparatos de corte con un letrero que indique “PELIGRO NO CONECTAR, APARATOS EN RED” indicando fecha, hora y persona autorizada para cerrar el circuito.
- Comprobar la ausencia de tensión, con instrumento adecuado.

Si fuese necesario trabajar con tensión, se tomarán las siguientes precauciones:

- La operación debe ser autorizada y ejecutada, al menos por dos operarios.
- Está totalmente prohibido inutilizar cualquier elemento de seguridad.
- No se debe suprimir ni interrumpir la toma de tierra de los equipos o circuitos eléctricos.
- Se utilizará material de protección aislante.

Equipos de protección individual

- Casco de seguridad
- Ropa de trabajo
- Guantes de seguridad
- Guantes de seguridad dieléctricos
- Calzado de seguridad dieléctrico.

Máquinas-herramientas

En este apartado se consideran globalmente los riesgos de prevención que atañen a la utilización de pequeñas herramientas accionadas por energía distinta de la humana: taladros, llaves neumáticas, etc.



Figura 14. Avisos de precaución y máquinas-herramientas

Riesgos más frecuentes

- Cortes y golpes
- Proyección de partículas.
- Contactos eléctricos.
- Ruido

Normas básicas de seguridad y prevenciones colectivas

- Las máquinas-herramientas eléctricas estarán protegidas eléctricamente mediante doble aislamiento.
- Los motores eléctricos de la máquinas-herramientas estarán protegidos por la carcasa y resguardos propios de cada aparato, para evitar los riesgos de atrapamientos o de contacto con la energía eléctrica.
- Las máquinas en situación de avería o de semiavería se entregarán para su reparación.
- Las máquinas-herramientas no protegidas eléctricamente mediante el sistema de doble aislamiento, tendrán sus carcasas de protección de motores eléctricos, etc., conectadas a la red de tierras en combinación con los disyuntores diferenciales del cuadro eléctrico general de la obra.
- En ambientes húmedos la alimentación para las máquinas-herramientas no protegidas con doble aislamiento, se realizará mediante conexión a transformadores a 24 V.
- Se prohíbe el uso de máquinas-herramientas al personal no autorizado para evitar accidentes por impericia.
- Se prohíbe la anulación de toma de tierra de las máquinas herramientas si no están dotadas de doble aislamiento.
- Se prohíbe dejar las herramientas eléctricas de corte o taladro, abandonadas en el suelo, o en marcha, aunque sea con movimiento residual.

Equipos de protección individual

- Casco de seguridad
- Guantes de seguridad
- Guantes de goma.
- Botas de goma.
- Botas de seguridad
- Gafas de seguridad antiproyecciones
- Protectores auditivos
- Máscara antipolvo con filtro mecánico específico recambiable

Herramientas manuales

Riesgos más frecuentes

- Golpes y cortes en las manos y los pies
- Proyección de partículas

Normas básicas de seguridad y protecciones colectivas

- Cada herramienta manual se utilizará para aquellas tareas para las que ha sido concebida.
- Antes de su uso se revisarán, desechándose las que no se encuentren en buen estado de conservación.
- Se mantendrán limpias de aceites, grasas y otras sustancias resbaladizas.
- Para evitar caídas, cortes o riesgos análogos, se colocarán en portaherramientas, recipientes o estantes adecuados.
- Durante su uso se evitará su depósito arbitrario por los suelos.
- Los trabajadores recibirán instrucciones concretas sobre el uso correcto de las herramientas que hayan de utilizar.

Equipos de protección personal

- Cascos de seguridad
- Botas de seguridad
- Guantes de seguridad.
- Gafas de seguridad