



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior (Jaén)

Trabajo Fin de Grado

SFCR PARA AUTOCONSUMO EN NAVE INDUSTRIAL. ESTUDIO PVPC Y LIBRE MERCADO

Alumno: Miguel Pérez Moreno

Tutor: Prof. D. Jesús de la Casa Hernández
Dpto: Ingeniería Eléctrica

FEBRERO, 2024



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Jaén

Trabajo Fin de Grado

SFCR PARA AUTOCONSUMO EN NAVE INDUSTRIAL. ESTUDIO PVPC Y LIBRE MERCADO

Alumno:

V.B.Tutor:

Miguel Pérez Moreno

Jesús de la Casa Hernández



TRABAJO FIN DE GRADO

“SFCR para autoconsumo en nave
industrial. Estudio PVPC y libre mercado”

ÍNDICE GENERAL



Miguel Pérez Moreno

ÍNDICE GENERAL

MEMORIA

1. – ANTECEDENTES	11
2. – OBJETO DEL PROYECTO	12
3. – NORMATIVA	13
3.1 – Legislación nacional	13
3.2 – Normativas UNE	17
3.2.1 – FV en general	17
3.2.2 – Protección y seguridad	19
3.2.3 – Módulos FV y tecnología	21
3.2.4 – Inversores	22
4. – DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	23
5. – DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN	25
5.1 – Estructura soporte	25
5.2 – Módulo fotovoltaico	26
5.3 – Inversor	30
5.4 – Instalación DC	33
5.4 – Instalación AC	33
6. – PUESTA A TIERRA	33
7. – MONITORIZACIÓN	34
8. – MERCADO ELÉCTRICO	35
8.1 – Tipos de empresas del mercado eléctrico	35
8.2 – Tarifa PVPC y libre mercado	37
9. – DEFINICIONES Y ABREVIATURAS	42



Miguel Pérez Moreno

ANEXO 1 – MARCO REGULATORIO

1 – ANTECEDENTES	44
2 – NORMATIVA ACTUAL	46
3 – TRAMITACIÓN ADMINISTRATIVA	48
3.1 – Tramitación administrativa. Andalucía	52

ANEXO 2 – DETERMINACIÓN POTENCIA ÓPTIMA

1 – POTENCIAL FOTOVOLTAICO	54
2 – VALOR DE LA POTENCIA ÓPTIMA	56
2.1 – Coeficientes de autoconsumo y autosuficiencia	57
2.2 – LCOE.....	60
2.2.1 – Contexto	60
2.2.2 – PVPC – Libre mercado	62
3 – CONCLUSIÓN. POTENCIA ÓPTIMA.....	65

ANEXO 3 – CÁLCULOS. DIMENSIONADO SISTEMA

1 – CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE LOS SFV	67
1.1 – Energía producida por el sistema (AC)	67
1.2 – Rendimiento global o Performance Ratio	67
1.3 – Irradiación recibida en el generador	68
1.4 – Productividad final.....	70
2 – DIMENSIONADO	71
2.1 – Valores nominales de la instalación	71
2.2 – Dimensionado del GFV	72
2.3 – Dimensionado de conductores.....	75
2.3.1 – Cableado DC	77
2.3.1.1 – Conexión módulos – Caja conexión DC	77
2.3.1.2 – Conexión módulos – Caja conexión – Inversor.....	79
2.3.2 – Cableado AC	79
2.3.2.1 – Inversor con cuadro de baja tensión	79



Miguel Pérez Moreno

ANEXO 4 – PROTECCIONES

1 – PROTECCIONES INCLUIDAS EN EL INVERSOR	82
1.1 – Protecciones SW inversor	82
1.2 – Protecciones HW inversor	82
2 – PROTECCIONES EXTERNAS DC Y AC	84
2.1 – Protecciones frente a sobrecorrientes	84
2.2 – Protecciones frente a sobretensiones	87
3 – PROTECCIÓN DE PERSONAS	91
3.1 – Contactos directos e indirectos	91

ANEXO 5 – DATOS DE CONSUMO HORARIO

1 – MES DE ENERO	95
2 – MES DE FEBRERO	96
3 – MES DE MARZO	97
4 – MES DE ABRIL	98
5 – MES DE MAYO	99
6 – MES DE JUNIO	100
7 – MES DE JULIO	101
8 – MES DE AGOSTO	102
9 – MES DE SEPTIEMBRE	103
10 – MES DE OCTUBRE	104
11 – MES DE NOVIEMBRE	105
12 – MES DE DICIEMBRE	106

ANEXO 6 – FICHAS TÉCNICAS

1 – MÓDULO FOTOVOLTAICO	108
2 – INVERSOR	110
3 – ESTRUCTURA SOPORTE	114
4 – PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES	115
5 – DIFERENCIAL	116
6 – INTERRUPTOR GENERAL AUTOMÁTICO	127

PLANOS

1 – PLANO DE SITUACIÓN	129
2 – PLANO DE EMPLAZAMIENTO	130
3 – ESQUEMA ELÉCTRICO	131
4 – DISTRIBUCIÓN DE MÓDULOS Y CAJAS	132



Miguel Pérez Moreno

PLIEGO DE CONDICIONES. IDEA

1 – OBJETO	134
2 – GENERALIDADES.....	135
3 – DISEÑO	136
3.1 – Diseño del GFV	136
3.2 – Integración arquitectónica	136
4 – COMPONENTES Y MATERIALES	137
4.1 – Generalidades.....	137
4.2 – Sistemas generadores fotovoltaicos	138
4.3 – Estructura soporte	140
4.4 – Inversores	141
4.5 – Cableado.....	143
4.6 – Conexión a red.....	143
4.7 – Medidas	143
4.8 – Protecciones	144
4.9 – Puesta a tierra.....	144
4.10 – Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	144
4.11 – Medidas de seguridad	144
5 – RECEPCIÓN Y PRUEBAS.....	145
6 – CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA	147
7 – REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO	148
7.1 – Generalidades.....	148
7.2 – Programa de mantenimiento	148
7.3 – Garantías	150

PRESUPUESTO

1 – CUADRO DE DESCOMPUESTOS.....	153
2 – PRESUPUESTO Y MEDICIONES	157
3 – RESUMEN DE PRESUPUESTO	158



Miguel Pérez Moreno

ESTUDIOS DE ENTIDAD PROPIA

ESTUDIO PVSYST

1 – DEFINICIÓN DE UN MÓDULO	160
2 – DEFINICIÓN DEL INVERSOR	166
3 – SELECCIÓN DE DATOS METEOROLÓGICOS	167
4 – DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LA INSTALACIÓN	170
5 – ENVEJECIMIENTO DE LA INSTALACIÓN	172
6 – INFORME FINAL PVSYST	175

ESTUDIO TECNO-ECONÓMICO SFV

1 – ESTUDIO ECONÓMICO - FINANCIERO	185
1.1 – Parámetros técnicos	186
1.2 – Parámetros económicos	187
1.3 – Parámetros financieros	188
1.4 – Resultados	189

ESTUDIO SEGURIDAD Y SALUD

1 – OBJETO DE SEGURIDAD Y SALUD	193
1.1 – Designación de un coordinador	194
1.2 – Actividades a realizar	195
1.3 – Normativa técnica	195
1.4 – Entorno y condiciones del terreno	198
1.5 – Responsabilidad de implantación	198
2 – PLAZO DE EJECUCIÓN DE LAS OBRAS Y MANO DE OBRA	198
2.1 – Elementos a utilizar	198
2.2 – Implantación de medidas	199
2.3 – Botiquín de primeros auxilios	200
3 – IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS	201
4 – MEDIDAS DE PREVENCIÓN	202
5 – PROTECCIONES	204
6 – PREVENCIÓN DE RIESGOS COLECTIVOS	205
7 – CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA OBRA	206



Miguel Pérez Moreno

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 – Vista frontal de la nave	23
Figura 2 – Detalle instalación estructura.....	25
Figura 3 – Detalle montaje módulos	25
Figura 4 – Ejemplo de ventajas de células PERC frente a células convencionales	26
Figura 5 - Ejemplo de ventajas de células PERC frente a células convencionales.....	27
Figura 6 – Célula estándar (izquierda) y célula con tecnología MBB (derecha)	28
Figura 7 – Módulos FV según tecnología y eficiencias.....	29
Figura 8 – Constitución estándar de un módulo FV	30
Figura 9 – Variación del MPP con sombreado.....	31
Figura 10 – Mix energético España. Red Eléctrica Española	35
Figura 11 – Compañía distribuidora según la zona geográfica.....	36
Figura 12 – Marco regulatorio España 1997 – 2012	44
Figura 13 – Capacidad fotovoltaica instalada en España 2010 – 2020	46
Figura 14 – Normativa aplicable según tipo de instalación fotovoltaica.....	47
Figura 15 – Resumen pasos tramitación instalación FV con excedentes	48
Figura 16 – Vista completa de la nave.....	54
Figura 17 – Superficie total de la cubierta	55
Figura 18 – Representación gráfica de consumo y generación con FV	57
Figura 19 – Gráfica de autoconsumo	58
Figura 20 – Gráfica de autosuficiencia	58
Figura 21 – Autoconsumo vs Autosuficiencia	59
Figura 22 – LCOE fotovoltaica 2010-2050	61
Figura 23 – LCOE instalaciones FV residenciales Alemania 2006-2021	61
Figura 24 – Comparativa LCOE PVPC-Naturgy.....	64
Figura 25 – Comparativa valores Irradiancia para Junio y Diciembre	70
Figura 26 – Detalle de las entradas del inversor	75
Figura 27 – Detector polaridad inversa DC. Led rojo indicando polaridad inversa.....	83
Figura 28 – Seccionador tipo.....	83
Figura 29 – Fusible tipo para instalaciones FV	84
Figura 30 – Magnetotérmico tipo	85
Figura 31 – Tipos de esquemas de conexionado del generador.....	87
Figura 32 – Detalle del conexionado de los módulos y de la puesta a tierra.....	89
Figura 33 – SPD elegido para la instalación.....	90



Miguel Pérez Moreno

Figura 34 – Tipos de protección frente a sobretensiones	90
Figura 35 – Identificación del material/equipo eléctrico según su clase de protección	91
Figura 36 – Detalle de cableado protegido por canaletas PVC	91
Figura 37 – Detalle UNE-EN 60364-712	92
Figura 38 – Interruptor general automático	92
Figura 40 – Riesgos eléctricos. Efectos nocivos en personas	93
Figura 41 – Interruptor diferencial tipo.....	93
Figura 42 – Definición de un módulo FV. Datos básicos.....	160
Figura 43 – Definición módulo FV. Tamaños y tecnología.....	161
Figura 44 – Definición módulo FV. Parámetros del modelo – Rderivación serie	162
Figura 45 – Definición módulo FV. Parámetros del modelo – Rderivación serie ajustada.....	163
Figura 46 – Definición módulo FV. Parámetros del modelo – Rderivación exponencial.....	164
Figura 47 – Definición módulo FV. Parámetros del modelo – Coeficiente temperatura.....	165
Figura 48 – Definición del inversor.....	166
Figura 49 – Selección base de datos	167
Figura 50 – Selección sitio geográfico	167
Figura 51 – Creación sitio geográfico (específico).....	168
Figura 52 – Creación sitio geográfico (específico) – Ubicación nave.....	168
Figura 53 – Creación sitio geográfico (específico) – Importación datos meteo	169
Figura 54 – Creación sitio geográfico (específico) – Unidades meteo mensual.....	169
Figura 55 – Pestaña principal – Definición parámetros principales	170
Figura 56 – Orientación de los módulos	170
Figura 57 – Definición del sistema	171
Figura 58 – Pestaña principal – Pérdidas detalladas	172
Figura 59 – Pérdidas del campo FV. Envejecimiento	173
Figura 60 – Parámetros técnicos	186
Figura 61 – Parámetros económicos	187
Figura 62 – Parámetros financieros.....	188
Figura 63 – Resultados	189



Miguel Pérez Moreno

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1- Datos ubicación PVSYST.....	24
Tabla 2- Comparativa PVPC – Mercado libre.....	37
Tabla 3- Términos tarifas	62
Tabla 4- LCOE PVPC	63
Tabla 5- LCOE Naturgy	63
Tabla 6- Valores para los puntos de saturación de gráficas LCOE en Figura 2.8	65
Tabla 7 – PR medio para cada mes del año	68
Tabla 8 – Datos de localización satélite de la nave. PVGIS	68
Tabla 9 – Valores irradiancia horarios mensuales	69
Tabla 10 – Datos de productividad del sistema	71
Tabla 11 – Valores nominales módulo FV	71
Tabla 12 – Valores nominales inversor.....	72
Tabla 13 – Intensidades máximas admisibles de los cables FV	76
Tabla 14 – Categorías de sobretensiones.....	88
Tabla 15- Consumo eléctrico Enero	95
Tabla 16- Consumo eléctrico Febrero	96
Tabla 17- Consumo eléctrico Marzo.....	97
Tabla 18- Consumo eléctrico Abril	98
Tabla 19- Consumo eléctrico Mayo	99
Tabla 20- Consumo eléctrico Junio	100
Tabla 21- Consumo eléctrico Julio.....	101
Tabla 22- Consumo eléctrico Agosto.....	102
Tabla 23- Consumo eléctrico Septiembre	103
Tabla 24- Consumo eléctrico Octubre.....	104
Tabla 25- Consumo eléctrico Noviembre	105
Tabla 26- Consumo eléctrico Diciembre	106
Tabla 27 – Límites de sombras según orientación, inclinación y sombras.....	136
Tabla 28- Flujos de tesorería	190



TRABAJO FIN DE GRADO

“SFCR para autoconsumo en nave
industrial. Estudio PVPC y libre mercado”

MEMORIA



1– ANTECEDENTES

El taller de chapa y pintura *Mariano Expósito* SL de Jaén (Jaén), con CIF B23759988 y con domicilio social en la Calle Jabalquinto (polígono industrial de los Olivares), nº10 CP 23009, dispone de una nave industrial destinada a reparaciones mecánicas de automóviles en la citada dirección del domicilio social.

Desea proceder a la instalación de un sistema de generación fotovoltaica en la cubierta del negocio a fin de abaratar la factura eléctrica y disminuir su dependencia del consumo de red. Se trata de una empresa con horarios comerciales, un taller de chapa y pintura que atiende en días laborables, de ocho de la mañana a dos de la tarde y de cinco a ocho de la tarde; sábados de nueve a dos. Con estos horarios, el consumo podrá solaparse con la producción solar fotovoltaica pudiendo percibir notables reducciones en el consumo eléctrico nada más implementarse el proyecto.

Este tipo de instalaciones FV, las de autoconsumo, quedan amparadas bajo la ley del Sector Eléctrico la cual da pie a la producción de energía eléctrica de particulares, en el Régimen Especial de Producción Eléctrica¹ y su inyección en la Red de Distribución.

El autoconsumo fotovoltaico en España queda articulado según el RD 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, definiendo los modos y condiciones para generar electricidad. El mayor aliciente para el cliente será la modalidad de *Autoconsumo fotovoltaico conectado a red con compensación de excedentes*.

El taller dispone de acceso a red (CUPS: ES003700002294701DA) en baja tensión monofásico, 230 V para una potencia de 14,49 kW en tarifa 3.0A.

¹ Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.



2– OBJETO DEL PROYECTO

El objeto del presente estudio es la definición de una instalación de autoconsumo fotovoltaico de producción de energía eléctrica con excedentes de 26040 Watios, a realizar en una cubierta de chapa a dos aguas de una nave industrial sobre una estructura soporte de aluminio anodizado. La inclinación será la natural de la cubierta, 15º, por lo que la estructura se fijará mediante tornillería sin precisar de soportería extra. Para ello se dimensionarán todos los elementos necesarios (módulos, inversor, protecciones y cableado) y se determinará la viabilidad económica y financiera siendo este el punto de inflexión para proceder o no con el proyecto.

La operatividad básica de dicha instalación radica en el consumo de la mayor cantidad posible de la energía producida por el generador dentro de la propia red de baja tensión mediante el estudio de los índices de autoconsumo y autosuficiencia. Este propósito se logra tras la transformación de la energía solar incidente en corriente continua (DC) por los módulos y a posteriori en alterna (AC) gracias al inversor. Las cantidades excedentarias que no puedan ser absorbidas por la edificación son dirigidas hacia la red eléctrica mediante mecanismos de inyección. Este proceso se lleva a cabo mediante la sincronización efectiva con la red eléctrica a través de controles electrónicos internos del inversor.

Para cumplir con este objetivo se definirá:

- Potencia óptima de la instalación.
- Dimensionado de todos los elementos involucrados en la instalación.
- Legislación vigente.
- Viabilidad económica y financiera.

Así mismo, se comparará en el presente proyecto la tarifa PVPC y una del mercado libre (*Por Uso* con Batería Virtual de la comercializadora Naturgy). Por último, se demostrará que las condiciones y ventajas de una tarifa frente a otra serán un factor determinante a la hora de poder rentabilizar la instalación.

Además del sustancial ahorro económico en la factura eléctrica (el cuál será analizado en detalle), cabe destacar como incentivo para la implantación de este tipo de proyectos las numerosas subvenciones y ayudas que se ofrecen destacando las reducciones de impuestos municipales y/o nacionales del IBI, ICIO o deducciones del IRPF. A nivel europeo, los fondos europeos se gestionan mediante el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia² vigentes hasta diciembre

² Real Decreto 477/2021, de 29 de Junio



de 2023, aunque no se descarta que se amplíen para 2024. No será objeto del presente proyecto indagar en los programas de ayudas económicas, aunque sí conviene tenerlos muy en cuenta.

La actividad de producción energética se efectúa en una zona industrial, dentro del término municipal de la capital jiennense, sobre la cubierta de una edificación preexistente y con toda la documentación en regla; por ello no será necesario el trámite de impacto ambiental pues no se añaden elementos de riesgo ni afectación al entorno.

Como último punto, y no menos importante, la elaboración de este documento se presupone suficiente para la superación de la asignatura Trabajo Fin de Grado del grado de Ingeniería Electrónica Industrial en la Escuela Politécnica Superior de Jaén.

3– NORMATIVA

Para la ejecución del presente Proyecto se han observado y cumplido las especificaciones que se indican en las siguientes normas nacionales y europeas vigentes.

3.1– Legislación nacional

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (texto consolidado). BOE nº 310 de 27 de diciembre de 2013.
- Ley 49/1960, de 21 de julio, sobre propiedad horizontal (texto consolidado). BOE nº177 de 23 de julio de 1970.
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. BOE nº 242 de 6 de octubre de 2018.
- Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. BOE núm. 340, de 30/12/2020.
- Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de genera-



ción de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua. BOE nº 151 de 25 de junio de 2021.

- Real Decreto-ley 19/2021, de 5 de octubre, de medidas urgentes para impulsar la actividad de rehabilitación edificatoria en el contexto del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. BOE nº 239 de 06 de octubre de 2021.
- Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables. (texto consolidado). BOE nº 305, de 22/12/2021.
- Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania. BOE nº 76, de 30 de marzo de 2022.
- Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio, por el que se adoptan y se prorrogan determinadas medidas para responder a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social y económica, y para la recuperación económica y social de la isla de La Palma. BOE nº 152, de 26 de junio de 2022.
- Real Decreto-ley 14/2022 de 1 de agosto, de medidas de sostenibilidad económica en el ámbito del transporte, en materia de becas y ayudas al estudio, así como de medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural. BOE nº 184, de 02 de agosto de 2022.
- Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del «Plan + seguridad para tu energía (+SE)», así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía. BOE nº 251, de 19 de octubre de 2022.



- Real Decreto-ley 20/2022, de 27 de diciembre, de medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania y de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad. BOE nº 311, de 28 de diciembre de 2022.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. BOE nº 423 de 10 de octubre de 2015.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. BOE nº 83 de 6 de abril de 2019.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (texto consolidado). BOE nº 310 de 27 de diciembre de 2000.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (texto consolidado). BOE nº 224 de 18 de septiembre de 2002.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (texto consolidado). BOE nº 224 de 18 de septiembre de 2007.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. BOE nº 3295 de 8 de diciembre de 2011.
- Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica. BOE nº 312 de 30 de diciembre de 2013.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23. BOE nº 139 de 9 de junio de 2014.



- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. BOE nº 140 de 10 de junio de 2014.
- Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas. BOE nº 187, de 8 de julio de 2020.
- Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. BOE nº 187, de 8 de julio de 2020.
- Real Decreto Legislativo 2/2004 de 5 de marzo por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales. BOE nº 59 de 9 de marzo de 2004.
- Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión (texto consolidado). BOE nº 208 de 01 de agosto de 2020.
- Orden TED/1247/2021, de 15 de noviembre, por la que se modifica, para la implementación de coeficientes de reparto variables en autoconsumo colectivo, el anexo I del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. BOE nº 274 de 16 de noviembre de 2021.
- Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica. BOE nº 19, de 22 de enero de 2021.
- Reglamento (UE) 2016/631 DE LA COMISIÓN de 14 de abril de 2016 que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red y su Corrección de errores.



- Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631 (Versión 2.1).

3.2– Normativas UNE

3.2.1– FV en general

UNE 206008:2013 IN → Energía solar FV. Términos y definiciones.

UNE-HD 60364-7-712:2017 → Instalaciones eléctricas de baja tensión. Parte 7-712: Requisitos para instalaciones o emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar FV.

UNE-EN 62920:2018/A11:2021 → Sistemas de generación de energía FV. Requisitos de compatibilidad electromagnética (CEM) y métodos de ensayo para equipos de conversión de potencia.

UNE-EN 62920:2018 → Sistemas de generación de energía FV. Requisitos de compatibilidad electromagnética (CEM) y métodos de ensayo para equipos de conversión de potencia.

UNE-EN 62920:2018/A1:2022 → Sistemas de generación de energía FV. Requisitos de compatibilidad electromagnética (CEM) y métodos de ensayo para equipos de conversión de potencia.

UNE-EN IEC 60891:2022 → Dispositivos FVs. Procedimientos de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos FVs.

UNE-EN IEC 61724-1:2022 → Rendimiento del sistema FV. Parte1: Monitorización.

UNE-EN 61724-1:2017 → Rendimiento del sistema FV. Parte 1: Monitorización (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en junio de 2018).

UNE-EN 16603-20-08:2023 → Ingeniería espacial. Parte 20-08: Conjuntos y componentes FVs (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en octubre de 2023).

UNE-EN 60904-8:2015 → Dispositivos fotovoltaicos. Parte 8: Medida de la respuesta espectral de un dispositivo FV.



UNE-EN IEC 60904-4:2020 → Dispositivos fotovoltaicos. Parte 4: Dispositivos de referencia FVs. Procedimientos para establecer la trazabilidad de calibración.

UNE-EN 62979:2017 → Ensayo de fuga térmica del diodo de derivación de los módulos FVs (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en octubre de 2018).

UNE-EN 61829:2016 → Generador FV. Medida in situ de las características corriente-tensión.

UNE-EN IEC 62788-6-2:2020 → Procedimientos de medida para materiales utilizados en módulos FVs. Parte 6-2: Ensayos generales. Ensayos de permeación de humedad con materiales poliméricos. (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en julio de 2020).

UNE-EN IEC 60904-10:2021 → Dispositivos FVs. Parte 10: Métodos de medida de la dependencia lineal y la linealidad.

UNE-EN 60904-5:2012/A1:2023 → Dispositivos FVs. Parte 5: Determinación de la temperatura equivalente de la célula (TEC) de dispositivos FVs por el método de la tensión de circuito abierto.

UNE-EN 50618:2015 → Cables eléctricos para sistemas FVs.

UNE-EN IEC 60904-7:2020 → Dispositivos FVs. Parte 7: Cálculo de la corrección por desacoplo espectral para medidas de dispositivos FVs.

UNE-EN 62852:2015 → Conectores para aplicaciones de corriente continua en sistemas FVs. Requisitos de seguridad y ensayos.

UNE-EN 60904-9:2008 → Dispositivos FVs. Parte 9: Requisitos de funcionamiento para simuladores solares.

UNE-EN IEC 60904-9:2021 → Dispositivos FVs. Parte 9: Clasificación de las características de los simuladores solares.

UNE-EN IEC 61853-3:2018 → Ensayos del rendimiento de módulos FVs y evaluación energética. Parte 3: Calificación energética de los módulos FVs (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en diciembre de 2018).

UNE-EN 60904-10:2011 → Dispositivos FVs. Parte 10: Métodos de medida de la linealidad.



UNE-EN 61277:2000 → Sistemas FVs terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía.

UNE-EN 60904-1:2007 → Dispositivos FVs. Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos FVs. (IEC 60904-1:2006).

UNE-EN 62805-1:2017 → Método para la medición del vidrio FV. Parte 1: Medida de la turbidez total y la distribución espectral de la misma. (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en octubre de 2018).

UNE-EN 62805-2:2017 → Método para la medición del vidrio FV. Parte 2: Medida de la transmitancia y reflectancia. (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en octubre de 2018).

UNE-EN IEC 60904-3:2019 → Dispositivos FVs. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares FV de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia. (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en septiembre de 2019).

UNE-EN 15316-4-3:2018 → Eficiencia energética de los edificios. Método para el cálculo de las demandas energéticas y de las eficiencias de los sistemas. Parte 4-3: Sistemas de generación de calor, sistemas solares térmicos y FVs, Módulos M3-8-3, M8-8-3, M11-8-3

UNE-CLC/TS 50625-3-5:2017 → Requisitos de recogida, de logística y de tratamiento de los RAEE. Parte 3-5: Especificación técnica para la descontaminación. Paneles FVs. (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en diciembre de 2017).

UNE-EN 50625-2-4:2017 → Requisitos de recogida, de logística y de tratamiento de los RAEE. Parte 2-4: Requisitos de tratamiento para paneles FVs (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en diciembre de 2017).

M.3.2.2– Protección y seguridad

UNE-EN IEC 63112:2022 → Matrices FVs. Equipos de protección contra defectos a tierra. Seguridad y funcionalidad relativa a la seguridad.

UNE-EN 61643-31:2021/AC:2022-07 → Dispositivos de protección contra sobretensiones de baja tensión. Parte 31: Requisitos y métodos de ensayo de los DPS para instalaciones FVs.



UNE-EN 60269-6:2012 → Fusibles de baja tensión. Parte 6: Requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de sistemas de energía solar FV.

UNE-EN 61643-31:2021 → Dispositivos de protección contra sobretensiones de baja tensión. Parte 31: Requisitos y métodos de ensayo de los DPS para instalaciones FVs.

UNE-CLC/TS 51643-32:2020 → Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias de baja tensión. Parte 32: Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias conectados al lado de la corriente continua de las instalaciones FVs. Principios de selección y aplicación. (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en octubre de 2020).

EN 60269-6:2011/A1:2023 → Fusibles de baja tensión. Parte 6: Requisitos suplementarios para los cartuchos fusibles utilizados para la protección de energía solar FV.

UNE-EN 62852:2015/AC:2019-02 → Conectores para aplicaciones de corriente continua en sistemas FVs. Requisitos de seguridad y ensayos.

UNE-EN 62852:2015/A1:2020 → Conectores para aplicaciones de corriente continua en sistemas FVs. Requisitos de seguridad y ensayos.

UNE-EN 62788-1-4:2017/A1:2021 → Procedimientos de medida de los materiales utilizados en módulos FVs. Parte 1-4: Encapsulantes. Medida de la transmitancia óptica y cálculo de la transmitancia óptica ponderada por el espectro solar, índice de amarilleamiento y longitud de onda de corte del UV.

UNE-EN 62788-1-2:2017 → Procedimientos de medida para materiales utilizados en módulos FVs. Parte 1-2: Encapsulantes. Medida de resistividad volumétrica de encapsulantes FVs y otros materiales poliméricos.

UNE-CLC/TR 50670:2016 → Exposición externa al fuego para tejados en combinación con módulos FVs. Método(s) de ensayo. (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en febrero de 2017).

UNE-EN IEC 62790:2021 → Cajas de conexión para módulos FVs. Requisitos de seguridad y ensayos.

UNE-EN IEC 61730-1:2019 → Cualificación de la seguridad de los módulos FVs. Parte 1: Requisitos de construcción.



M.3.2.3– Módulos FV y tecnología

UNE-EN 50513:2011 → Obleas solares. Hojas de datos e información de producto para obleas de silicio cristalino para fabricación de células FVs.

UNE-EN IEC 63202-1:2020 → Células FVs. Parte 1: Medida de la degradación inducida por luz de células FVs de silicio cristalino.

UNE-EN IEC 61215-2:2021 → Módulos FVs para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 2: Procedimientos de ensayo.

UNE-EN 61215-1-1:2016 → Módulos FVs para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 1-1: Requisitos especiales de ensayo para los módulos FVs de silicio cristalino.

UNE-EN 61215-2:2017 → Módulos FVs para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación. Parte 2: Procedimientos de ensayo.

UNE-EN 62446-1:2017 → Sistemas FVs. Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección.

UNE-EN IEC 62759-1:2023 → Módulos FVs. Ensayo de transporte. Parte 1: Transporte y envío de pilas de módulos FVs.

UNE-EN 62759-1:2016 → Ensayo de transporte de módulos FVs. Parte 1: Transporte y envío de pilas de módulos FVs.

UNE-EN IEC 62938:2020 → Módulos FVs. Ensayos de carga de nieve no uniformes (Ratificada por la Asociación Española de Normalización en agosto de 2020).

UNE-EN 50380:2018 → Requisitos de marcado y de documentación para los módulos FVs.

UNE-EN IEC 62788-5-1:2021 → Procedimientos de medida para materiales utilizados en módulos FVs. Parte 5-1: Sellantes de borde. Métodos de ensayo sugeridos para usar con materiales sellantes de borde.

UNE-EN 62446-1:2017/A1:2019 → Sistemas FVs. Requisitos para ensayos, documentación y mantenimiento. Parte 1: Sistemas conectados a la red. Documentación, ensayos de puesta en marcha e inspección.



UNE-EN 60904-5:2012 → Dispositivos FVs. Parte 5: Determinación de la temperatura equivalente de la célula (TEC) de dispositivos FVs por el método de la tensión de circuito abierto.

UNE-EN 60891:2010 → Dispositivos FVs. Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos FVs.

UNE-EN 61853-1:2011 → Ensayos del rendimiento de módulos FVs y evaluación energética. Parte 1: Medidas del funcionamiento frente a temperatura e irradiancia y determinación de las características de potencia.

UNE-EN IEC 61730-2:2019 → Cualificación de la seguridad de los módulos FVs. Parte 2: Requisitos para ensayos.

UNE-EN IEC 62941:2020 → Módulos FVs terrestres. Sistema de calidad para la fabricación de módulos FV.

M.3.2.4– Inversores

UNE-EN 50524:2010 → Información de las fichas técnicas y de las placas de características de los inversores FVs.

UNE-EN 50530:2011/A1:2013 → Rendimiento global de los inversores FVs conectados a la red.

UNE-EN 50530:2011 → Rendimiento global de los inversores FVs.

UNE-EN 62116:2014 V2 → Inversores FVs conectados a la red de las compañías eléctricas. Procedimiento de ensayo para las medidas de prevención de formación de islas en la red.

UNE-EN 50524:2022 → Ficha técnica para inversores FVs.

La no inclusión en la anterior relación de otra Normativa o reglamentación vigente no presupone su incumplimiento.

M.4– DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO

La edificación objeto del proyecto cuenta con aproximadamente 368 m^2 con una planta rectangular típicamente industrial rondando una altura desde el suelo hasta la cresta de la cubierta de unos 12 m. La cubierta es un tejado de chapa a dos aguas, simétrico y con una pendiente de 15° .

Las construcciones adyacentes son naves industriales con una topología similar sin proyectar sombra alguna sobre la cubierta del emplazamiento que nos incumbe. No hay árboles o torres eléctricas de suministro cercanas.

Dentro de la nave se realizan actividades industriales: reparaciones de chapa y pintura, soldadura y trabajos de mecánica general del automóvil. Al consumo eléctrico de las actividades naturales del negocio se le añade un sistema de calefacción por radiación eléctrica distribuido por todo el local y funcionando durante los meses otoñales e hibernales además de dos equipos de aire acondicionado distribuidos en oficinas y otro de mayor tamaño para refrigerar el área de trabajo. La iluminación no supone un gran consumo (comparado con los sistemas de calefacción/refrigeración) pero al no contar la nave con iluminación natural estará funcionando durante todo el horario comercial, lo que repercute en un cargo continuado durante todo el año en la factura.

Se muestra en la *Figura 1* una vista a pie de calle de la nave. En los planos adjuntos se detallará con mayor precisión la ubicación del local.

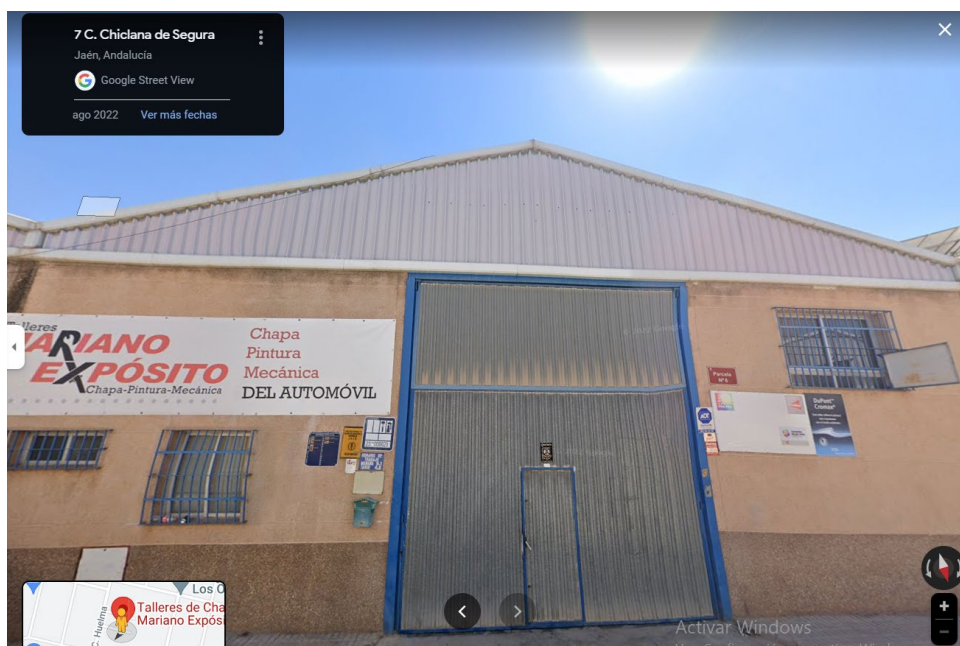


Figura 1- Vista frontal de la nave



Los datos catastrales del emplazamiento son:

- Municipio: Jaén
- Dirección: Calle Chiclana de Segura, Polígono Industrial Los Olivares
- Parcela urbana nº6

Se incluyen a continuación las coordenadas precisas del emplazamiento:

Latitude (decimal degrees)	37,8
Longitude (decimal degrees)	-3,78
Elevation (m)	437
Radiation database:	PVGIS-SARAH2
Slope (decimal degrees)	15
Azimuth (decimal degrees)	37

Tabla 1 – Datos ubicación PVSYST

M.5– DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

M.5.1– Estructura soporte

Los módulos no se colocarán directamente sobre la cubierta del edificio sino sobre una estructura especial para soportarlos. El modelo es “L feet” de la marca “Falcat” estando diseñada para instalarse en posición vertical, con la misma inclinación que la cubierta existente, aunque también es posible la instalación horizontal, sujetando sus paneles por el lado más ancho.

La fabricación en aluminio anodizado 6005 T5 y acero inoxidable ofrece una gran resistencia a la corrosión y un peso liviano repartido regularmente en la cubierta lo que no implicará una sobrecarga ni riesgo de daños. Este tipo de estructura está diseñada para soportar cargas de nieve de hasta 50 cm y una velocidad del viento de unos 45 m/s. Antes de la instalación de los módulos se debe comprobar que la estructura está bien fijada a la cubierta y que es capaz de soportar estas cargas. Estas comprobaciones son muy interesantes cuando la chapa está intercalada, debido a su normalmente baja capacidad de soporte.



Figura 2- Detalle instalación estructura



Figura 3- Detalle montaje módulos

M.5.2– Módulo fotovoltaico

El módulo escogido es el modelo JAM72S20-465/MR de la marca JA Solar estando constituido por 144 células (6x24) de silicio monocristalino PERC multi-busbar (MBB) y con célula partida de alta eficiencia. Se detalla a continuación cada tipo de tecnología:

- Silicio monocristalino PERC

Siendo el silicio monocristalino la tecnología más eficiente, por delante del silicio amorfo y el policristalino, las células PERC dan un paso más.

Sus siglas en inglés *Passivated Emitter and Rear Cell* ya nos dan una pista sobre la tecnología implementada pues se trata de añadir una película de pasivación trasera a las células de Si tradicionales. A continuación, utilizando láseres o químicos, se abren pequeñas cavidades en la película a través de las cuales la capa conductora posterior puede entrar en contacto con el Si situado bajo la capa de pasivación.

Se consigue así una mejora en la eficiencia de las células debido a:

- Minimización de la recombinación superficial.
- Aumentándose la reflectividad interna para captar más luz.
- Reflejo de longitudes de onda contraproducentes.

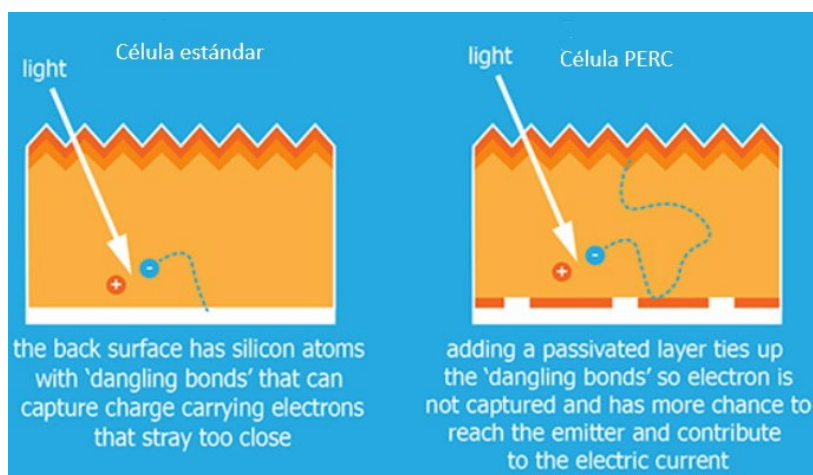


Figura 4- Ejemplo de las ventajas de células PERC frente a células de Si-Mono convencionales³

³ <http://www.solarblogger.net/2017/04/what-is-perc-solar-cell.html>

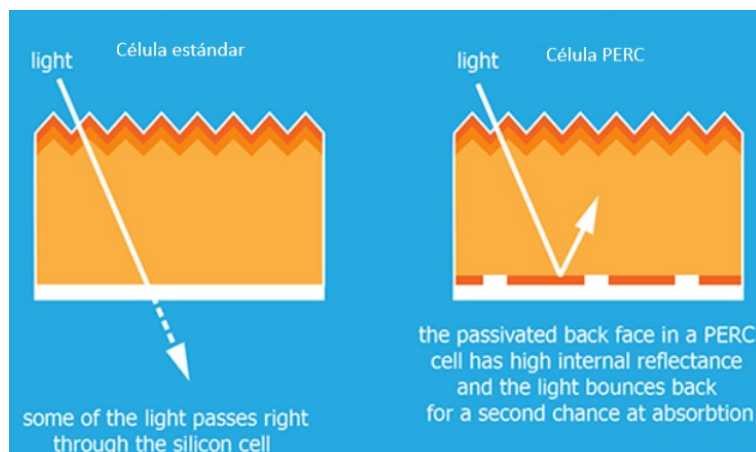


Figura 5- Ejemplo de las ventajas de células PERC frente a células de SI-Mono convencionales⁴

- Multi-busbar

Las barras colectoras (busbars) son las tiras presentes en cada una de las partes frontales y posteriores de las células de los módulos FV las cuales se encargan de conducir la energía eléctrica recogida por los conocidos “dedos de contacto” en forma de corriente continua a través de las células. Así, el aumento del número de barras colectoras provoca una reducción de las pérdidas resistivas al reducir la cantidad de corriente que fluye tanto a través de los “dedos” como a través de las propias barras colectoras. A medida que se imprimen más busbars en una oblea, el espacio entre ellas se acorta de la misma manera que el camino por el que fluye la corriente disminuye traduciéndose en menores pérdidas resistivas en serie.

Ahora, como las pérdidas resistivas aumentan según la expresión I^2R , se deduce que si la corriente se reduce a la mitad (doblando el número de conductores) y las pérdidas resistivas disminuyen en un factor de cuatro.

Otra ventaja de la implementación de MBB es la reducción del uso de plata en la fabricación de módulos FV (entorno al 50-80%) suponiendo una gran disminución del coste de fabricación.

⁴ <http://www.solarblogger.net/2017/04/what-is-perc-solar-cell.html>

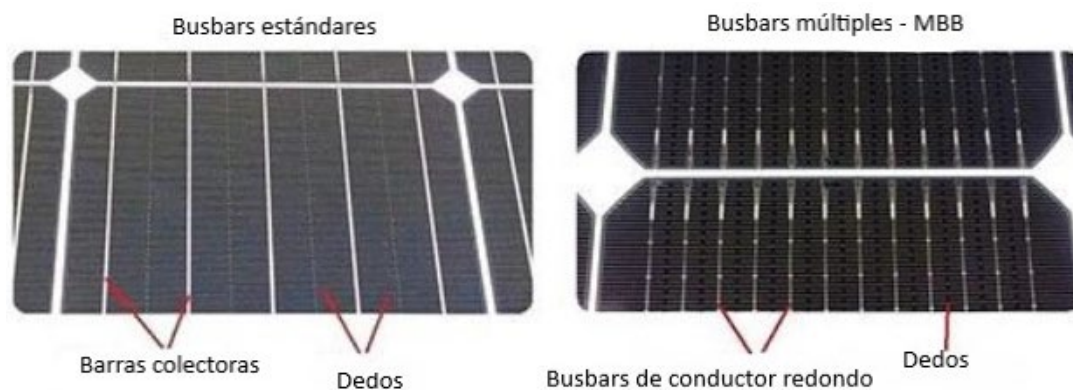


Figura 6- Célula estándar (izquierda) y célula con tecnología MBB (derecha)⁵

● Célula partida

Esta tecnología responde a la necesidad de mejorar la eficiencia de salida de las placas solares, siendo el método más rentable de hacer módulos FV de alta eficiencia a gran escala debido a las siguientes ventajas:

- Disminución de pérdidas térmicas debido a una reducción a la mitad de la corriente ya que divide en dos la célula. La potencia de salida de un módulo half-cell aumenta en 5-10 W comparado con células de tamaño completo del mismo tipo.
- Reducción del efecto de punto caliente (hot-spot) debido a que hay un mayor número de células entre las que se reparte el calor.
- Disminución de los efectos de sombreado parcial del módulo y gran versatilidad para combinar esta tecnología con otras como PERC, MBB, doble cara, etc.

⁵ <https://www.maysunsolar.eu/blog/mbb-multi-busbar-technology-increasing-module-power-and-reliability?categoryId=357512>

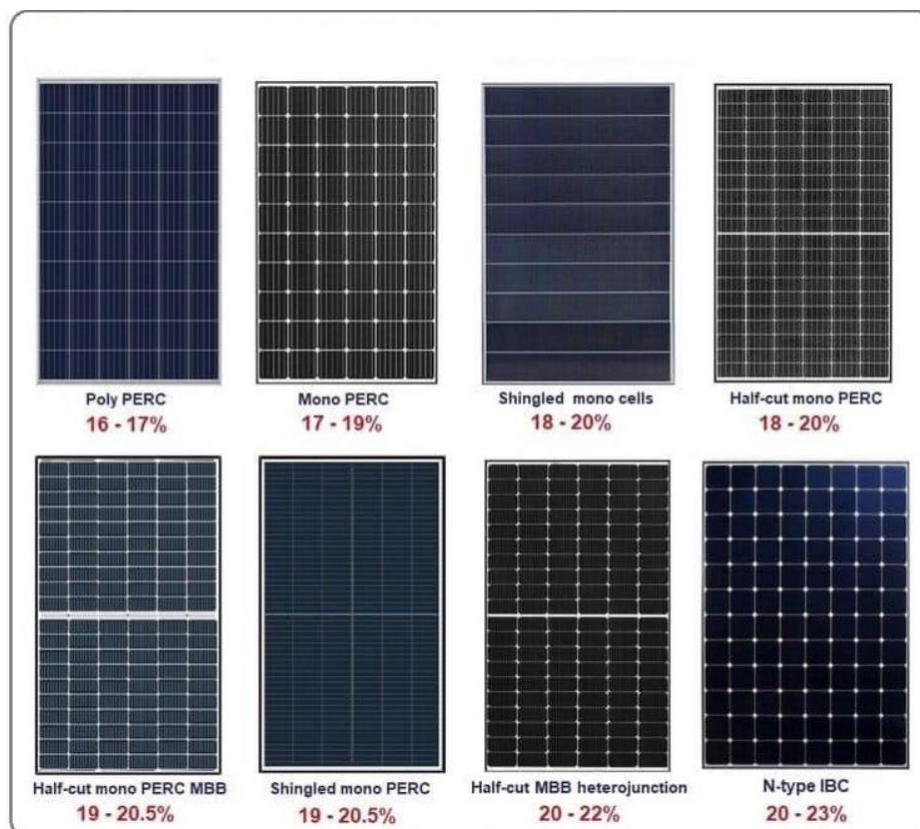


Figura 7- Módulos FV según tecnología y eficiencias⁶

Como ya ha sido descrito, se cuenta con un panel de alta eficiencia para la instalación, contando además con las siguientes características:

- Marco lateral

Fabricado en aluminio anodizado y el frente de vidrio, de alta transmitividad de conformidad con estrictas normas de calidad, estos módulos soportan las inclemencias climáticas más duras, funcionando eficazmente sin interrupción durante su vida útil.

- Caja de conexión

Protección IP-65, lleva incorporados los diodos de derivación, que evitan la posibilidad de avería de las células y su circuito, por sombreados parciales de uno o varios módulos dentro de un conjunto.

⁶ <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>

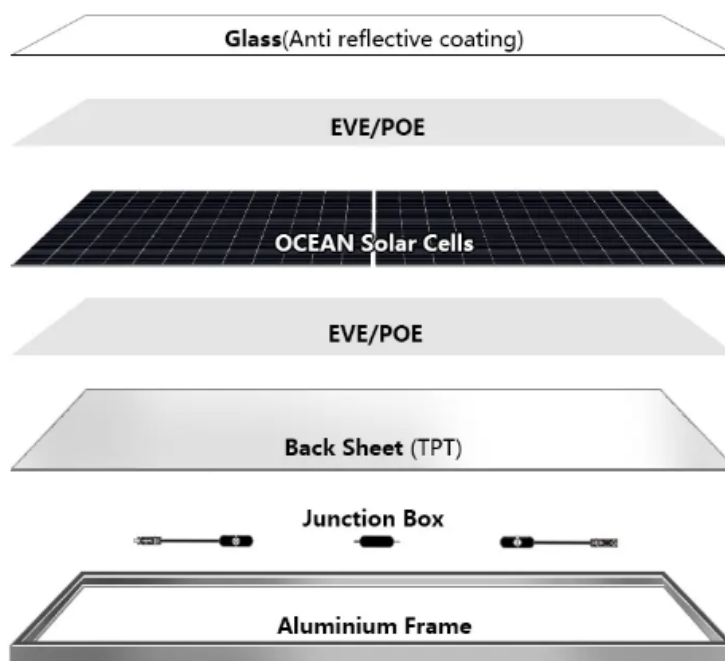


Figura 8- Constitución estándar de un módulo FV

M.5.3– Inversor

El inversor transforma la energía continua del generador FV en alterna, proceso necesario para adecuar la energía para su consumo en instalaciones de baja tensión o para inyectarla a la red eléctrica. Por esto el inversor debe ser preciso y fiable, cumpliendo las normativas vigentes en cuanto a tensión, frecuencia y calidad de onda.

Se instalará un inversor monofásico de la marca SMA y modelo “Sunny Tripower 25000TL” contando con una potencia nominal de entrada (DC) de 25550 W y una máxima de 45000 Wp. Se prevé conectarlo a la red así como a la instalación de baja tensión de la nave.

La característica principal por la que se ha elegido este inversor es la posibilidad de disponer de dos puntos independientes seguidores del MPP, con tres entradas cada uno (véase *Anexo 7*). Se permite así instalar el generador en distintas orientaciones aprovechando al máximo la energía producida pues de facto, funcionarán como dos generadores independientes.

En cuanto a las protecciones integradas, cuenta con un dispositivo de desconexión del lado DC (seccionador), monitorización de la red así como de las faltas a tierra, detector de polaridad inversa DC así como la monitorización de corrientes residuales.

Se especifican a continuación sus funciones adicionales:

- SMA ShadeFix

Software integrado destinado a optimizar el rendimiento del generador FV mediante la mejora de la gestión de sombras. Dicho SW escanea la curva de potencia del generador a intervalos regulares en cuestión de milisegundos en busca de los picos de rendimiento más altos posibles y se asegura de que el inversor encuentre siempre el punto de máxima potencia global.

Así, en el caso de tener uno de los módulos parcialmente sombreado, la electricidad que fluye a través de una cadena de módulos en serie se verá limitada a la electricidad del módulo sombreado, disminuyendo considerablemente la producción aun cuando el resto de módulos están produciendo a máxima potencia. Esto se debe a que un seguidor del MPP clásico escogerá un punto erróneo en un intervalo de máxima potencia local bajo (véase *Figura 9*).

En cambio, con SMA ShadeFix el inversor localizará el punto MPP global más alto y ajustará su punto de operación en consecuencia forzando a los diodos de derivación del módulo sombreado a la conducción por lo que tendremos produciendo a máxima potencia el resto de módulos no sombreados.

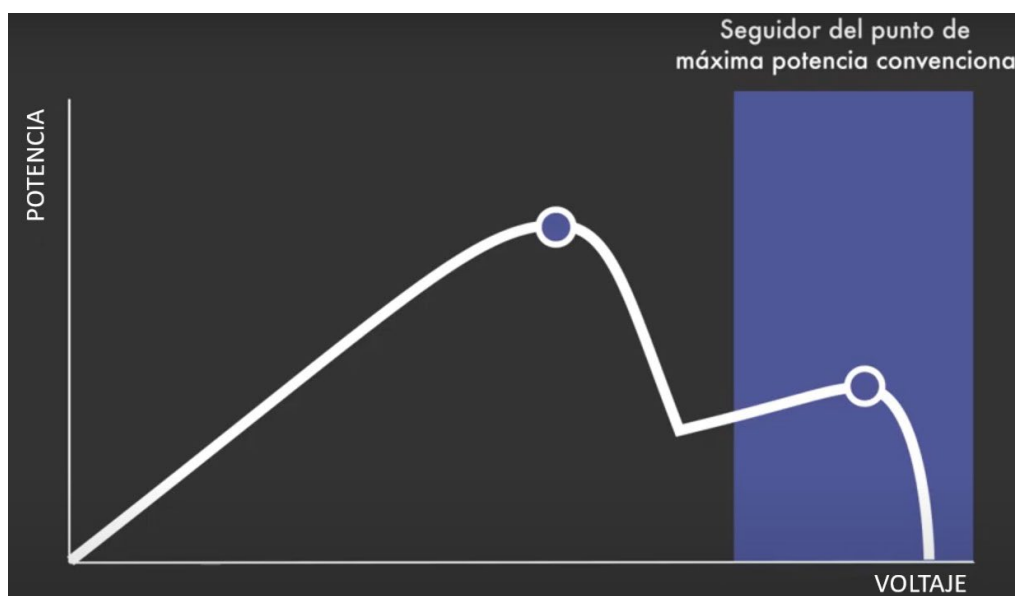


Figura 9- Variación del MPP con sombreado



- SMA Speedwire/Webconnect

El inversor está equipado de serie con SMA Speedwire/Webconnect, tipo de comunicación basado en el estándar Ethernet. Esto permite la transmisión de datos de 10/100 Mbit optimizada por inversor entre los dispositivos Speedwire en instalaciones fotovoltaicas y el SW Sunny Explorer. La función Webconnect permite la transmisión de datos directa entre los inversores de una pequeña instalación y el portal de Internet Sunny Portal sin ningún dispositivo de comunicación adicional y con un máximo de 4 inversores por instalación Sunny Portal.

- Interfaz RS485

El inversor puede comunicarse mediante cables con productos de comunicación especiales de SMA a través de la interfaz RS485 la cual puede reequiparse y utilizarse en lugar de la interfaz SMA Speedwire/Webconnect en el inversor.

- Modbus

El producto está equipado con una interfaz Modbus, desactivada por defecto, debiendo configurarse según sea necesario.

La interfaz Modbus de los productos SMA soportados está diseñada para uso industrial (p. ej. mediante sistemas SCADA) y tiene las siguientes funciones:

- Consulta remota de valores medidos
- Configuración remota de parámetros de funcionamiento.
- Especificaciones del punto de ajuste para el control del sistema

- SMA inteligente conectado

SMA Smart Connected es la monitorización gratuita del producto a través del SMA Sunny Portal. Gracias a SMA Smart Connected, el operador y la persona cualificada serán informados de forma automática y proactiva sobre los eventos del producto que se produzcan.

SMA Smart Connected se activa durante el registro en Sunny Portal. Para poder utilizarlo será necesario que el producto esté permanentemente conectado al Sunny Portal y que los datos del operador y de la persona cualificada estén guardados y actualizados.



M.5.4– Instalación DC

Los paneles se unen en serie mediante conductores de cobre de 6 mm^2 cumpliendo los criterios térmicos y de caída de tensión recogidos en la norma⁷. Debido al tipo de corriente que circula por ellos, corriente continua, se dispondrá de dos polos de unión. Este cableado se comprará aparte de los paneles, los cuales cuentan con conectores multicontact en la parte posterior.

Una vez realizado el conexionado entre los módulos, se centralizará en dos cajas de conexión estancas IP65 para posteriormente desembocar en el cuadro general de protecciones. El cableado irá debidamente ruteado y protegido en canalizaciones de PVC.

M.5.5– Instalación AC

Ídem que en el caso de instalación DC. Se elegirá la misma sección y tipo de cable para este tramo de conexión a red y a la nave. Se explicará en detalle en el *Anexo 3*.

M.6– PUESTA A TIERRA

El propósito del sistema de puesta a tierra reside en la consecución de una seguridad prácticamente integral para el personal, ante la eventualidad de defectos a tierra o corrientes residuales. Esto se contempla en función de los potenciales que los elementos de la instalación puedan adquirir con respecto a tierra en dichas circunstancias.

Es de importancia máxima asegurar la equipotencialidad de la masa de las estructuras y propiciar la dispersión efectiva de las corrientes de defecto originadas en la puesta a tierra del inversor y descargadores de tensión. Para conseguirlo será indispensable obtener una resistencia de puesta a tierra lo más baja posible (alrededor de $10\ \Omega$) y crear superficies equipotenciales.

El esquema de protección que se adopta es el de generador flotante (detallado en el *Anexo 4*).

Cada componente metálico, incluyendo la estructura, las placas de soporte de equipos, las carcasas metálicas de los módulos y otros elementos similares, deberán estar conectados a la red equipotencial.

⁷ UNE-EN 50618:2015 Cables eléctricos para sistemas fotovoltaicos



Por último, destacar que el conexionado de las líneas de tierra con los diversos elementos se realizará por medio de piezas específicas de conexión.

M.7– MONITORIZACIÓN

Un sistema de monitorización FV constituye una solución informática que posibilita la supervisión en tiempo real y remota de la instalación. En el presente proyecto la monitorización se efectúa mediante el SW del inversor *Sunny Portal* a través de su web o aplicación móvil. La importancia de este SW se resume en:

- Necesidad de identificar anomalías o disfunciones en la productividad de las instalaciones de autoconsumo FV, mediante una supervisión centralizada. De esta manera, cualquier requerimiento de mantenimiento o reparación en el sistema FV puede llevarse a cabo de forma inmediata.
- Por otro lado, la monitorización solar permite anticipar la cantidad de energía inyectada y demandada en sistemas de autoconsumo conectados a red. Este aspecto es fundamental ya que la generación de energía en sistemas FV está sujeta a las condiciones climáticas. Dichas predicciones facultarán al operador para gestionar eficazmente la demanda y asegurar la estabilidad de la red.

La aplicación web del inversor proporciona, a grandes rasgos, la siguiente información:

- Producción y consumo de energía de la instalación a tiempo real.
- Informes históricos de producción eléctrica del generador.
- Envío de notificaciones en caso de detectar cualquier fallo en el sistema (rotura de cables, sombreados, caídas de tensión, fugas a tierra, etc).
- Estimación y previsión de ahorro mensual.
- Parámetros que afecten al rendimiento de la instalación de autoconsumo (días lluviosos, nublados)
- Datos sobre corrientes residuales.
- Huella de carbono.
- Estado de carga de las baterías.
- Control sobre la carga de vehículos eléctricos y opción de elección del modo en carga rápida.

M.8– MERCADO ELÉCTRICO

En el presente proyecto se compara la implantación de un sistema de autoconsumo FV para la tarifa del mercado regulado (PVPC) y una del mercado libre, “Por uso” de la comercializadora Naturgy. Antes de entrar en detalle en cada tarifa, conviene tener claro el funcionamiento del mercado eléctrico.

M.8.1– Tipos de empresas del mercado eléctrico

En el mercado eléctrico hay tres tipos de empresas:

- Productoras

Encargadas de la producción eléctrica mediante centrales nucleares, carbón, hidráulicas, plantas fotovoltaicas, eólicas, etc. La práctica totalidad de la producción a nivel nacional (el 90%) está controlada por cinco empresas: Endesa, Iberdrola, Naturgy (anteriormente Gas Natural), EDP y/o Viesgo-Repsol.

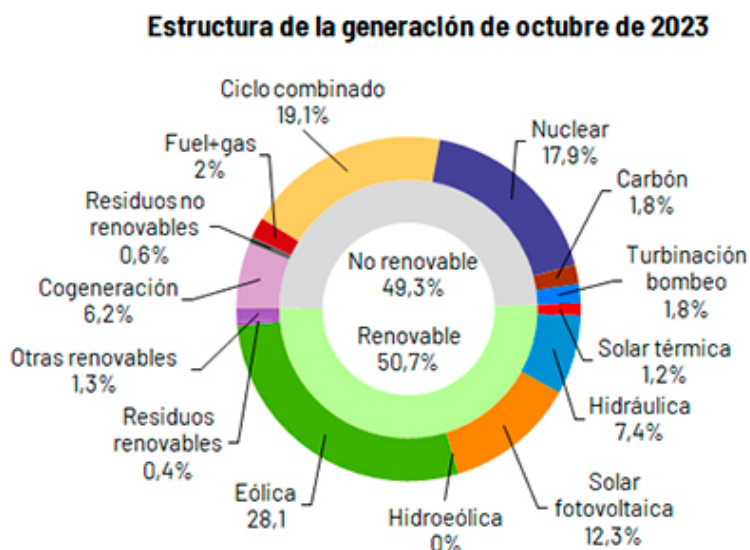


Figura 10- Mix energético España. Red Eléctrica Española⁸

⁸ <https://www.energias-renovables.com/panorama/noviembre-amanece-con-vientos-de-record-20231103>

- Distribuidoras

Empresas propietarias de la red de distribución de energía, transportan la energía desde las centrales de producción hasta el consumidor final y mantienen la red de transporte en estado óptimo. Cobran unos peajes por el paso de la energía.



Figura 11- Compañía distribuidora según la zona geográfica⁹

- Comercializadoras

Compran energía a las productoras en el mercado mayorista en tramos de una hora facturándola al consumidor final. Así, en la factura final, se incluirán: término de potencia, peajes de paso por los cables, coste de la energía en el mercado, margen de beneficio de la comercializadora e impuestos. Es en este punto donde entran los dos tipos de tarifas, tanto la del mercado regulado (PVPC) como la del mercado libre (comercializadoras privadas).

⁹ <https://www.nexusenergia.com/blog/sector-energetico/distribuidora-de-luz-cual-me-corresponde/>

M.8.2– Tarifa PVPC y libre mercado

Un punto crítico a la hora de poder rentabilizar la instalación FV será la tarifa eléctrica que se contrate, siendo de mayor a menor importancia el precio de compensación del excedente FV, el precio de compra de energía de la red y el precio del término fijo de potencia.

En primer lugar, conviene aclarar las diferencias, a groso modo, entre el mercado regulado y las tarifas del mercado libre. Se muestran en la tabla siguiente:

TARIFA REGULADA	TARIFA MERCADO LIBRE
Precio de la energía es directamente el de mercado	Precio de la energía a elección de cada comercializadora
La energía se factura por horas	La comercializadora es libre de elegir los tramos de facturación
Margen de beneficio de la comercializadora limitado por el estado	Margen de beneficio libre
Conceptos de la factura: término de potencia, peajes de acceso, coste de la energía en el mercado, margen beneficio comercializadora e impuestos	Conceptos de la factura: a decidir por la comercializadora

Tabla 2- Comparativa PVPC – Mercado libre

En términos generales y a largo plazo, suele ser más conveniente una tarifa regulada pues el margen de beneficio de la comercializadora estará siempre limitado. Ahora bien, al facturar la energía por horas este tipo de tarifa es muy sensible a las variaciones de precio del mercado mayorista, como ha sucedido en años recientes, repercutiendo así directamente las altas subidas de precios en la producción eléctrica al consumidor final. Esto no debería suceder con tarifas del mercado libre, pues dependería de los términos que se firmen en el contrato y del precio del kWh acordado.

La principal desventaja de una tarifa PVPC contratada para instalación FV es la compensación de excedentes pues sólo nos permite compensar el importe de la energía, sin incluir los peajes y cargos. En el mercado libre se presentan otras modalidades más flexibles:



- Sólo el coste de la energía (PVPC), sin incluir peajes y cargos.
- Coste de la energía junto a peajes y cargos.
- Energía + término fijo. Además de compensar la parte variable de la factura por energía consumida, el valor de los excedentes se descuenta también de la parte fija de la factura (término de potencia).
- Factura 0. Permite compensar todos los términos. Incluyen cuotas de servicio, alquiler de contador y en algunos casos (batería virtual) guardar el saldo de excedentes no compensados para facturas venideras.

Otro aspecto fundamental a la hora de decantarse por un tipo de tarifa u otra será el precio de compensación de excedentes y demás servicios que pueda ofrecernos la comercializadora. Para el estudio actual, la tarifa elegida ha sido *Por Uso* de Naturgy en la que se incluye el servicio de *Batería virtual* (en adelante monedero virtual).

A continuación, las principales características de la tarifa:

- No requiere permanencia.
- Permite compensar el término fijo de potencia.
- Precio actual de los excedentes es de 0,11 €/kWh. En el contrato no hay compromiso por parte de Naturgy de mantener estos precios durante un tiempo definido. Es éste el motivo principal de no sobredimensionar en exceso la instalación, es posible que en un futuro las condiciones de la tarifa varíen y sea interesante cambiar de compañía (dentro del mercado libre) o a una tarifa regulada.
- Monedero virtual. Los excedentes no compensados en un mes (p.e. Enero) se acumularán en forma de saldo sirviendo como descuento en próximas tarifas. Señalar que en la primera factura o en cualquier caso al tener el monedero a 0 € no descontará de dicha factura.
- Saldo acumulado se aplica por defecto de manera automática.
- Saldo acumulable durante 5 años.
- Permite usar el saldo en cualquier vivienda asociada al titular y decidir qué importe aplicar.
- Cuota mensual de 2,18 €/mes.



A modo de comparativa, para la misma potencia de GFV (26,04 kWp), se han simulado las facturas y ahorro mensuales para un mismo año con una tarifa PVPC y *Por Uso* de Naturgy bajo los siguientes términos:

PVPC

Comercializadora	Tarifa	Potencia (€/kWh y año)	
		P1	P2
		Punta	Valle
Mercado regulado PVPC	-	28,5	1,34

Precio compra energía (cént €/kWh) → precio mercado mayorista por hora

Precio venta excedente (media 2022) (cént €/kWh) → 14,6

Datos de tarifa PVPC referidos a 2022

Naturgy

Comercializadora	Tarifa	Potencia (€/kWh y año)	
		P1	P2
		Punta	Valle
NATURGY	Por uso	34,34	10,3

Precio compra energía (cént €/kWh)

P1	P2	P3
Punta	Llano	Valle
12,99	12,99	12,99

Precio venta excedente (cént €/kWh) → 11

Datos de tarifa *Por Uso* Naturgy con batería virtual referidos a 2023



En base a los mismos consumos, instalación y potencia FV se obtuvieron los siguientes costes:

PVPC

	Autoconsumo FV (€)	Compensación Máxima (€)	Factura Total (€)
Enero	285,36	153,57	540,73
Febrero	319,71	200,63	316,58
Marzo	530,71	318,85	319,48
Abril	310,21	207,44	220,04
Mayo	379,60	246,73	114,13
Junio	390,03	217,02	98,54
Julio	319,40	238,01	97,85
Agosto	144,80	179,24	70,15
Septiembre	256,19	149,77	295,56
Octubre	209,85	138,49	239,09
Noviembre	151,83	66,82	387,65
Diciembre	124,20	52,39	372,86
ANUAL	3421,88	2168,94	3072,65

Naturgy

	Autoconsumo FV (€)	Compensación máxima (€)	Factura Total (€)
Enero	178,90	96,77	205,56
Febrero	216,32	121,24	107,33
Marzo	246,47	134,70	122,11
Abril	222,36	158,36	66,07
Mayo	272,72	141,33	0,00
Junio	312,87	114,02	0,00
Julio	291,25	110,25	0,00
Agosto	135,82	74,95	0,00
Septiembre	256,17	149,86	0,00
Octubre	223,38	149,34	0,00
Noviembre	190,77	74,47	0,00
Diciembre	172,66	73,49	175,32
ANUAL	2719,67	1398,76	676,40



Nótese que pese a tener unas condiciones generales a simple vista más favorables en la tarifa PVPC los costes de las facturas con Naturgy han sido con mucha diferencia menores.

Esto se debe principalmente a la ventaja del monedero virtual de poder “guardar” los excedentes no compensados para meses sucesivos. Así el exceso de producción de los meses de primavera-verano pueden descontar en facturas de meses otoñales-hipernales.

También influye en gran medida el tener un precio de venta de excedente fijo y unos costes de precios de compra estables. Es muy difícil estimar la rentabilidad de una instalación FV con unos precios volátiles en el mercado eléctrico.

Para concluir, obsérvese el gasto anual en energía a lo largo del año para cada tarifa: 3072,65 € para PVPC y 676,4 € para la tarifa del mercado libre de Naturgy. A la hora de dimensionar una instalación fotovoltaica será fundamental estudiar el mercado eléctrico al detalle pues en este caso está suponiendo un ahorro del 77.98% en la factura anual.



M.9– DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

φ_{SC} :	Índice de autoconsumo
φ_{SS} :	Índice de autosuficiencia
LCOE:	Coste nivelado de la energía
PVPC:	Precio voluntario para el pequeño consumidor.
DC:	Corriente continua
AC:	Corriente alterna
F_S :	Factor de dimensionado
V_{OC} :	Tensión de circuito abierto del módulo
V_m :	Tensión en el punto de máxima potencia
I_{SC} :	Corriente de cortocircuito
I_m :	Corriente máxima
β :	Coefficiente de temperatura del módulo
T_C :	Temperatura de célula
FV:	Fotovoltaico
GFV:	Generador fotovoltaico
BT:	Baja tensión
AT:	Alta tensión
E_{AC} :	Energía a la salida del inversor
P_{STC} :	Potencia pico del generador
H_i :	Irradiación
G_{STC} :	Irradiancia en CEM
PR:	Pérdidas del sistema
Y_F :	Productividad final
SW:	Software
HW:	Hardware
SPD:	Surge protector device
IGA:	Interruptor general automático
ID:	Interruptor diferencial
PVsyst:	SW de simulación FV



TRABAJO FIN DE GRADO

“SFCR para autoconsumo en nave industrial. Estudio PVPC y libre mercado”

ANEXO 1 – MARCO REGULATORIO

1 - Antecedentes

La implantación comercial de la energía solar fotovoltaica es un hito reciente. Hablamos de que la primera central conectada a la red¹ data de 1984, en San Agustín del Guadalix². Dicha planta contaba con un generador de 100 kWp, siendo la única instalación en España durante casi 10 años hasta 1993, cuando se instalaron cuatro sistemas de 2,7 kWp cada uno en viviendas particulares de Pozuelo de Alarcón. No fue hasta 1998 que se empezó a legislar sobre este tipo de instalaciones con el RD 2818/1998 con el que se establecieron primas por inyección de electricidad a red. Dos años más tarde el RD 1663/2000 estableció las condiciones técnicas y administrativas que representaron la verdadera apertura para la tecnología FV en el sistema eléctrico español³.

A día de hoy, hablamos una tecnología mucho más madura, fiable y rentable. Sumando a esto la creciente subida de precios en la factura eléctrica, la demanda de este tipo de instalaciones se ha disparado. Ahora bien, el gran “PERO”, el mayor miedo al que particulares y empresas hacen frente, ha sido la incertidumbre ante un marco regulatorio cambiante, poco claro y con numerosos trámites administrativos.

Se muestra en el siguiente esquema, de manera resumida, la evolución legislativa en España desde 1997 hasta 2012, año a partir del cual se estanca durante 6 años este sector debido a la suspensión de incentivos.

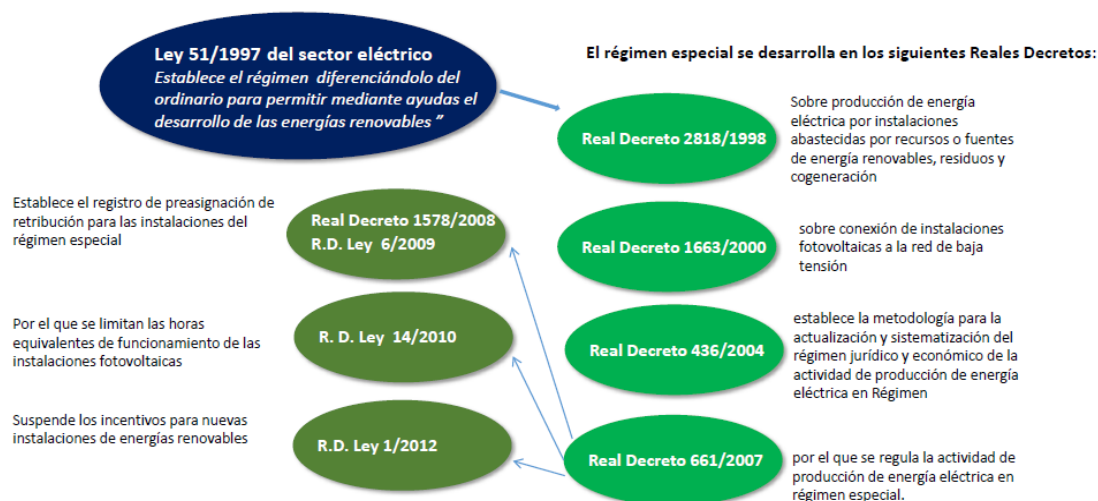


Figura 12- Marco regulatorio España 1997 - 2012⁴

¹ chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/103996/TFM-1741-LEAL%20SANCHEZ.pdf?sequence=1&isAllowed=y

² https://elpais.com/diario/1985/03/30/sociedad/480985207_850215.html#

³ <https://elperiodicodelaenergia.com/historia-de-la-fotovoltaica-en-espana-desde-sus-inicios-en-1984-a-sus-objetivos-para-2030/>

⁴ Aspectos legales de la generación fotovoltaica. Pedro Gómez Vidal 2023



A los mencionados en el esquema, es de importancia añadir:

- Real Decreto 1699/2011 de 18 de Noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, a la vez que se establecen unos criterios interpretativos de las normas aplicables que permitan la actuación homogénea de los servicios administrativos competentes, y se clarifica el procedimiento y la documentación que hay que presentar en la tramitación de las autorizaciones y/o inscripciones necesarias para la conexión y puesta en servicio de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial en este ámbito.
- Real Decreto 900/2015 de 9 de Octubre. Regulaba las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las instalaciones de autoconsumo. En definitiva, supuso numerosas trabas al autoconsumo. Se derogó con el RDL 15/2018 y al año siguiente se aprobó la normativa vigente del RD 244/2019, con el fin de simplificar trámites administrativos.

A modo de conclusión, se muestra en la *Figura 13* el efecto que tuvieron especialmente los RDL 14/2010 y 1/2012 en el parque FV nacional, produciéndose un estancamiento en consecuencia a las restricciones aplicadas. Asimismo, es interesante observar el positivo efecto que tuvieron el RDL 15/ 2018 y RDD 244/2019, detallados en el siguiente apartado.

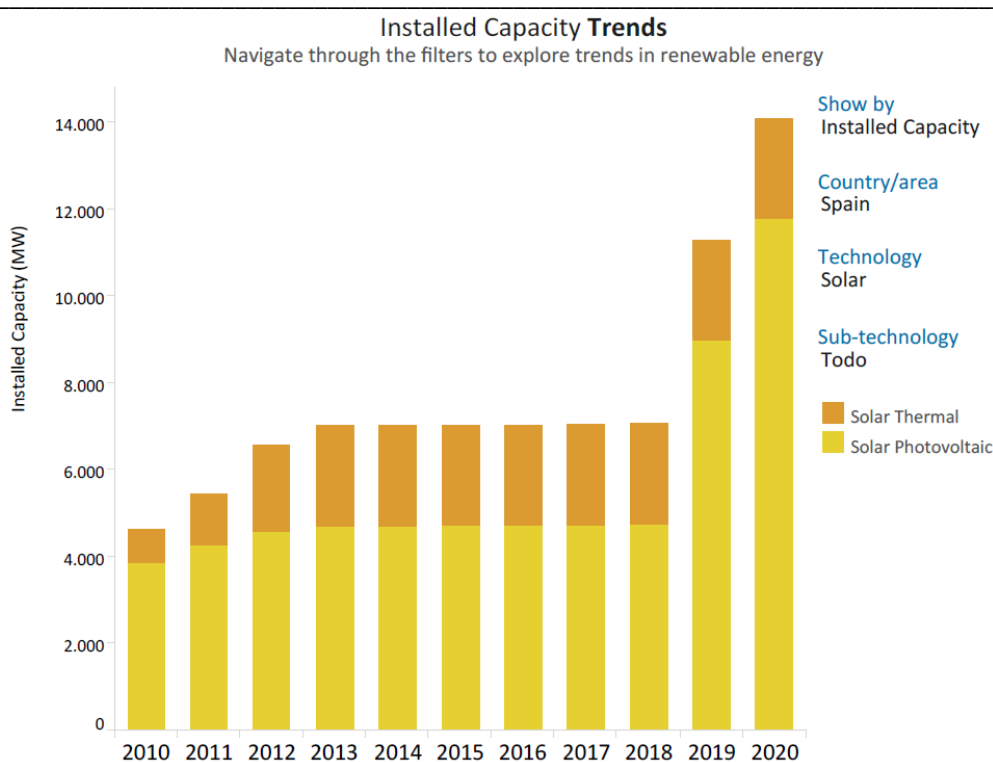


Figura 13- Capacidad fotovoltaica instalada en España 2010 - 2020⁵

2 – Normativa actual

Se detallan las normas que, a nivel general, cumplirán todas las instalaciones fotovoltaicas:

- RD 1955/2000
- RD 842/2002

En la práctica, la ley 24/2013 no se tiene en cuenta, ya que normativamente se desarrolla en distintos reales decretos, sobre todo el RD 1955/2000 el cual regula todas las actividades del sector eléctrico. Por otro lado, el RD 842/2002 es imprescindible ya que aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión (REBT)

Los siguientes son específicas para autoconsumo:

- RDL 15/2018 → derogó casi en su totalidad el RD 900/2015, conocido por el “impuesto al Sol”.
- RD 244/2019 → desarrolla normativamente el RDL 15/2018.

⁵ <https://irena.org/Search?contentType=e2bba81a-d991-4090-a792-671c12a7a22b&orderBy=Date&tagEnergyTransitions=614f4c08-0cc7-436c-9434-13bde27e858f>

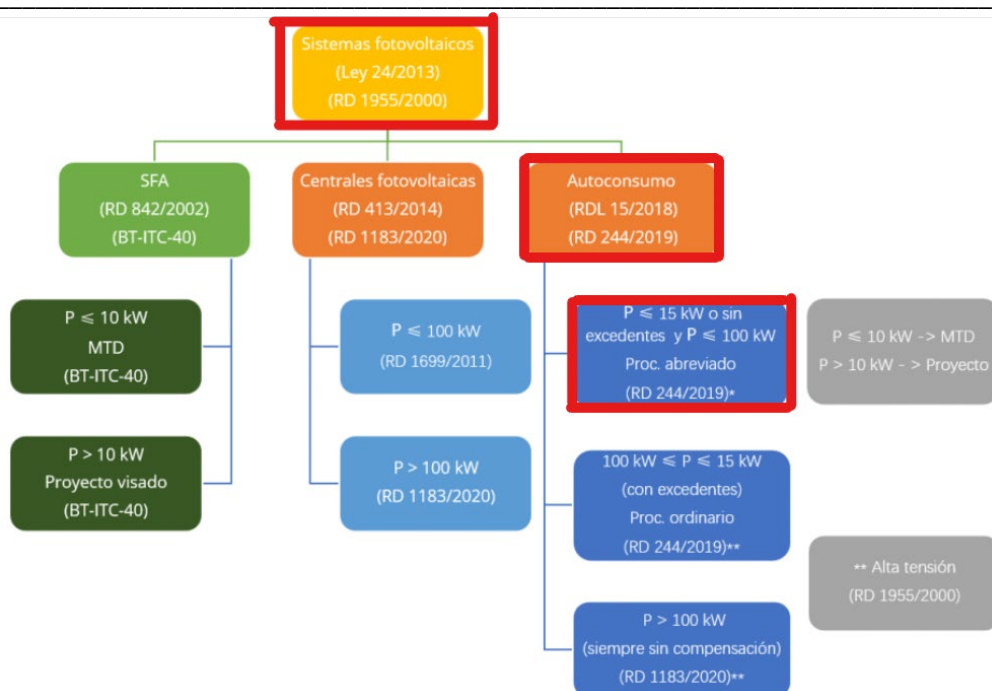


Figura 14- Normativa aplicable según tipo de instalación fotovoltaica⁶

Las últimas normativas mencionadas, dividen las instalaciones de autoconsumo en dos modalidades: autoconsumo sin excedentes y con excedentes. Dejando de lado los sistemas sin excedentes, nos centraremos en la segunda ya que es la que nos concierne.

A su vez, la generación con excedentes comprende dos modalidades: sin derecho a compensación y con compensación.

⁶ <https://esenergia.es/normativa-autoconsumo/>

3 – Tramitación administrativa

Instalaciones en autoconsumo CON EXCEDENTES				
1. Diseño de la instalación				
BT – P≤10 kW	BT – P>10 kW	AT		
Memoria técnica	Proyecto técnico	Proyecto técnico		
				Distribuidora
2. Permisos de acceso y conexión / Avaes o garantías				
Siempre debe solicitarse el CAU				
Suelo urbano con dotaciones y servicios requeridos por la legislación		Otra tipología de suelo		
Permiso de acceso y conexión				
BT – P≤15 kW	BT – P>15 kW	AT	BT	AT
Exentas	Sí	Sí	Sí	Sí
Avaes o garantías – 40 €/kW				
P ≤ 100 kW		P > 100 kW		
Exentas		Sí		
Tramitación de acceso y conexión para aquellas instalaciones que lo precisen				
BT – P≤15 kW	BT – 15 kW<P<100kW	AT		
RD 1183/2020 - RD 1699/2011		RD 1183/2020 - RD 1955/2000 - RD 1699/2011		
				Admón. autonómica
3. Autorizaciones ambientales y de utilidad pública				
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT		
Consultar CC.AA.		Consultar CC.AA.		
				Admón. autonómica
4. Autorización administrativa previa y de construcción				
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT		
Exentas	Consultar CC.AA.	Sí		
Posible exención hasta 500 kW				Admón. local
5. Licencia de obras				
Consultar la normativa particular del Ayuntamiento del emplazamiento elegido				
6. Ejecución de la instalación				
				Distribuidora o Comercializadora
11. Contrato de suministro de energía servicios auxiliares				
Obligatorio salvo los casos donde los servicios auxiliares se consideren despreciables.				
Se pueden unificar con el contrato de consumo en ciertos casos				
				Admón. local
12. Licencia de actividad				
Acogidas a COMPENSACIÓN		Exentas. Consultar normativa Ayuntamiento		
No acogidas a COMPENSACIÓN		Sí. Consultar normativa Ayuntamiento		
				Distribuidora o Comercializadora
13. Acuerdo de reparto y Contrato compensación excedentes				
Individuales	Acogidas a COMPENSACIÓN	Contrato de compensación de excedentes		
	No acogidas a COMPENSACIÓN	No aplica		
Colectivas	Acogidas a COMPENSACIÓN	Acuerdo de reparto + Contrato compensación		
	No acogidas a COMPENSACIÓN	Acuerdo de reparto		
				Admón. autonómica
14. Inscripción en el Registro Autonómico de Autoconsumo				
BT – P<100 kW	BT – P≥100 kW	AT		
Trámite de oficio en las CC.AA. donde exista		Sí, si existe		
				Admón. autonómica
15. Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de energía eléctrica				
BT – P≤100 kW	BT – P>100 kW	AT		
Trámite de oficio realizado a través de las CC.AA., que enviarán la información al Ministerio por vía telemática				
				Admón. autonómica
16. Inscripción en el Registro Administrativo de Instalaciones Productoras de Energía Eléctrica (RAIPRE)				
Acogidas a COMPENSACIÓN		No aplica		
No acogidas a COMPENSACIÓN		Sí. Para P≤100 kW no es obligatorio.		
				Comercializadora
17. Contrato de representación en mercado				
Acogidas a COMPENSACIÓN		No aplica		
No acogidas a COMPENSACIÓN		Sí.		
				Gestor de red
18. Notificaciones Operacionales				
SIN excedentes		Exentas		
CON excedentes < 15kW				
CON excedentes (resto)		Sí.		

Figura 15- Resumen pasos tramitación instalación FV con excedentes



En la presente sección, se describen cada una de las 18 etapas de tramitación administrativa⁷ que deben cumplirse para poner en marcha una instalación de autoconsumo acogida a compensación con excedentes adaptando el texto de las mismas a las necesidades del proyecto.

1.- Diseño de la instalación

Siendo la potencia del generador superior a los 10 kWp, será obligatorio la realización de un proyecto técnico redactado y firmado por un técnico titulado competente.

Se considerarán despreciables los consumos de los servicios auxiliares de la instalación (principalmente el inversor) por lo que su cálculo no será tenido en cuenta.

2.- Permisos de acceso y conexión y avales o garantías

Al tratarse de una instalación de 26,04 kWp (en adelante *la instalación*), será obligatorio solicitar el permiso de acceso y conexión (el cual se tramita por vía telemática) pero estaría exenta de la presentación del aval. Se deberá seguir el proceso de puesta en servicio definido en el RD 647/2020 (Notificaciones Operacionales).

3.- Autorizaciones ambientales y de utilidad pública

La instalación entra en el margen para no requerir trámites de impacto ambiental ni de utilidad pública. Recordar además que el emplazamiento es una nave dentro de un polígono industrial.

4.- Autorización administrativa previa y de construcción

La instalación queda excluida del régimen de autorización administrativa previa y de construcción⁸.

5.- Licencia de obras e impuesto de construcciones y obras (ICIO)

Consultar normativa municipal Ayto. Jaén.

En función de las características de la instalación de generación, la normativa municipal definirá si es suficiente con realizar una declaración responsable de obra y/o una comunicación previa de obra. En ambos casos, esta modalidad de permiso habilita el inicio de la actuación de forma inmediata sin esperar respuesta.

⁷ Guía IDAE 021: Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo (edición v.5.1) Enero 2023

⁸ RD 900/2015 de 9 de Octubre, Disposición adicional quinta (BOE nº423 de 10 de Octubre de 2015)



6.- Ejecución de las instalaciones

Se ejecutarán de acuerdo con el REBT.

7.- Inspección inicial e inspecciones periódicas

Tratándose de una instalación al amparo del REBT y sin considerarse un “local mojado con potencia superior a 25 kWp” (según Inspección y Control Andaluz) no será necesario el trámite de pasar una inspección inicial.

En cuanto a las periódicas, como cualquier proyecto en BT, cada 5 años.

8.- Certificados de instalación y/o certificados fin de obra

Finalizada la obra, la empresa instaladora deberá emitir un Certificado de Instalación, suscrito por un instalador en baja tensión que pertenezca a la empresa, según modelo y procedimiento establecidos por la comunidad autónoma.

Además, al tratarse de una potencia superior a 10 kWp, se dispondrá de un certificado final de obra firmado por el técnico competente, que certifique que la instalación se ha realizado de acuerdo con el proyecto técnico de la instalación, tal y como indica la ITC-BT-04.

9.- Autorización de explotación

No sería necesario un trámite específico pues la autorización de explotación se asimila al certificado de instalación diligenciado por la comunidad autónoma.

10.- Contrato de acceso y contrato de suministro para la instalación de autoconsumo

La instalación no precisa suscribir un contrato específico de acceso con la compañía distribuidora; será válido el contrato de acceso que ya tiene el consumidor. La comunidad autónoma remitirá la información obtenida directamente del certificado de instalación que se haya diligenciado a las empresas distribuidoras en el plazo de 10 días desde su recepción, y a partir de esa documentación la empresa distribuidora modificará el contrato de acceso.

11.- Contrato de suministro de energía para servicios auxiliares

No será necesario suscribir un contrato de suministro específico para el consumo de estos servicios puesto que se consideran despreciables.



12.- Licencia de actividad

Al no realizarse actividad económica, no es necesario cumplimentar este trámite.

13.- Acuerdo de reparto y Contrato de compensación de excedentes

Será necesario firmar el contrato de compensación con la distribuidora⁹.

14.- Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo

La comunidad autónoma (Andalucía) realizará de oficio la inscripción de *la instalación* en su registro autonómico¹⁰ a partir de la información que reciba en aplicación del REBT¹¹ remitiéndolo a la Dirección General de Política Energética y Minas para la inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo (nivel nacional).

15.- Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica

La instalación deberá inscribirse en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, pero este paso no supone ninguna carga administrativa adicional ya que es un procedimiento entre administraciones¹².

16.- Inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (RAIPEE)

Trámite no necesario.

17.- Contrato de venta de energía

Al tratarse de una instalación de autoconsumo, no será necesario.

18.- Notificaciones operacionales

El titular deberá solicitar al gestor de la red a la que se conecte, cuatro notificaciones operacionales que se expedirán al titular del MGE (Módulos de Generación de Electricidad)¹³.

- Notificación Operacional de Energización (EON).
- Notificación Operacional Provisional (ION).

⁹ RD 244/2019, de 5 de Abril, artículo 8.4

¹⁰ Inscripciones en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica Junta de Andalucía

¹¹ RDL 15/2018 de 5 de Octubre, artículo 18 Uno (BOE nº 242 de 6 Octubre 2018) y RDL 244/2019, 5 Abril, artículo 19.1

¹² RDL 15/2018 de 5 de Octubre, artículo 18 Uno (BOE nº 242 de 6 Octubre 2018) y RDL 244/2019, 5 Abril, artículo 20

¹³ RD 647/2020, de 7 de Julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.



-
- Notificación Operacional Definitiva (FON).
 - Notificación Operacional Limitada (LON).

3.1 – Tramitación administrativa. Andalucía

En Andalucía no existe un procedimiento específico para la tramitación de las instalaciones en autoconsumo, sino que se incluyen como instalaciones eléctricas de generación que pueden ser tramitadas a través del aplicativo PUES (al tratarse de una instalación con potencia de generador inferior a 100 kWp).

Esta plataforma no sólo se emplea para el alta de instalaciones eléctricas, sino también para otros tipos de instalaciones industriales, deberá buscarse la opción adecuada.

Para instalaciones de autoconsumo, es preciso presentar la ficha técnica descriptiva de baja tensión que fue adaptada en el RD 244/2019, de 5 de Abril, a través de la Resolución de 9 de Octubre de 2019 (BOJA número 198 de 14/10/2019).



TRABAJO FIN DE GRADO

“SFCR para autoconsumo en nave industrial. Estudio PVPC y libre mercado”

ANEXO 2 – DETERMINACIÓN POTENCIA ÓPTIMA

1 – POTENCIAL FOTOVOLTAICO

Se muestra a continuación la vista satélite proporcionada por *Google Earth* apreciándose la cubierta de la nave industrial, espacio que será aprovechado para la instalación de la totalidad de los módulos FVs.

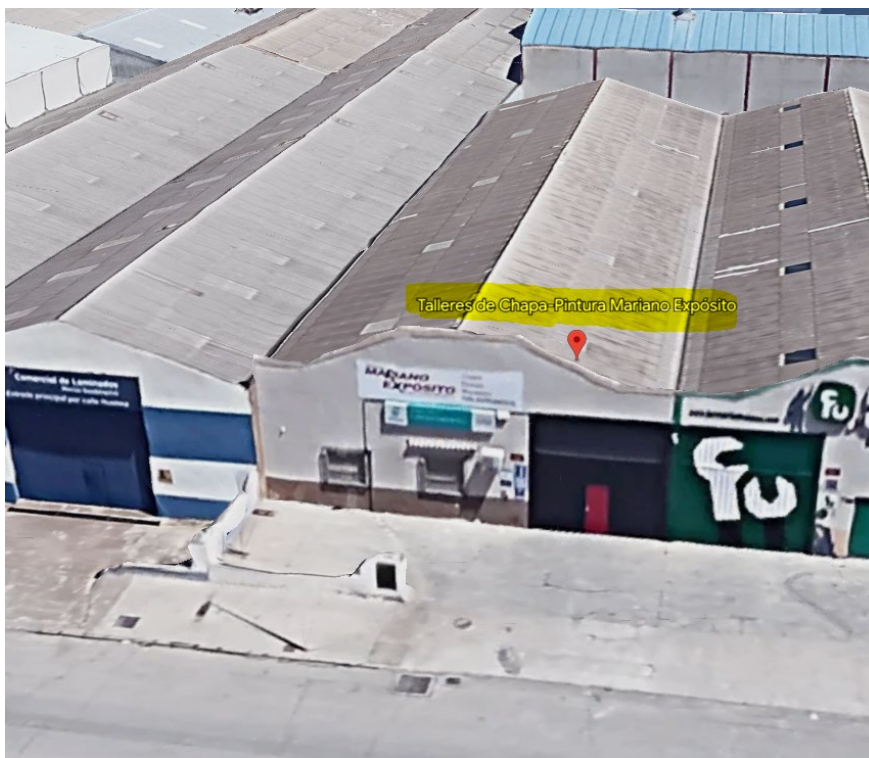


Figura 16- Vista completa de la nave

Las características de la nave son las siguientes, se encuentra ubicada entre otras dos naves industriales de similares dimensiones. Está orientada al Sur, con un tejado a dos aguas cada uno con una orientación diferente (Este-Oeste) y como puede apreciarse en la *Figura 16* está libre de sombreados cercanos. La ubicación exacta viene determinada por las coordenadas geográficas ($37^{\circ} 18' 00''$) N ($3^{\circ} 47' 12''$) O.

Cada faldón tiene una pendiente de 15° , lo habitual para este tipo de infraestructura. Es este el motivo principal de la elección del inversor, el cual cuenta con dos entradas de seguidor del punto de máxima potencia para así dividir en dos la instalación y aprovechar al máximo el potencial fotovoltaico de la cubierta. Se detallará en el apartado de dimensionado (*Anexo 3*) esta característica.

En la figura inferior, se visualiza la totalidad de la cubierta:



Figura 17- Superficie total de la cubierta

Las dimensiones de la cubierta son 15 metros de ancho por 24,5 metros de largo. En total se dispone de 367,5 metros cuadrados. Los módulos se distribuirán de forma equitativa a cada lado de la cubierta. No hay riesgo alguno de sombreado pues no hay arboleda ni postes eléctricos cercanos y las naves próximas son de dimensiones similares. Pese a disponer de sobrado espacio, el número de módulos se ajustará al consumo eléctrico tratando de no sobredimensionar en exceso pues al tratarse de una instalación de autoconsumo no está contemplado obtener un beneficio económico directo de la venta de energía a red.



2-VALOR DE LA POTENCIA ÓPTIMA.

Los métodos clásicos para el dimensionado de sistemas fotovoltaicos conectados a la red facilitan, de manera accesible, la estimación de la producción fotovoltaica partiendo del consumo eléctrico, así como de los parámetros climáticos del emplazamiento, incluyendo la radiación incidente, la temperatura ambiente y la velocidad del viento (suele tomarse como despreciable). Se puede afirmar que para una potencia pico instalada, el cálculo de la productividad de la planta resulta una tarea sencilla.

No obstante, en el contexto de instalaciones de autoconsumo, la mera determinación de la energía generada en un período dado resulta insuficiente. La rentabilidad de dichas instalaciones se encuentra estrechamente ligada a la cantidad de energía fotovoltaica que se aprovecha directamente, excluyendo la inyección a la red. En este escenario, es indispensable disponer de un balance energético horario para un periodo anual de la instalación con el propósito de realizar un dimensionamiento eficiente del sistema. Este requisito conlleva, asimismo, la necesidad de conocer el consumo energético horario de la vivienda a lo largo de un año.

Para cumplir las premisas previas y acotar el rango de posibles potencias pico a instalar, se analizarán los parámetros:

- **Coefficientes de autoconsumo y autosuficiencia.**

Para un rango de potencias, se obtendrán dos curvas por separado.

- Autoconsumo: indicará el porcentaje de energía generada que es directamente aprovechada por el productor. Así cuanto más energía se vierta a red menor será este coeficiente.
- Autosuficiencia: sobre el total de la demanda energética que requiere el consumidor, cuánto porcentaje se cubre directamente por la producción FV. De este modo, cuanto más grande sea el generador mayor autosuficiencia tendrá.

La potencia óptima del generador FV vendrá determinada por el punto de intersección entre las dos curvas. Se observará en la *Figura 21*.

- **LCOE (coste nivelado de la energía)**

El LCOE, *Levelised Cost of Energy* en inglés, es un indicador fundamental del coste de la energía. Relaciona el valor de la inversión (€), potencia instalada (kWp), compra de energía eléctrica (€) y energía vendida a red (€) con la energía consumida a lo largo de la vida útil de la instalación (kWh).

Se podrá observar que según se aumente el valor de la potencia pico instalada, el coste de la instalación irá disminuyendo hasta el punto en que sature la gráfica pues será irrelevante aumentar el tamaño de la instalación debido a que existe un límite de la energía que podrá ser compensada en la factura.

2.1 – Coeficientes de autoconsumo y autosuficiencia

El primer paso para ejecutar un dimensionado correcto será comprender cómo se consume la energía eléctrica cuando el usuario dispone de un generador FV, considerando las siguientes variables.

- C: energía eléctrica consumida en un suministro (vivienda, establecimiento comercial, alumbrado público, etc).
- G: total de energía producida por el generador.
- GC: parte de energía producida por la instalación FV y consumida por el usuario.

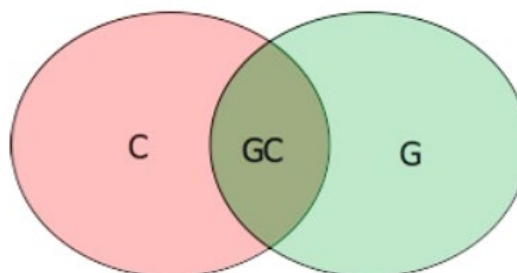


Figura 18- Representación gráfica de consumo y generación con FV

Interpretando la *Figura 2.3*, de toda la energía consumida (C), una parte será producida por los módulos FV (G) y resultará “gratis” (GC) pero en otras ocasiones se tendrá que comprar energía a la comercializadora ($C - GC$). Se observa también el hecho de que parte de la energía generada (G) será inyectada a red al no poder consumirse, concepto conocido como excedentes.

En el presente caso dicha energía excedentaria será vendida a la comercializadora a un precio siempre menor al de compra de red.

Una vez definidos estos tres conceptos se presentan los de autoconsumo y autosuficiencia:

- **(φ_{SC}) autoconsumo:** tanto por ciento de energía producida y consumida (GC) respecto a energía generada (G) expresado como GC/G .
- **(φ_{SS}) autosuficiencia:** porcentaje de energía producida y consumida (GC) respecto a energía consumida (C) expresado como GC/C .

Como podrá observarse en *Figuras 19 y 20*, son valores opuestos, así siendo el valor de autoconsumo elevado se suele ser poco autosuficiente y viceversa. Para la presente instalación, se han graficado dichos coeficientes para un rango de potencias 0 - 60 kWp.

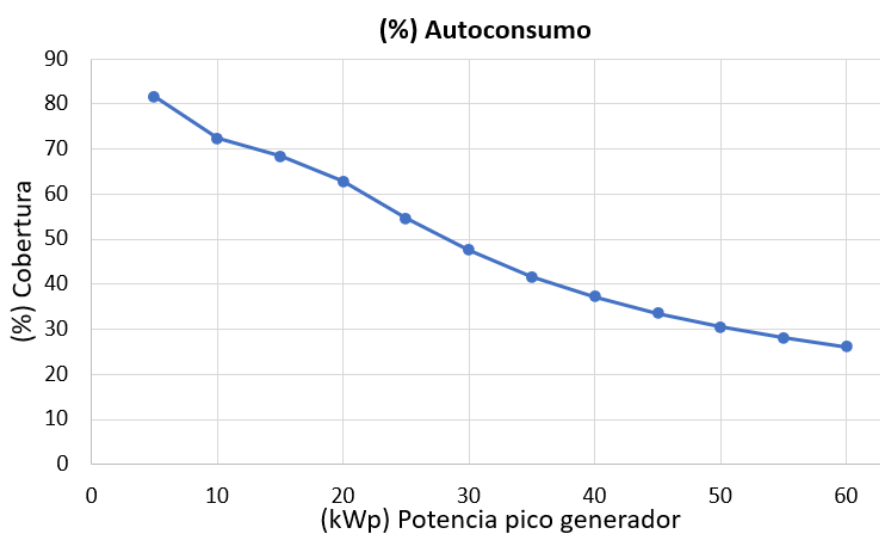


Figura 19- Gráfica de autoconsumo

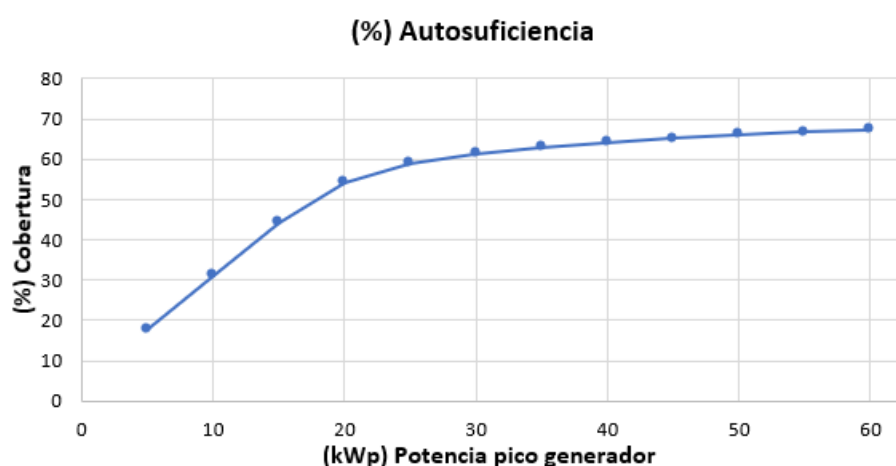


Figura 20- Gráfica de autosuficiencia

Cruzando ambas gráficas se obtendrá un punto de corte el cual se interpreta como el valor de potencia de generador FV óptimo para los consumos dados. Dicho valor resulta en unos 23 kWp con un valor de φ_{SC} y φ_{SS} del 57%

Ahora bien, no debe interpretarse como el valor de potencia definitivo del generador, si bien ya partimos de un valor orientativo para la instalación.

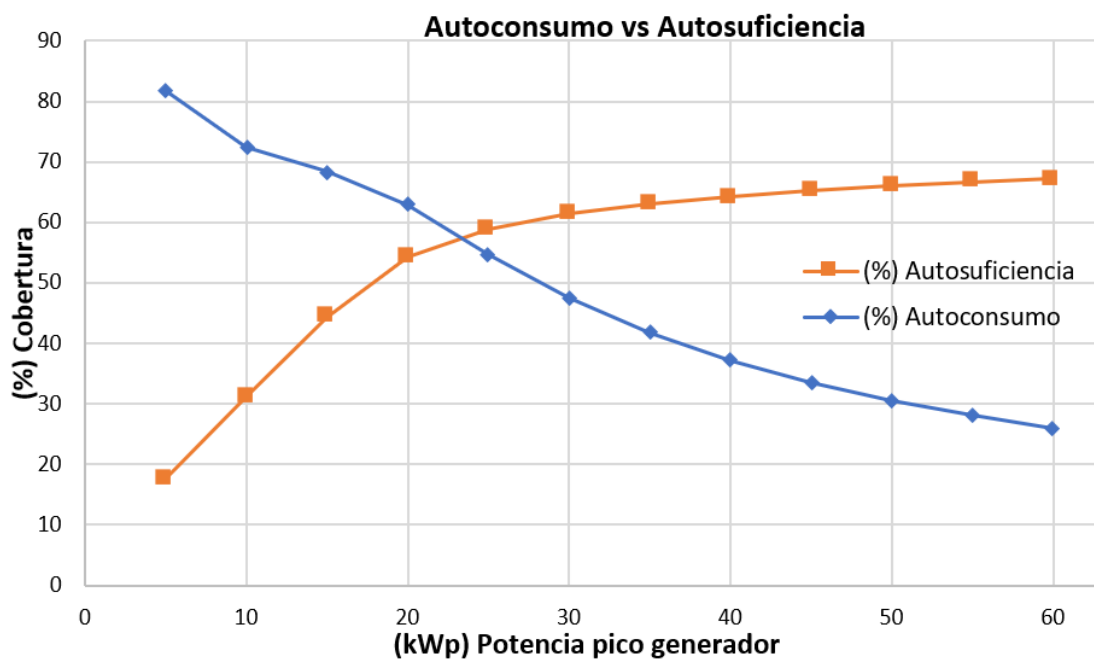


Figura 21 - Autoconsumo vs Autosuficiencia



2.2 – LCOE

2.2.1 – Contexto

El coste nivelado de la energía es un parámetro muy importante a la hora de decidir si un proyecto de cualquier tipo de generación eléctrica sigue adelante o no. Determinará si un proyecto alcanzará el punto de equilibrio o será rentable. Si no es así, la empresa no seguirá adelante con la construcción del activo generador de energía y buscará una alternativa. Utilizar el LCOE para evaluar un proyecto es uno de los primeros pasos fundamentales que se dan al analizar proyectos de esta naturaleza.

El LCOE también es un cálculo importante que permite comparar distintas tecnologías de producción energética, como la eólica, la solar y la nuclear. Permite realizar estas comparaciones independientemente de las desiguales duraciones de vida, los diferentes costes de capital, el tamaño de los proyectos y el diferente riesgo asociado a cada uno de ellos. Esto se debe a que el LCOE refleja un coste por unidad de electricidad generada, y el riesgo de cada proyecto es una implicación de la tasa de descuento específica utilizada para cada activo generador de energía.

A nivel mundial, se muestra en la *Figura 22* la evolución del precio de la energía FV en \$/MWh desde el 2010 y previsiones hasta 2050. La caída del LCOE se debe principalmente a una mejora continua en la tecnología de célula y módulos, así como a una buena tasa de aprendizaje en el sector.

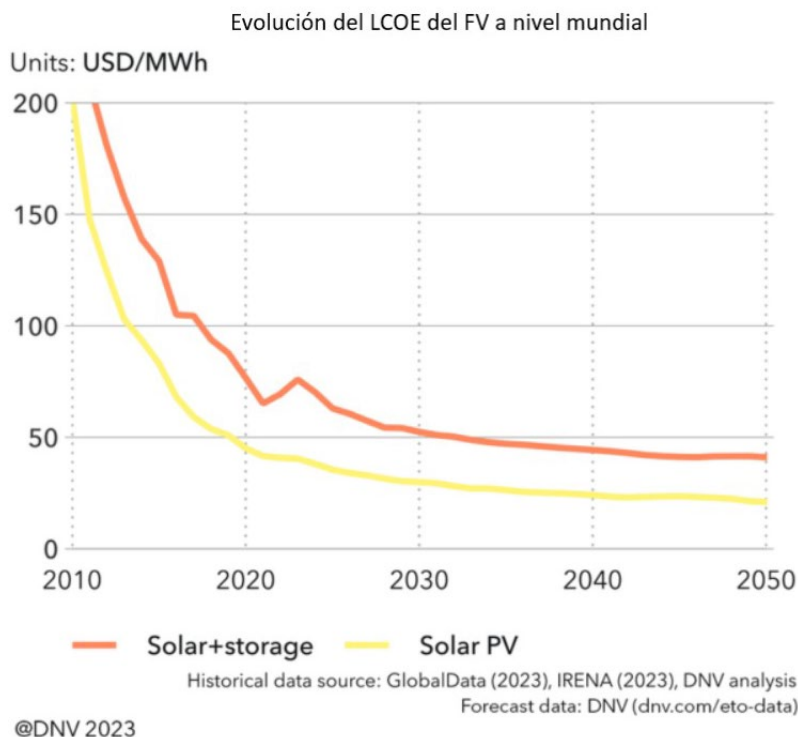


Figura 22- LCOE fotovoltaica 2010-2050¹

Llendo ahora al caso particular de la evolución de precios para sistemas residenciales (Alemania), se muestra en la *Figura 23* la evolución de precios de 2006 a 2021. Es notable la gran caída de precios en los módulos.

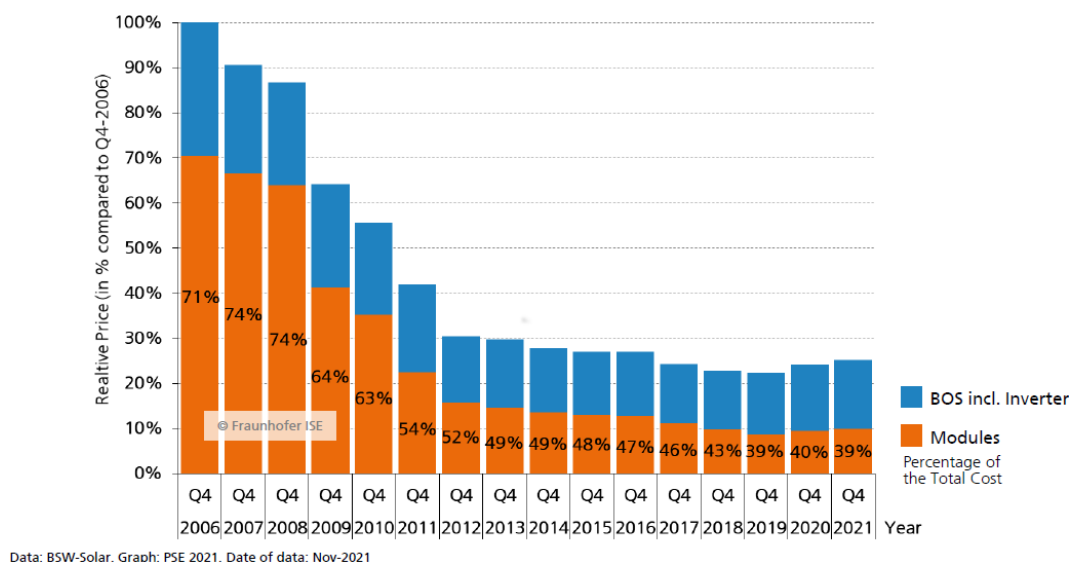


Figura 23 - LCOE instalaciones FV residenciales Alemania 2006-2021²

¹ https://store.veracity.com/energy-transition-outlook?utm_source=report&utm_medium=print&utm_campaign=ver_23q3_eto2023

² Photovoltaics report. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE. 24 February 2022

2.2.2 – PVPC - Libre mercado

Para el presente proyecto, se han realizado dos cálculos de LCOE, uno para la tarifa regulada PVPC y otro para una tarifa del mercado libre: *Por uso (Batería virtual)* de la comercializadora Naturgy.

Se muestra a continuación una tabla a como de comparativa entre ambos casos:

	PVPC*	Naturgy (Por Uso – Batería Virtual)**
Precio compra electricidad (€/kWh)	Precio subasta del mercado mayorista de electricidad	0,13
Término fijo potencia (Punta) (€/ kWh y año)	28,5	34,34
Término fijo potencia (Valle) (€/ kWh y año)	1,34	10,3
Precio venta excedente (€/ kWh)	0,15	0,11
Otros conceptos factura		
Alquiler contador (€/ día)	0,03	0,03
Financiación bono social (€/ día)	0,04	0,04
Cuota batería virtual (€/ mes)	-	1,8
Impuesto electricidad (%)	5	5
IVA (%)	21	21

Tabla 3- Términos tarifas

* Precios PVPC referidos a 2022

** Precios Naturgy referidos a 2023

A continuación, en base al consumo anual y precios de cada tarifa, se calcula el LCOE para cada caso. Los datos se muestran en dos tablas independientes. Finalmente se muestran en un mismo gráfico ambas curvas para una mejor interpretación.



Inversión (€)	Potencia (kWp)	Compra energía (€)	Compensación máxima (€)	LCOE – PVPC (€/kWh)
4253,19	5	8816,32	183,84	0,16
5886,57	10	7404,59	568,16	0,13
7896,17	15	6046,69	982,11	0,10
10576,80	20	5018,65	1455,42	0,08
14859,35	25	4548,23	2072,12	0,06
18811,69	30	4292,45	2572,15	0,05
21546,33	35	4125,64	2799,54	0,05
24737,19	40	4000,85	2870,63	0,05
27930,50	45	3901,05	2920,20	0,05
33394,00	50	3815,91	2926,04	0,05
40966,44	55	3745,07	2894,29	0,06
45831,01	60	3685,34	2849,55	0,07

Tabla 4- LCOE PVPC

Inversión (€)	Potencia (kWp)	Compra energía (€)	Compensación máxima (€)	LCOE - Naturgy (€/kWh)
4253,19	5	3763,52	152,69	0,07
5886,57	10	3142,36	461,27	0,05
7896,17	15	2546,02	710,02	0,04
10576,80	20	2091,80	1039,16	0,03
14859,35	25	1878,61	1333,89	0,03
18811,69	30	1763,67	1517,24	0,03
21546,33	35	1688,81	1579,49	0,03
24737,19	40	1633,72	1633,72	0,03
27930,50	45	1589,56	1589,56	0,03
33394,00	50	1551,98	1551,98	0,04
40966,44	55	1520,58	1520,58	0,05
45831,01	60	1493,92	1493,92	0,05

Tabla 5- LCOE Naturgy

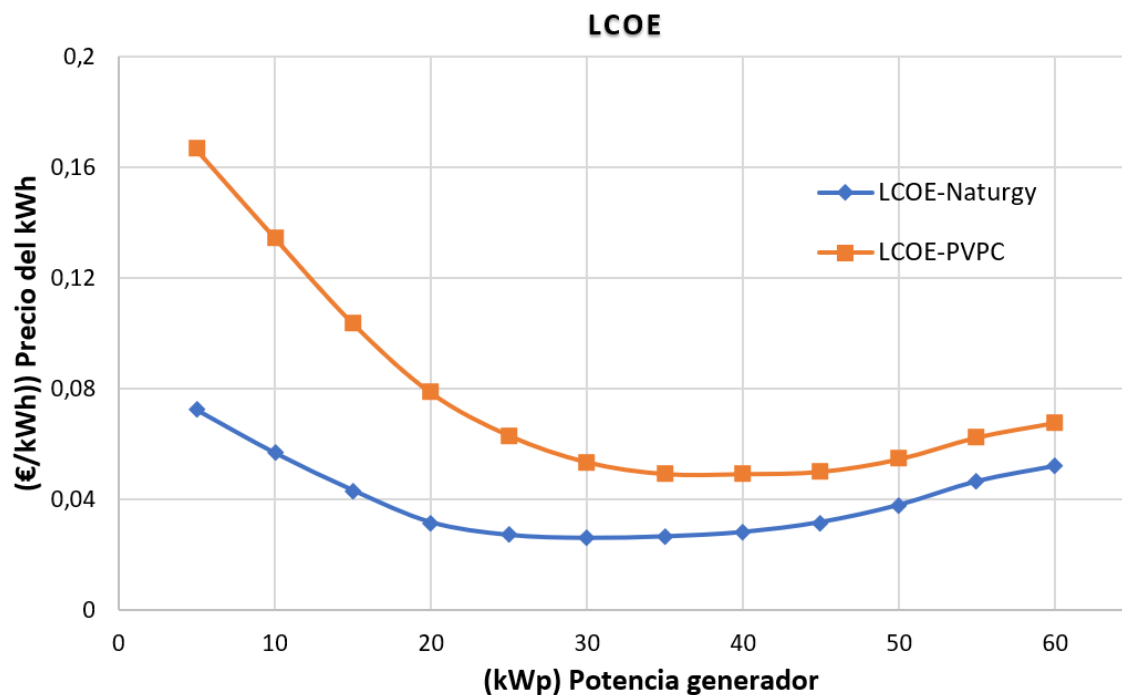


Figura 24- Comparativa LCOE PVPC-Naturgy

El cálculo del LCOE para cada valor de potencia se ha realizado según la expresión:

$$LCOE = \frac{Inversión + \sum_{n=1}^{25} \frac{(Compra\ energía - Compensación\ máxima)}{(1 + d)^n}}{Consumo\ total}$$

Inversión: gasto total en la instalación

Compensación máxima: energía vendida a la red

Consumo total: consumo total de energía a lo largo de 25 años

Compra energía: energía comprada a la red

d: factor de actualización (0,035)

Como puede apreciarse, el LCOE es significativamente menor con la tarifa del mercado libre de Naturgy que con la del mercado regulado, por tanto queda descartada la tarifa PVPC.

Poniendo el foco en la curva de Naturgy, se aprecia que cuando la potencia instalada sobrepasa los 30 kWp instalados comienza a saturar aumentando progresivamente el costo. Se tomará como referencia la franja 25-30 kWp.

Inversión (€)	Potencia (kWp)	Compra energía (€)	Compensación máxima (€)	LCOE - Naturgy (€/kWh)
14859,35	25	1878,61	1333,89	0,027
18811,69	30	1763,67	1517,24	0,026

Tabla 6 - Valores para los puntos de saturación de gráficas LCOE en Figura 2.8

Se observa que la diferencia de precio en dicha franja es irrisoria, concluyendo por tanto que cualquier valor de potencia en dicha franja será considerado como óptimo según el criterio del LCOE.

3 – CONCLUSIÓN. POTENCIA ÓPTIMA

Según el criterio del LCOE, se dimensionará con una potencia en el rango 25-30 kWp. Dicho rango no queda muy alejado de los 23 kWp obtenidos con las curvas de autoconsumo-autosuficiencia.

Teniendo el módulo FV elegido una potencia de 465 Wp, se ha optado por una potencia de generador de 26,04 kWp, lo que equivale a 56 módulos distribuidos de manera equitativa en cada faldón de la cubierta, 28 orientados al Este y 28 al Oeste.

A tener en cuenta el hecho de disponer de batería virtual pues, con el mencionado valor de potencia, se consiguen facturas a 0 € durante 7 meses del año (Mayo a Noviembre) en cambio con 25 kWp serían 6 meses. Ahora bien, una mayor potencia (p.e. 30 kWp), sobredimensionaría en exceso el generador alejándonos del punto óptimo de autoconsumo-autosuficiencia. En caso de que en un futuro no se contara con dicha tarifa se estaría derrochando gran cantidad de excedente.



TRABAJO FIN DE GRADO

“SFCR para autoconsumo en nave industrial. Estudio PVPC y libre mercado”

ANEXO 3 – CÁLCULOS. DIMENSIONADO SISTEMA

1 – CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA DE LOS SFV

Se analizan en el siguiente apartado los parámetros recogidos por la norma¹ para describir el procedimiento de monitorización y de análisis del comportamiento energético del sistema FV.

1.1 – Energía producida por el sistema (AC)

Una vez determinada la potencia óptima del generador FV conectado a red (Anexo 2), se procede a calcular la producción de energía anual.

$$E_{AC} = P_{STC} \times \frac{H_i}{G_{STC}} \times PR$$

donde:

E_{AC} (kWh):	energía a la salida del inversor inyectada a red.
P_{STC} (kWp):	potencia pico del generador en STC
PR (%):	pérdidas del sistema (temperatura, viento, etc)
H_i ($\frac{kWh}{m^2 \cdot mes}$):	irradiación, cantidad de irradiancia recibida en un lapso de tiempo determinado, osea, potencia recibida por unidad de tiempo y por unidad de superficie.
G_{STC} ($\frac{kW}{m^2}$):	irradiancia en CEM, describe la intensidad de iluminación solar recibida medida como potencia instantánea por unidad de superficie.

1.2 – Rendimiento global o Performance Ratio

El PR es el indicador principal para medir la eficiencia total del sistema. En esencia, describe la transformación energética que tiene lugar en el SFCR relacionando la energía útil generada por el sistema con aquella teóricamente disponible indicando de este modo la cantidad de energía final producida por irradiación recibida y potencia pico instalada. Se define como la relación entre la productividad final y la de referencia y ofrece una medida global de rendimiento del sistema que incluye las pérdidas producidas en el generador y en el resto del sistema.

¹ Norma UNE-EN 61724:2000-2017

De manera teórica, se rige por la ecuación:

$$PR = \frac{\frac{E_{AC}}{P_{MAX,STC}}}{\frac{H(\alpha, \beta)}{G_{STC}}}$$

Se recogen a continuación los diferentes PRs o pérdidas consideradas para cada mes del año. Nótese que el factor más pernicioso para la instalación será una temperatura de módulo superior a 25 °C a partir de la cual se produce una disminución de la potencia generada conforme aumenta. Así, en los meses estivales, la eficiencia será menor en comparación con los meses de invierno.

MESES	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
PR	0,79	0,78	0,76	0,75	0,73	0,72	0,71	0,71	0,73	0,75	0,76	0,79

Tabla 7 – PR medio para cada mes del año

1.3 – Irradiación recibida en el generador

Siendo la irradiación función del tiempo y expresando la cantidad de irradiancia por unidad de superficie, se obtendrá por integración para un lapso de tiempo de una hora según la expresión:

$$H_i = \int G_i dt$$

Partiendo de que i es el periodo de tiempo fijado (un mes) y que las medidas de radiación instantánea G se tomen en intervalos lo suficientemente cortos, la integral podrá convertirse en un sumatorio (asumiendo irradiancia constante). Dichos datos de irradiancia se obtendrán de la base de datos de PVGIS² (Photovoltaic Geographical Information System) según las coordenadas de la nave:

Latitude (decimal degrees)	37,797
Longitude (decimal degrees)	-3,785
Elevation (m)	437
Radiation database	PVGIS-SARAH2
Slope (decimal degrees)	15
Azimuth (decimal degrees)	37

Tabla 8– Datos de localización satélite de la nave. PVGIS

² https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/



Se procede ahora a calcular la irradiación horaria sobre la cubierta de la nave según:

$$H_i = \sum G_i \times \Delta t$$

De una manera más visual, se muestran en la *Tabla 9* los valores de irradiancia horarios para cada mes del año. En la última fila se obtiene el sumatorio por mes, la irradiancia mensual. En la *Figura 25* se muestra el mes de mayor irradiancia (Junio) frente al de menor (Diciembre).

Hora G(i) [$\frac{W}{m^2}$]	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
6:00	0	0	0	23,55	57,48	54,14	61,32	36,05	5,59	0	0	0
7:00	0	2,12	49,26	122,2	200,6	218,4	193,2	143,8	97,30	54,23	6,18	0
8:00	60,80	121,1	206,9	280,1	374,9	404,9	397,1	347,8	291	232	130,8	71,51
9:00	227,3	323,7	365,5	446,2	559,1	613	587,4	558,3	505,9	429,6	309	228,7
10:00	378,3	491,9	532,3	589	709,9	799,1	770,7	735,5	651,1	585,3	432,5	378,5
11:00	532,7	646,3	670,8	678	856,5	907,4	901,4	874,4	761,1	700,4	542,6	516,2
12:00	588,9	725	715,2	768	878,8	967,4	997,9	956,5	805,6	720,3	598,2	527,2
13:00	585,2	740,8	736,5	677,3	921,7	1010	998,9	969,3	775,6	753,7	542,3	526,6
14:00	514,0	700	669,7	590,8	832,5	939,9	910,3	904,8	716,8	665,4	490,5	444,4
15:00	408,5	548,1	542,8	557,4	703,7	819,5	808,7	792,4	605,5	530,1	366,2	307
16:00	239,2	406,4	382,1	377,2	512,5	650,8	601,7	636,5	448,4	342,1	195,6	162,4
17:00	4,03	185,9	205,5	205,3	355,4	435,3	431,5	402,5	244,6	69,62	0	0
18:00	0	0	12,13	63,98	164,6	242,4	224,6	169,8	22,65	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0,83	38,35	25,72	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H_i [$\frac{Wh}{m^2}$]	3539	4891	5089	5379	7128	8101	7910	7528	5931	5083	3614	3163

Tabla 9- Valores irradiancia horarios mensuales

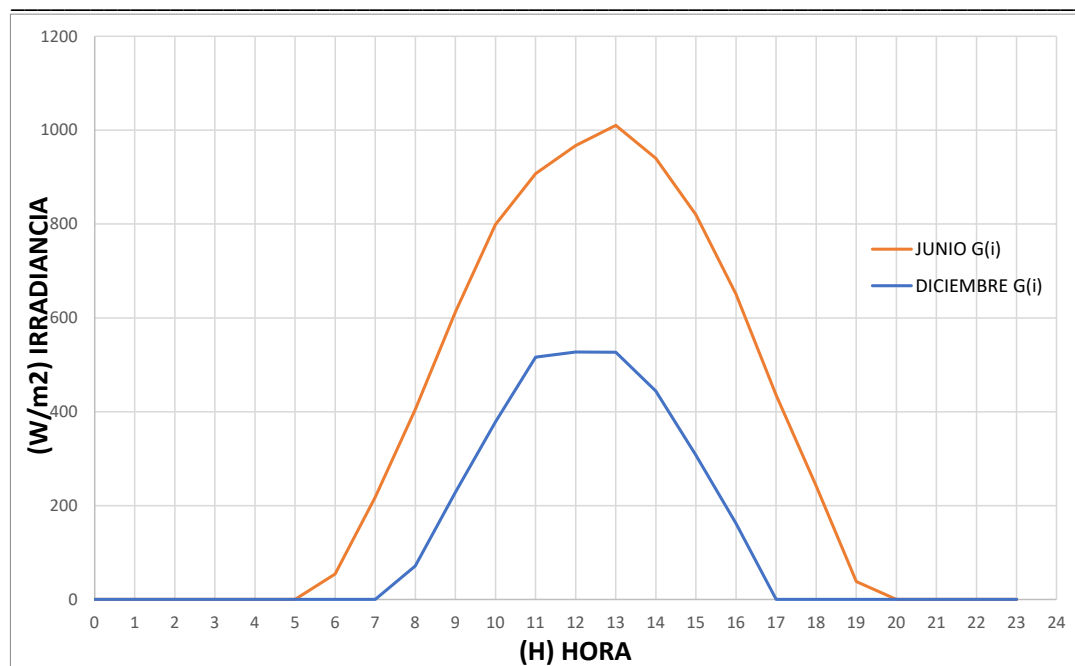


Figura 25 – Comparativa valores Irradiancia para Junio y Diciembre

1.4 – Productividad final

Se conoce como productividad final o Final Yield (Y_F) a la energía AC final producida diariamente por el sistema FV por unidad de potencia pico instalada

$$Y_{AC} = \frac{E_{AC}}{P_{MAX,STC}}$$

Se muestra la productividad final horaria para un día típico de cada mes del año en la *Tabla 10*:

Hora $\frac{Y_{AC}}{[kWp \times h]}$	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
6:00	0	0	0	0,02	0,06	0,04	0,04	0,03	0	0	0	0
7:00	0	0,01	0,03	0,11	0,16	0,16	0,14	0,11	0,08	0,05	0	0
8:00	0,05	0,10	0,13	0,27	0,26	0,31	0,28	0,26	0,23	0,12	0,12	0,05
9:00	0,21	0,27	0,21	0,33	0,41	0,46	0,43	0,42	0,38	0,35	0,28	0,21
10:00	0,33	0,42	0,36	0,48	0,48	0,59	0,55	0,55	0,52	0,49	0,39	0,36
11:00	0,46	0,54	0,59	0,68	0,56	0,71	0,64	0,63	0,62	0,59	0,52	0,43
12:00	0,52	0,62	0,63	0,69	0,59	0,75	0,71	0,71	0,66	0,64	0,57	0,43
13:00	0,55	0,66	0,52	0,66	0,73	0,76	0,71	0,73	0,68	0,65	0,55	0,48
14:00	0,48	0,62	0,16	0,41	0,69	0,72	0,61	0,62	0,62	0,58	0,47	0,45
15:00	0,21	0,51	0,11	0,36	0,32	0,53	0,56	0,61	0,51	0,47	0,36	0,06
16:00	0,12	0,37	0,11	0,31	0,31	0,47	0,39	0,4	0,3	0,27	0,18	0,05
17:00	0,03	0,17	0,1	0,13	0,21	0,32	0,31	0,3	0,18	0,04	0	0
18:00	0	0	0,02	0,07	0,16	0,19	0,17	0,15	0,08	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0,05	0,03	0,02	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 10 – Datos de productividad del sistema

2 – DIMENSIONADO

2.1 – Valores nominales de la instalación

El dimensionado del sistema, generador, inversor y protecciones, parte de los valores nominales del módulo FV utilizado, así como del inversor. Por último, se elegirán las protecciones adecuadas.

- Módulo fotovoltaico JA Solar – JAM72S20-465/MR

Potencia máxima (Pmax) [W]	465
Tensión circuito abierto (Voc) [V]	50,15
Tensión máxima (Vmax) [V]	42,43
Corriente cortocircuito (Isc) [I]	11,49
Corriente máxima potencia (Imp) [I]	10,96
Coefficiente temperatura $V_{OC} (\beta) [^\circ\text{C}]$	-0,27
Eficiencia [%]	20,9

Tabla 11 – Valores nominales módulo FV

- Inversor SMA – Sunny Tripower 25000 TL

Potencia máxima de entrada DC [Wp]	45000
Potencia nominal de entrada DC [W]	25550
Tensión máxima DC [V]	1000
Rango tensión MPPT / Nominal [V]	390 a 800 / 600
Tensión mínima / Tensión de arranque [V]	150 / 188
Corriente máxima input A / B [A]	33 / 33
Número de entradas MPPT independientes	2
Strings por entrada MPPT	A: 3 / B: 3
Potencia de salida AC [W]	25000

Tabla 12 – Valores nominales inversor

Partiendo de que el rango del factor de dimensionado, es decir, la relación entre la potencia nominal del GFV y la nominal de entrada del inversor se considere como 0,85-1, se procede a comprobar para una potencia de GFV de 26,04 kWp.

$$F_S = \frac{P_{INV,DC}}{P_{GFV,STC}} = \frac{25550}{26040} = 0,981$$

Como primer requisito, queda comprobado que generador e inversor son compatibles.

2.2 – Dimensionado del GFV

El máximo y mínimo número de módulos en serie será función de los valores de entrada del inversor según los cuales sea capaz de obtener el punto de máxima potencia. Dichos valores vienen determinados por la tensión máxima de entrada (1000 V) y la tensión mínima (150 V)

La tensión en un módulo fotovoltaico es inversamente proporcional a la temperatura del mismo por lo que en primer lugar se calcularán los valores máximo y mínimo de tensión en función de temperaturas extremas: -10 °C y 70 °C.

$$V_{oc}(T^a = -10\text{ °C}) = V_{oc}^* + \beta \times (T_c - T_{STC}) \quad (1)$$

$$V_m(T^a = 70\text{ °C}) = V_m^* + \beta \times (T_c - T_{STC}) \quad (2)$$

donde:

V_{OC} : tensión en circuito abierto para las condiciones dadas (V)

V_{OC}^* : tensión en circuito abierto en CEM (V)

β : coeficiente de temperatura del módulo FV (%/°C)

T_C : temperatura célula en condiciones dadas (-10 o +70) (°C)

T_{STC} : temperatura de célula en CEM (°C)

V_m : tensión en el punto de máxima potencia (V)

V_m^* : tensión en el punto de máxima potencia en CEM (V)

En primer lugar, debe obtenerse el valor de β en V/°C:

$$\beta \left(\frac{V}{^\circ C} \right) = V_{OC}^* \times \beta \left(\frac{\%}{^\circ C} \right) = 50,15 \times 0,00272 = -0,1364 \frac{V}{^\circ C}$$

Así, por cada °C que aumente la temperatura en el módulo, la tensión del mismo caerá 0,1364 V.

Desarrollando (1) y (2) por separado se obtendrá:

$$\begin{aligned} V_{OC}(T^a = -10^\circ C) &= \quad (1) \\ V_{OC}^* + \beta \times (T_C - T_{STC}) &= \\ 50,15 - 0,1364 \times (-10 - 25) &= \mathbf{54,924 \text{ V}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V_{OC}(T^a = +70^\circ C) &= \quad (2) \\ V_m^* + \beta \times (T_C - T_{STC}) &= \\ 42,43 - 0,1364 \times (70 - 25) &= \mathbf{36,292 \text{ V}} \end{aligned}$$

Una vez calculadas las tensiones máximas y mínimas, se procede a calcular el número de módulos óptimo según los valores de tensión del inversor.

$$N_{ms,M\acute{A}X} = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,m\acute{a}x}}{V_{OC,mod}(T_C = -10^\circ C)} \right] \quad (3)$$

$$N_{ms,M\acute{I}N} = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,m\acute{i}n}}{V_{OC,mod}(T_C = 70^\circ C)} \right] + 1 \quad (4)$$

donde:

$N_{ms,M\acute{A}X}$: número máximo de módulos en serie

$N_{ms,M\acute{I}N}$: número mínimo de módulos en serie

$V_{INV,m\acute{a}x}$: tensión máxima en la que el inversor busca el MPPT (V)

$V_{INV,m\acute{i}n}$: tensión mínima en la que el inversor busca el MPPT (V)

Desarrollando (3) y (4) por separado se obtendrá:

$$N_{ms,M\acute{A}X} = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,m\acute{a}x}}{V_{OC,mod}(T_c = -10^\circ\text{C})} \right] = \text{Int} \left[\frac{1000}{54,924} \right] = \mathbf{18}$$

$$N_{ms,M\acute{I}N} = \text{Int} \left[\frac{V_{INV,m\acute{i}n}}{V_{OC,mod}(T_c = 70^\circ\text{C})} \right] + 1 = \text{Int} \left[\frac{150}{36,292} \right] + 1 = \mathbf{5}$$

Sabiendo ya el rango para el dimensionado, el número ideal de módulos vendrá dado por la expresión inferior, siendo $V_{MPP,INV}$ la tensión de entrada nominal del inversor.

$$N_{ms,ideal\ STC} = \text{Int} \left[\frac{V_{MPP,INV}}{V_m^*} \right] = \text{Int} \left[\frac{600}{42,43} \right] = \mathbf{14}$$

Una vez obtenido el número óptimo de módulos en serie, se procede a calcular el máximo número de módulos en paralelo. Se dimensiona con un factor de seguridad de 1,25 según:

$$I_{MOD,SC,STC} \times N_{mp} \times 1,25 \leq I_{INV,SC,MAX} \quad (5)$$

donde:

$I_{MOD,SC,STC}$: corriente de cortocircuito del módulo en STC

N_{mp} : número máximo de módulos en paralelo

$I_{INV,SC,MAX}$: corriente de entrada máxima del inversor

$$N_{mp} \leq \frac{I_{INV,SC,MAX}}{I_{MOD,SC,STC} \times 1,25} = \frac{33}{11,49 \times 1,25} \rightarrow N_{mp} \leq \mathbf{2,29\ modulos}$$

Redondeando, se elegirán 2 ramas en paralelo.

Dado que los módulos se encuentran en un tejado a dos aguas, con 28 módulos a cada lado, se utilizarán las dos entradas del MPPT del inversor. A cada seguidor del MPPT se conectarán dos strings, cada uno formado por 2 strings de 14

módulos en serie conectados en paralelo entre sí. Señalar que cada entrada del MPPT cuenta con hasta 3 entradas.



Figura 26 – Detalle de las entradas del inversor

2.3 – Dimensionado de conductores

El dimensionado del cableado de baja tensión se divide en dos tramos, uno para la red de DC que irá desde el generador FV, situado en la cubierta de la nave, hasta el inversor, situado dentro de la nave. Por otro lado, se dimensionará el tramo de AC, desde la salida del inversor hasta el cuadro de baja tensión; ubicado a la entrada de la nave.

Las características del cableado (secciones óptimas, aislamiento y ensayos pertinentes) para instalaciones FV vienen determinadas en la norma **UNE-EN 50618:2015**. Los criterios mencionados y cálculos siguientes se ajustan a la misma.

Para ambos dimensionados, tendremos en cuenta dos criterios, el térmico y el de caída de tensión. Una vez calculada la sección por ambos métodos optaremos por aquella que cumpla con ambos criterios, es decir la mayor sección calculada.

A continuación, se definen ambos métodos:

- **Térmico:** en su aplicación, supone que la sección del cable debe ser capaz de soportar la corriente de diseño que discurrirá a través de él. En la práctica, la determinación de la sección adecuada se realiza consultando las tablas pertinentes establecidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) o la Guía Técnica de Aplicación del REBT. Esta última guía, elaborada y periódicamente actualizada por el Ministerio de Ciencia y Tecnología, proporciona orientación no vinculante en la materia. La primera versión de dicha guía fue publicada en septiembre de 2003 y está disponible en formato PDF en el sitio web oficial del Ministerio.

- **Caída de tensión:** demanda que la elección de la sección de un cable debe realizarse de manera que la pérdida de tensión a lo largo de su extensión sea inferior al valor máximo permitido de acuerdo con las directrices establecidas en el REBT (valores tablas). La caída de tensión experimentada por un cable está directamente relacionada con factores como su longitud y resistividad, siendo inversamente proporcional a su área de sección transversal.

Las secciones quedan estandarizadas según la *Tabla 13*

Tabla A.3 – Intensidad máxima admisible de los cables fotovoltaicos

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 13 – Intensidades máximas admisibles de los cables FV

2.3.1 – Cableado DC

2.3.1.1 – Conexión módulos – Caja conexión DC

- Criterio de caída de tensión – Conductores de rama (string)

$$\Delta V_{m\acute{a}x} = (1,5/100) \times V_{mpp} \times N_{ms} \quad (6)$$

Cálculo de la máx caída de tensión admisible para dimensionar tramo DC.

$\Delta V_{m\acute{a}x}$: Máx caída de tensión admisible en la rama (V)

V_{mpp} : Tensión en pto. de máxima potencia del módulo FV (V)

N_{ms} : Número de módulos en serie en el string

$$\Delta V_{m\acute{a}x} = (1,5/100) \times V_{mpp} \times N_{ms}$$

$$(1,5/100) \times 42,43 \times 14 = 8,19$$

$$\Delta V_{m\acute{a}x} = 8,19 \text{ V}$$

$$I_{B_{\Delta V}} = I_{mpp,mod} \quad (7)$$

Intensidad que circulará por los conductores de rama.

$I_{B_{\Delta V}}$: Corriente circulante en la rama (A)

$I_{mpp,mod}$: Corriente en el pto. máxima potencia del módulo (A)

$$I_{B_{\Delta V}} = I_{mpp,mod} = 10,96 \text{ A}$$

$$S_{\Delta V} = \frac{2 \times L \times I_{B_{\Delta V}}}{\sigma \times \Delta V_{m\acute{a}x}} \quad (8)$$

Cálculo de la sección por criterio de caída de tensión.

$S_{\Delta V}$: Sección de conductor según criterio caída de tensión (mm^2)

L : Longitud tramo DC, desde el generador FV al interior de la nave (inversor) (m)

$I_{B_{\Delta V}}$: Corriente circulante en la rama (A)

$\Delta V_{m\acute{a}x}$: Máxima caída de tensión admisible en la rama (V)

σ : Conductividad del cobre ($\Omega \times \frac{mm^2}{m}$)

$$S_{\Delta V} = \frac{2 \times L \times I_{B\Delta V}}{\sigma \times \Delta V_{m\acute{a}x}}$$

$$\frac{2 \times 50 \times 10,96}{56 \times 8,19} = 2,389 \text{ mm}^2$$

$$S_{\Delta V} \text{ (sección normalizada)} = 2,5 \text{ mm}^2$$

- Criterio térmico – Conductores de rama (string)

$$I_{B_{Iz}} = 1,25 \times (N_{ramas} - 1) \times I_{SC,mod} \quad (9)$$

Refiere al cálculo de la intensidad de cortocircuito sin elementos de protección.

$I_{B_{Iz}}$: Máx corriente admisible a la salida del generador (A)

N_{ramas} : Número de ramas (strings) del generador

$I_{SC,mod}$: Corriente de cortocircuito del módulo (A)

$$I_{B_{Iz}} = 1,25 \times (N_{ramas} - 1) \times I_{SC,mod}$$

$$1,25 \times (1-1) \times 11,49 = 0 \text{ A}$$

$$I_{B_{Iz}} = 0 \text{ A}$$

*** Nótese que se ha dimensionado el GFV con 4 strings de 14 módulos cada uno. Al disponer el inversor de 2 entradas de MPPT realmente tengo 2 subgeneradores separados puesto que dispongo de 2 orientaciones distintas. Es por esto que a la caja de conexión DC llegarán 4 cadenas de módulos independientes entre sí. ***

Por tanto, el de corriente de cada string será el de $I_{SC,mod} = 11,49 \text{ A} \rightarrow 1,5 \text{ mm}^2$

Según el valor obtenido, y al tratarse la instalación de un *único cable al aire libre*, el valor normalizado de sección será el obtenido por caída de tensión: **$2,5 \text{ mm}^2$**

*** Importante***

En el apartado de *Protecciones HW (externas)* se **sobredimensionará la sección a 6 mm^2** para proteger frente a sobrecorrientes.

2.3.1.2 – Conexión módulos – Caja conexión DC – Inversor

El tramo entre la caja de protección DC y el inversor se puede considerar como despreciable ya que se encuentran muy próximos entre sí.

Se usará pues el mismo cableado de sección **2,5 mm²**.

***** Importante*****

En el apartado de *Protecciones HW (externas)* se **sobredimensionará la sección a 6 mm²** para proteger frente a sobre corrientes.

2.3.2 – Cableado AC

2.3.2.1 – Inversor con cuadro de baja tensión

- Criterio caída de tensión

$$I_{N\ inversor} = \frac{P_{N\ inversor}}{\sqrt{3} \times 400 \times \cos(\varphi)} \quad (10)$$

Ecuación (10) refiere a la corriente nominal del inversor

$I_{N\ inversor}$: Corriente nominal del inversor (A)

$P_{N\ inversor}$: Potencia nominal del inversor (W)

$\cos(\varphi)$: factor de potencia, supuesto a 0,95

$$I_{N\ inversor} = \frac{P_{N\ inversor}}{\sqrt{3} \times 400 \times \cos(\varphi)}$$

$$\frac{25000}{\sqrt{3} \times 400 \times 0.95} = 37,983 \text{ A}$$

$$I_{N\ inversor} = \mathbf{37,983 \text{ A}}$$

El fabricante del inversor ya proporciona un valor de corriente a la salida del inversor, siendo éste de **36,2 A**



Al situarse el inversor muy próximo al cuadro general de BT y estar ambos dentro de la nave, se obviarán los factores de corrección a aplicar al tramo AC. Por mencionararlos, dichos factores y sus valores son los siguientes:

K1: Instalación en interior de tubos → 0,8

K2: Temperatura de terreno (35 °C) → 0,92

K3: Profundidad de la instalación → 0,97

K4: Número de circuitos → 0,58

Eso sí, se aplicará un factor de seguridad a la corriente de salida AC, siendo éste de 1,25

$$I_{AC} = I_{N \text{ inversor}} \times 1,25$$

$$36,2 \times 1,25 = 45,25 \text{ A}$$

$$\mathbf{I_{AC} = 45,25 \text{ A}}$$

La sección de cable normalizada para dicha corriente es de **4 mm²**

***** Importante*****

Habiendo ya sobredimensionado el cableado DC a 6 mm² en el apartado de *Protecciones HW (externas)*, por motivos económicos se optará por la misma sección en AC.



TRABAJO FIN DE GRADO

“SFCR para autoconsumo en nave industrial. Estudio PVPC y libre mercado”

ANEXO 4 – PROTECCIONES



1 – PROTECCIONES INCLUIDAS EN EL INVERSOR

1.1 – Protecciones SW inversor

- **Monitorización ante defecto a tierra / Monitorización de red**

El propio inversor monitoriza vía software la resistencia a tierra de forma que, cuando la resistencia a tierra está por debajo de un umbral mínimo, desconecta automáticamente el inversor aislando la red DC. De la misma manera, monitoriza la red eléctrica (AC) a tiempo real ofreciendo datos de rendimiento, tensión y frecuencia. Identifica defectos tales como sobre/sub tensión/frecuencia el inversor para automáticamente para proteger la instalación.

- **SMA Shade Fix**

SW de gestión de sombra. SMA ShadeFix utiliza un sistema de seguimiento MPP inteligente para determinar el punto de funcionamiento con mayor rendimiento en condiciones de sombra. Con esta funcionalidad, los inversores aprovechan en todo momento el mejor suministro de energía posible de los módulos fotovoltaicos para aumentar el rendimiento en instalaciones con sombra. SMA ShadeFix está habilitado de forma predeterminada y su intervalo de tiempo suele ser de seis minutos, determinando el punto de funcionamiento óptimo en dicho periodo. Dependiendo del sistema fotovoltaico o de la situación de sombra, puede resultar útil ajustar el intervalo de tiempo.

1.2 – PROTECCIONES HW INVERSOR

- **Detector de polaridad inversa DC**

La protección de polaridad inversa en DC está diseñada para evitar daños en la instalación cuando algún string FV se ha conectado erróneamente. Previendo la manipulación del cableado, ya sea durante la instalación o por labores de mantenimiento en la misma, el inversor integra un detector el cual nos indica mediante un led rojo si la polaridad es inversa o verde si es correcta.

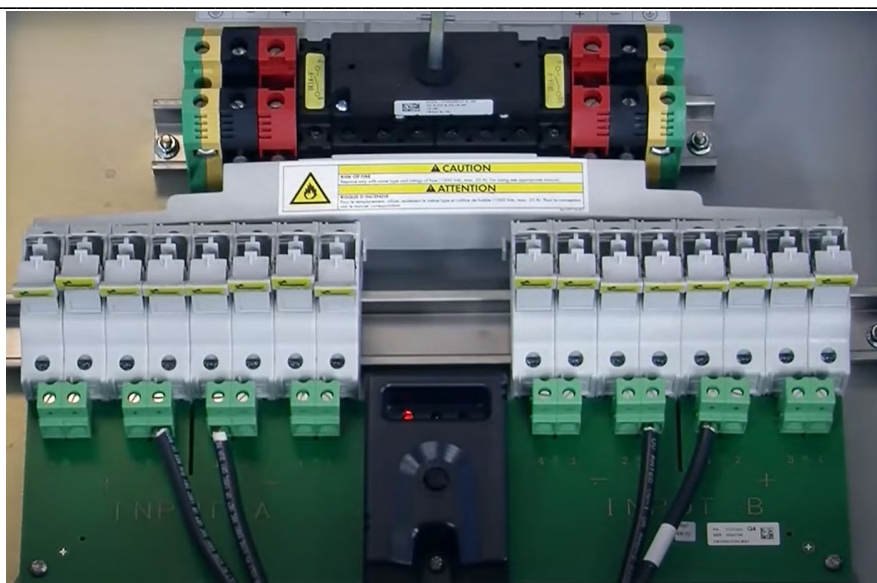


Figura 27 – Detector polaridad inversa DC. Led rojo indicando polaridad inversa

- **Interruptor seccionador**

Permite dividir el circuito eléctrico entre el array FV del inversor y red AC. Se activa manualmente con el fin de realizar de manera más segura labores de mantenimiento, como el cambio de un módulo FV p.e.). La presencia de este elemento es obligatoria según IEC 60364-7-712.

El inversor elegido incluye un seccionador de potencia de CC a la entrada.



Figura 28 – Seccionador tipo

2 – PROTECCIONES EXTERNAS DC Y AC

2.1 – Protecciones frente a sobrecorrientes

Las faltas eléctricas en los GFVs se clasifican en dos categorías: faltas de cortocircuito y faltas de circuito abierto.

Una falta de cortocircuito se define como la ocurrencia no planificada de una trayectoria conductora accidental entre una o más partes conductoras y tierra (falta a tierra) o entre dos o más partes conductoras de diferente potencial (falta entre fases). Así el camino conductor es por lo general un cortocircuito.

Las faltas a tierra son las más comunes en los GFVs. Las faltas de fase a fase ocurren dentro un módulo FV o entre ellos, del mismo o diferentes ramas de módulos. Se caracteriza por la interrupción de una parte conductora de corriente dentro o fuera de un módulo FV.

- **Fusibles (DC)**

Su función principal es la de protección contra picos de corriente. Destacar que para instalaciones FV conviene elegir aquellos específicos para estas, es decir de tipo *gPV*. Se instalará un fusible a la salida de cada string. La principal desventaja es que al fundir hay que cambiarlos manualmente.

Como ya se ha justificado en el apartado de cableado, se sobredimensionará la sección para proteger frente a sobre corrientes.

No será necesario incluir fusibles en la instalación.



Figura 29 – Fusible tipo para instalaciones FV

- **Interruptor magnetotérmico (DC)**

Su funcionalidad es la misma que la de un fusible con la principal ventaja de que, a diferencia de un fusible, sencillamente abre (en caso de **sobrecorriente**) e interrumpe el paso de corriente con lo cual puede reutilizarse tantas veces como sea posible (siempre que no se sobrepasen los valores nominales del magnetotérmico).

Como ya se ha mencionado en el apartado de cableado dentro del *Anexo 3* y se detalla en el siguiente apartado *Sobredimensionado del cableado DC*, se sobredimensionará la sección para proteger frente a sobre corrientes, no siendo necesario incluir magnetotérmicos en el lado DC.



Figura 30 – Magnetotérmico tipo

- **Sobredimensionado del cableado (DC)**

La protección frente a sobrecorrientes en DC del GFV tiene un tratamiento muy distinto al realizado para los circuitos de BT de AC. La diferencia fundamental está en el orden de magnitud de las corrientes que se generan en condiciones de defecto por cortocircuitos o sobrecargas donde, para un GFV, su corriente de corto es sólo del 7 al 10% superior a la corriente de máxima potencia.¹

Con estos valores de corriente, próximos a los nominales, no sería necesaria ningún tipo de protección si se dimensionan los conductores para el valor de I_{sc} . Esto queda recogido en la norma **IECC 60364-7-712** prescribiendo que la protección frente a sobrecargas se puede omitir si los cables se dimensionan para un valor superior a 1,25 veces la I_{sc} de la instalación.

Se optará por este tipo de protección frente a la instalación de magnetotérmicos por motivos económicos. La instalación de estos dispositivos nos supondría la compra de 4 de ellos (uno por string) a mínimo 30 € la unidad. Como

¹ Sistemas FV: Protección de Equipos. Requisitos e interconexión a red. JC Hernández

se verá en el presupuesto, sobredimensionar el cableado de la instalación (200 metros) nos supone un sobrecoste de 80 €.

$$Corriente_{sobrecorrientes} = I_{SC,string} \times 1,25$$

$$46 \times 1,25 = 57,5 \text{ A}$$

$$Corriente_{sobrecorrientes} = 57,5 \text{ A}$$

La sección de cable normalizada para dicha corriente es de **6 mm²** (véase *Tabla 13 – Intensidades máximas admisibles de los cables FV*).

- **Interruptor magnetotérmico (AC)**

El diseño de la protección frente a sobre corrientes en el lado AC viene determinado por el REBT según la instrucción IEC 60898-1 cumpliendo:

$$I_{trabajo} \leq I_{nominal(magneto)} \leq I_{m\acute{a}x \text{ admisible}}$$

donde:

$I_{trabajo}$:	I nominal del inversor (36,2 A)
$I_{nominal(magneto)}$:	a determinar
$I_{m\acute{a}x \text{ admisible}}$:	corriente máxima soportada por el cable (70 A)

Se elegirá el siguiente magnetotérmico para la protección AC el cuál irá ubicado en la caja de interconexión, a la salida del inversor:

Magnetotérmico LEGRAND 40 A 2P 6 KA C

- **Configuración en generador flotante**

La probabilidad de que se originen cortocircuitos en el generador dependerá en gran medida del esquema de conexiones adoptado en su diseño. De los dos existentes, generador flotante y generador puesto a tierra (figuras inferiores), el flotante es el más seguro.

Normalmente la red DC permanece aislada de tierra, siendo la única unión con esta las carcasas y los elementos aislantes del circuito. La resistencia a tierra en este caso muestra valores del orden de Mega Ohm y su magnitud está sujeta a diversos factores, tales como la calidad de los aislantes empleados, el enve-

jecimiento de dichos aislantes, la calidad en la ejecución de la instalación, condiciones climáticas, así como el tamaño del generador, entre otros.

Para un generador flotante que cuente con un aislamiento eficaz, la intensidad de defecto exhibe un valor casi despreciable, debido a la elevada resistencia a tierra. Teóricamente, un contacto directo no debería ser un riesgo para las personas (casos de negligencia o imprudencia). De aquí se concluye que el diseño intrínseco del generador ya constituye una medida de protección frente a contactos directos.

Por otro lado, el riesgo de contacto indirecto se relaciona directamente con el nivel de tensión adquirido por las masas metálicas de la instalación como consecuencia de un fallo de aislamiento entre partes activas del sistema y las masas. Con esta configuración de generador se mitiga también este efecto.

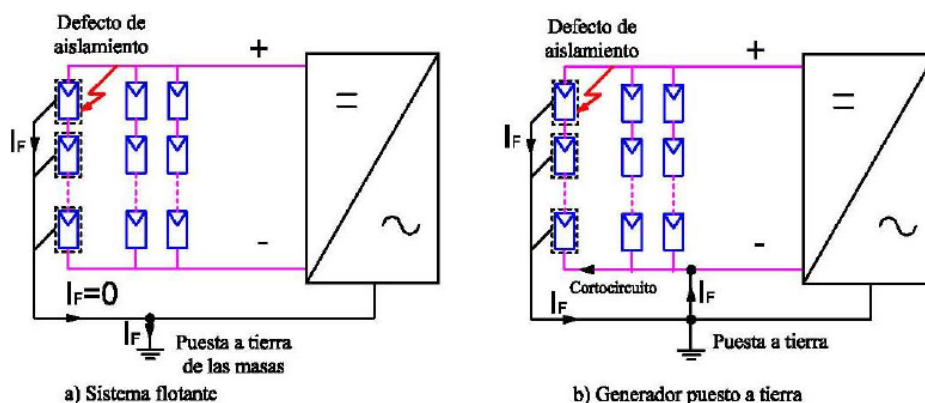


Figura 31 – Tipos de esquemas de conexionado del generador

2.2 – Protecciones frente a sobretensiones

Las sobretensiones constituyen el mayor factor de riesgo para el equipamiento del sistema FV. Las más importantes tienen su origen en descargas de rayos, pero también pueden ser originadas en la propia red eléctrica llegando a la instalación a través de los cables de conexión.

Se detallan a continuación los diferentes tipos:

- **Protección frente a sobretensiones de origen atmosférico**

Considerando el tamaño y ubicación de la instalación, en un polígono industrial dentro de la ciudad; el riesgo de caída de rayos se considera despreciable. No se dimensionará ninguna protección especial.

- **Protección frente a sobretensiones en la red (Surge Protector Device)**

Antes de la elección del dispositivo, conviene conocer los tipos de categorías de sobretensión recogidos en la ITC-23 (Reglamento BT) y en la norma CEI 60664-1. Se indican los valores de tensión que dichos equipos deben soportar, así como el valor límite máximo de tensión que deben permitir los dispositivos de protección:

- Categoría I: Equipos muy sensibles a sobretensiones (ordenadores, equipos electrónicos, etc).
- Categoría II: Electrodomésticos, herramientas portátiles, etc.
- Categoría III: Equipos y materiales que forman parte de la instalación eléctrica fija (armarios de distribución, embarrados, etc).
- Categoría IV: Equipos y materiales que se conecten en el origen de la instalación (contadores, aparatos de telemedida, etc).

TENSIÓN NOMINAL DE LA INSTALACIÓN		TENSIÓN SOPORTADA A IMPULSOS 1,2/50 (kV)			
SISTEMAS TRIFÁSICOS	SISTEMAS MONOFÁSICOS	CATEGORÍA IV	CATEGORÍA III	CATEGORÍA II	CATEGORÍA I
230/400	230	6	4	2,5	1,5
400/690 1000	— —	8	6	4	2,5

Tabla 14 - Categorías de sobretensiones²

El sistema interno de protección encaminado a eliminar/reducir las sobretensiones transmitidas por las líneas de conexión se basa en las siguientes tres medidas:

- **Puesta a tierra**

Necesaria para derivar las corrientes a tierra. La nave ya cuenta con pica e instalación de tierra, por lo que simplemente se necesitarán cables de tierra y conectar la instalación.

² CEI 61000-4-5

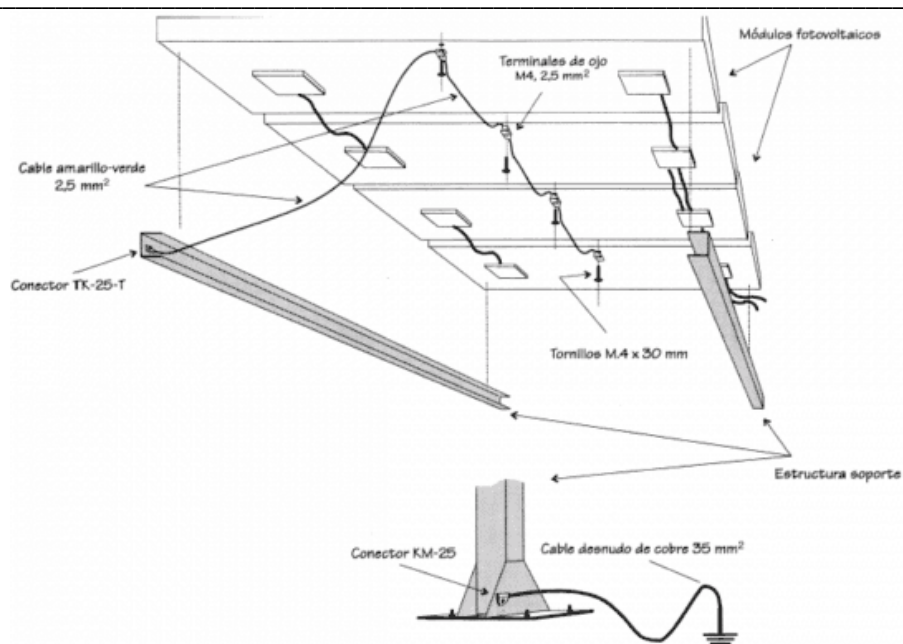


Figura 32 – Detalle del conexionado de los módulos y de la puesta a tierra

- **Conexión equipotencial**

La protección se basa en unir la estructura metálica, elementos metálicos de dispositivos, elementos conductores externos, circuitos eléctricos y de comunicación (a través de limitadores de sobretensión) a una barra de conexión equipotencial y ésta a tierra.

Se trata de conseguir la equipotencialidad de las tierras utilizando un único electrodo de puesta a tierra para toda la instalación. Esto evita que, ante una descarga del rayo, aparezcan diferencial de potencial entre los distintos elementos del sistema.

- **Instalación de descargadores de sobretensión (Surge protective devices - SPDs)**

Son elementos encargados de limitar, mediante descargas a tierra, los valores permitidos de sobretensión en los dispositivos de la instalación.

A continuación, se detalla este elemento, así como la justificación de la elección del mismo:

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

Dada la proximidad entre el GFV y el inversor, se elegirá un único SPD por string, ubicados a la entrada del inversor.

La tensión nominal del SPD se debe escoger en base a la máxima tensión de vacío del GFV. La corriente nominal de descarga no debe ser menor de 10 kA en instalaciones sin protección interna.

Se dimensiona el SPD en función del máximo valor de tensión a la salida de cada string:

$$\text{Tensión máxima en vacío } (-10\text{ }^{\circ}\text{C}) = 54,431\text{ V} \times 14 = \mathbf{762\text{ V}}$$

A continuación, valores nominales del SPD elegido:

Tensión DC máxima: 1000 V

Corriente nominal de descarga (8/20): 20 Ka

Tiempo de respuesta: $\leq 25\text{ ns}$



Figura 33 – SPD elegido para la instalación



Figura 34 – Tipos de protección frente a sobretensiones³

³ https://es.m.wikipedia.org/wiki/Archivo:Trestipos_protectores.jpg

3 – PROTECCIÓN DE PERSONAS

3.1 – Contactos directos e indirectos

En este caso, la instalación está conectada a tierra (véase el apartado de sobrecorrientes y sobretensiones). Por resumir lo ya comentado, el inversor cuenta con un dispositivo de monitorización de defecto a tierra y monitorización de la red. La puesta a tierra de la instalación se configura como generador flotante; contando con un mejor aislamiento frente a fugas.

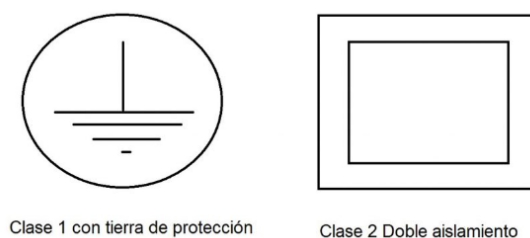


Figura 35 – Identificación del material/equipo eléctrico según su clase de protección

Para asegurar una completa protección para las personas frente a contactos directos e indirectos, se implementarán las siguientes medidas:

- **Aislamiento doble o reforzado (UNE-EN 60364-712)**

La “regla de oro” de la protección contra descargas eléctricas es que las partes activas peligrosas no deben ser accesibles y que las partes conductoras expuestas (PCE) no deben ser peligrosas. Cumpliendo con esto, tenemos, por un lado, en cubierta el GFV estando así inaccesibles los módulos, el conexionado DC entre los módulos, así como su conexionado a tierra.

Por otra parte, el cableado DC hasta el inversor irá protegido por canaletas de PVC evitando así el contacto con otros elementos de la nave. El cableado es clase II.



Figura 36 – Detalle de cableado protegido por canaletas PVC

712.412 Medida de protección: aislamiento doble o reforzado

712.412.101 El material eléctrico, por ejemplo los módulos fotovoltaicos, sistema de canalización (por ejemplo caja de conexiones, cables) utilizados en el lado de la corriente continua (hasta los medios de conexión en corriente continua del inversor fotovoltaico) debe ser de aislamiento de clase II o equivalente.

Figura 37– Detalle UNE-EN 60364-712

- **Interruptor diferencial automático (IGA)**

Nótese que, aunque la normativa actual obligue a los contadores nuevos a tener incorporados IGAs e ID, debido a la importancia de éstos, serán dimensionados e incluidos en el presupuesto del presente proyecto.

Desconexión inmediata del suministro eléctrico si detecta un exceso de potencia que pueda poner en riesgo la instalación. Así quedarán protegidas instalación eléctrica e infraestructura frente a sobrecargas o cortocircuitos en el lado AC.

IGA EMAT EMH16-80 2P 63 A

Cumpliendo sobradamente con el valor de 46 A a la salida del inversor.



Figura 38 – Interruptor general automático

- **Desconexión automática de la instalación: Interruptor diferencial**

Aun cumpliendo la instalación con el requisito de empleo de tensión no peligrosa (MBTP)⁴ siendo:

$$V_{OC\ GFV} \leq 75 \text{ V (tensión a la entrada del inversor de cada string)}$$

Se dispondrá de un interruptor diferencial de 30 mA de sensibilidad.

Destacar la criticidad de esta protección ya que será el ID el encargado de proteger directamente a las personas frente a cualquier fuga de corriente peligrosa para la vida humana. En la siguiente figura se muestra el riesgo que conllevan dis-

⁴ ITC-BT-24 y ITC-BT-36

tintos valores de corriente para la vida humana, justificando así la elección del valor de 30 mA como tope de corriente de fuga.

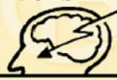
I mA	EFEECTO	MOTIVO	
1 a 3	PERCEPCIÓN	El paso de la corriente produce cosquilleo. No existe peligro.	
3 a 10	ELECTRIZACIÓN	El paso de la corriente produce movimientos reflejos.	
10	TETANIZACIÓN	El paso de la corriente provoca contracciones musculares, agarrotamiento.	
25	PARO RESPIRATORIO	Si la corriente atraviesa el cerebro.	
25 a 30	ASFIXIA	Si la corriente atraviesa el torax.	
60 a 75	FIBRILACIÓN VENTRICULAR	Si la corriente atraviesa el corazón.	

Figura 40 – Riesgos eléctricos. Efectos nocivos en personas

Convendrá por tanto no escatimar en la calidad del ID y optar por marcas reconocidas. Por ello se ha escogido el siguiente:

Diferencial Legrand 63 A 2P 30 mA Tipo A (x1)

Cumpliendo sobradamente con el valor de 46 A de I_{SC} de cada string.



Figura 41 – Interruptor diferencial tipo



TRABAJO FIN DE GRADO

“SFCR para autoconsumo en nave industrial. Estudio PVPC y libre mercado”

ANEXO 5 – DATOS DE CONSUMO HORARIO



	MES DE ENERO CONSUMO (kWh)																														
	Día																														
Hora	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	26	27	28	29	30	31
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	3	4	5	1	5	1	1	5	6	5	7	7	1	1	5	6	6	6	5	1	1	5	6	7	6	6	1	1	5
9	1	1	4	5	7	1	5	7	1	8	7	8	10	8	7	1	8	9	8	8	9	7	1	9	8	8	8	9	7	1	7
10	1	1	8	5	8	1	10	8	1	11	10	12	11	12	6	1	10	10	11	12	13	8	1	12	12	9	9	12	11	1	8
11	1	1	10	10	8	1	10	8	1	11	12	12	14	13	13	1	12	13	14	13	14	10	1	14	13	13	12	13	11	1	11
12	1	1	9	10	10	1	11	10	1	13	14	14	12	14	11	1	14	14	15	14	13	9	1	14	13	13	12	11	13	1	12
13	1	1	10	10	10	1	12	11	1	12	14	14	13	14	11	1	13	15	13	14	13	10	1	14	13	13	12	13	13	1	13
14	1	1	10	11	11	1	13	11	1	13	13	13	13	13	7	1	14	13	12	15	12	11	1	13	12	13	11	12	10	1	13
15	1	1	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2
16	1	1	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2
17	1	1	6	8	9	1	8	1	1	12	13	13	13	12	1	1	9	9	11	14	12	1	1	13	11	10	12	10	1	1	11
18	1	1	6	9	9	1	9	1	1	13	13	12	12	13	1	1	13	13	12	14	13	1	1	11	13	11	13	10	1	1	12
19	1	1	7	9	10	1	10	1	1	10	12	13	10	12	1	1	12	11	13	14	11	1	1	10	11	11	11	11	1	1	10
20	1	1	6	7	5	1	6	1	1	6	7	6	7	5	1	1	7	6	6	7	7	1	1	6	6	6	6	6	1	1	6
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 15- Consumo eléctrico Enero



	MES DE FEBRERO CONSUMO (kWh)																												
	Día																												
Hora	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	26	27	28	29
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	6	7	6	6	1	1	5	6	5	7	5	1	1	5	5	5	4	5	1	1	6	6	5	6	6	1	1	1	6
9	8	9	8	9	6	1	9	8	9	9	7	5	1	8	8	8	8	9	7	1	7	8	9	7	8	8	1	1	7
10	12	12	12	12	9	1	11	10	11	11	11	7	1	10	11	12	11	10	11	1	10	10	10	11	10	11	1	1	11
11	12	13	12	12	10	1	13	13	13	12	12	10	1	13	11	12	10	14	11	1	12	13	13	13	12	12	1	1	13
12	13	13	13	13	10	1	13	13	13	12	13	12	1	13	13	13	12	14	12	1	14	13	14	13	13	14	1	1	13
13	15	13	14	13	9	1	12	13	12	12	13	11	1	12	13	13	12	14	13	1	14	12	13	12	14	13	1	1	12
14	14	14	13	12	10	1	14	13	12	14	14	12	1	14	11	12	11	13	13	1	13	13	13	11	13	11	1	1	11
15	1	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2
16	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2
17	9	10	9	10	1	1	10	9	9	10	10	1	1	10	10	11	10	10	1	1	10	11	10	11	11	1	1	1	11
18	13	12	12	13	1	1	13	12	11	13	11	1	1	11	13	13	13	13	1	1	13	14	13	12	13	1	1	1	12
19	12	12	12	13	1	1	12	13	12	10	11	1	1	13	13	11	14	10	1	1	12	12	13	13	12	1	1	1	13
20	7	7	6	7	1	1	7	6	6	6	5	1	1	7	7	6	6	6	1	1	5	7	7	6	6	1	1	1	6
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 16- Consumo eléctrico Febrero



	MES DE MARZO CONSUMO (kWh)																														
	Día																														
Hora	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	26	27	28	29	30	31
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	6	6	6	6	1	1	4	7	5	6	5	1	1	6	5	5	6	6	1	1	5	5	7	6	6	1	1	5	5	5	6
9	7	8	7	8	7	1	5	9	7	8	5	6	1	9	8	9	7	8	7	1	8	9	10	9	8	5	1	7	8	8	9
10	11	12	9	12	8	1	5	12	8	12	10	9	1	12	11	11	10	10	6	1	12	11	11	11	12	7	1	11	10	10	10
11	10	12	10	12	8	1	10	13	8	12	10	10	1	12	11	13	12	13	13	1	12	13	14	12	13	10	1	12	12	13	13
12	9	13	10	13	10	1	10	13	10	13	11	10	1	13	13	13	14	13	11	1	14	13	12	12	14	12	1	13	14	13	14
13	10	15	10	15	11	1	10	13	10	14	12	9	1	13	12	12	14	13	11	1	14	12	13	12	14	11	1	13	13	12	15
14	10	14	11	14	11	1	11	14	11	13	13	10	1	12	13	14	13	13	7	1	13	12	13	14	13	12	1	14	14	14	13
15	2	1	2	1	1	1	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2
16	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2
17	6	9	8	9	1	1	8	10	9	9	8	1	1	10	12	10	13	9	1	1	13	9	13	10	12	1	1	10	9	10	9
18	6	13	9	13	1	1	9	12	9	12	9	1	1	13	13	13	13	12	1	1	12	11	12	13	13	1	1	11	13	11	13
19	7	12	9	12	1	1	9	12	10	12	10	1	1	13	10	12	12	13	1	1	13	12	10	10	12	1	1	11	12	13	11
20	6	7	7	7	1	1	7	7	5	6	6	1	1	7	6	7	7	6	1	1	6	6	7	6	5	1	1	5	7	7	6
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 17- Consumo eléctrico Marzo



	MES DE ABRIL CONSUMO (kWh)																													
	Día																													
Hora	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	26	27	28	29	30
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	5	1	1	6	5	6	4	5	1	1	5	5	6	1	1	1	1	6	6	7	5	6	1	1	6	6	6	5	7	1
9	8	7	1	8	8	8	8	9	7	1	9	9	7	1	1	1	1	8	8	8	9	8	7	1	7	9	8	7	9	8
10	11	8	1	11	12	12	11	13	11	1	10	12	10	1	1	1	1	12	10	9	10	9	11	1	11	12	10	8	11	11
11	11	10	1	14	12	13	10	14	11	1	14	14	12	1	1	1	1	13	13	13	13	12	11	1	13	13	12	11	13	12
12	13	9	1	15	13	14	12	13	12	1	14	14	14	1	1	1	1	13	13	13	14	12	13	1	13	11	13	12	12	13
13	13	10	1	13	13	14	12	13	13	1	14	14	14	1	1	1	1	13	12	13	13	12	13	1	12	13	14	13	13	13
14	11	11	1	12	12	15	11	12	13	1	13	13	13	1	1	1	1	12	13	13	13	11	10	1	11	12	13	13	13	11
15	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1
16	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1
17	10	1	1	11	11	14	10	12	1	1	10	13	10	1	1	1	1	11	11	10	10	12	1	1	11	10	11	11	13	1
18	13	1	1	12	13	14	13	13	1	1	13	11	13	1	1	1	1	13	14	11	13	13	1	1	12	10	13	12	12	1
19	13	1	1	13	11	14	14	11	1	1	10	10	12	1	1	1	1	11	12	11	13	11	1	1	13	11	12	10	10	1
20	7	1	1	6	6	7	6	7	1	1	6	6	5	1	1	1	1	6	7	6	7	6	1	1	6	6	6	6	7	1
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 18- Consumo eléctrico Abril



	MES DE MAYO CONSUMO (kWh)																														
	Día																														
	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	26	27	28	29	30	31
Hora	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	6	5	5	5	1	1	5	5	7	7	6	1	1	5	5	6	6	5	1	1	6	5	6	6	6	1	1	6	0
9	1	1	8	5	8	9	7	1	8	9	7	8	8	7	1	8	8	9	8	8	7	1	8	8	8	9	8	8	1	9	0
10	1	1	12	10	11	11	8	1	12	11	11	12	11	11	1	10	10	10	11	12	11	1	11	11	12	12	10	11	1	12	0
11	1	1	12	10	11	13	10	1	12	13	14	13	12	11	1	12	13	13	14	12	11	1	13	10	13	13	12	12	1	12	0
12	1	1	13	11	13	13	9	1	14	13	12	14	13	12	1	14	13	14	15	13	13	1	14	12	14	11	13	14	1	13	0
13	1	1	14	12	12	12	10	1	14	12	13	14	13	13	1	13	12	14	13	13	13	1	12	12	14	13	14	13	1	13	0
14	1	1	13	13	13	14	11	1	13	12	13	13	14	13	1	14	14	13	12	12	10	1	11	11	13	12	13	11	1	12	0
15	1	1	2	1	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	0
16	1	1	2	1	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	0
17	1	1	9	8	12	10	1	1	13	9	13	12	10	1	1	9	10	9	11	11	1	1	10	10	12	10	11	1	1	10	0
18	1	1	12	9	13	13	1	1	12	11	12	13	11	1	1	13	11	13	12	13	1	1	12	13	13	10	13	1	1	13	0
19	1	1	12	10	10	12	1	1	13	12	10	12	11	1	1	12	13	11	13	11	1	1	11	13	12	11	12	1	1	13	0
20	1	1	6	6	6	7	1	1	6	6	7	5	5	1	1	7	7	6	6	6	1	1	7	6	5	6	6	1	1	7	0
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 19- Consumo eléctrico Mayo



	MES DE JUNIO CONSUMO (kWh)																													
	Día																													
Hora	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	26	27	28	29	30
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	6	6	7	1	1	5	6	5	5	5	1	1	6	5	5	6	6	1	1	5	5	5	6	6	1	1	5	6	5	6
9	8	8	9	7	1	5	9	8	9	8	7	1	9	8	8	9	8	7	1	9	8	8	8	8	7	1	9	8	8	8
10	12	10	12	11	1	10	12	11	11	12	11	1	11	10	10	10	11	11	1	13	10	12	11	11	8	1	13	12	11	12
11	12	12	13	11	1	10	12	11	13	12	11	1	12	12	12	13	14	11	1	14	10	12	12	12	10	1	14	12	14	12
12	13	11	13	13	1	11	13	13	13	14	13	1	12	14	12	14	15	12	1	13	12	13	14	11	9	1	13	13	13	13
13	15	10	13	13	1	12	13	12	12	12	13	1	12	13	12	15	13	13	1	13	12	13	14	12	10	1	13	13	13	15
14	14	11	14	10	1	13	12	13	14	13	10	1	14	14	14	13	12	13	1	12	11	12	15	14	11	1	12	13	12	14
15	1	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	1
16	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2
17	9	8	10	1	1	8	10	12	10	13	1	1	10	9	10	9	11	1	1	12	10	11	13	13	1	1	12	10	11	9
18	13	11	12	1	1	9	13	13	13	12	1	1	13	13	11	13	12	1	1	13	13	13	13	13	1	1	13	13	12	13
19	12	11	12	1	1	10	13	10	12	13	1	1	10	12	13	11	13	1	1	11	13	11	13	13	1	1	11	11	11	12
20	7	7	7	1	1	6	7	6	7	6	1	1	6	7	7	6	6	1	1	7	6	6	6	6	1	1	7	6	8	7
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 20- Consumo eléctrico Junio



	MES DE JULIO CONSUMO (kWh)																														
	Día																														
Hora	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	26	27	28	29	30	31
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	6	1	1	6	5	6	6	6	1	1	7	6	6	6	6	1	1	5	6	6	5	6	1	1	6	7	6	5	5	1	1
9	8	7	1	9	7	8	8	7	6	1	9	6	8	7	10	7	1	8	9	7	8	8	6	1	9	8	8	7	8	7	1
10	10	7	1	11	8	11	11	11	8	1	11	8	12	9	12	6	1	11	11	10	11	10	10	1	10	10	10	10	10	8	1
11	11	8	1	12	11	13	12	12	9	1	12	9	12	10	12	13	1	11	12	12	12	11	10	1	12	10	10	11	11	11	1
12	12	9	1	11	12	14	13	13	10	1	12	10	13	11	13	11	1	12	12	12	13	12	12	1	12	12	10	10	10	9	1
13	13	11	1	12	12	14	13	13	9	1	13	10	14	12	13	11	1	12	12	13	13	11	11	1	13	12	11	9	11	10	1
14	12	11	1	12	13	15	14	14	10	1	14	11	13	12	12	7	1	13	13	11	13	11	11	1	13	10	10	11	9	11	1
15	2	1	1	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	1	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1
16	2	1	1	2	2	2	1	1	1	1	2	2	2	1	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1
17	10	1	1	9	11	13	13	12	1	1	10	8	9	8	10	1	1	12	10	13	12	9	1	1	11	9	10	10	8	1	1
18	13	1	1	10	11	14	13	13	1	1	12	9	12	9	12	1	1	13	11	12	12	11	1	1	12	11	10	10	11	1	1
19	12	1	1	10	10	13	13	12	1	1	11	9	12	10	13	1	1	10	11	11	11	9	1	1	10	10	11	10	11	1	1
20	6	1	1	7	6	6	6	6	1	1	6	5	6	5	7	1	1	6	6	7	5	6	1	1	6	6	5	5	6	1	1
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 21- Consumo eléctrico Julio



	MES DE AGOSTO CONSUMO (kWh)																														
	Día																														
Hora	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	26	27	28	29	30	31
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	5	6	6	6	5	1	1	6	6	6	5	5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
9	8	8	8	8	7	7	1	7	8	9	7	7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	10	9	10	10	9	6	1	11	9	10	6	8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
11	9	11	10	11	10	12	1	12	10	10	10	8	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
12	10	10	10	10	11	10	1	11	10	11	10	10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13	11	11	10	10	12	10	1	11	10	11	10	10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14	10	10	10	9	9	7	1	11	11	12	10	10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15	2	2	2	2	2	1	1	2	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
16	2	2	2	2	2	1	1	2	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
17	10	8	9	10	9	1	1	10	10	9	8	9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
18	11	10	10	9	9	1	1	12	10	10	9	9	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
19	11	10	10	11	11	1	1	9	9	9	9	10	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	6	5	6	5	7	1	1	6	6	5	7	5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 22- Consumo eléctrico Agosto



	MES DE SEPTIEMBRE CONSUMO (kWh)																													
	Día																													
Hora	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	26	27	28	29	30
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	7	7	1	1	5	5	6	5	6	1	1	5	5	6	5	6	1	1	5	6	7	7	5	1	1	6	5	5	7	6
9	9	8	6	1	8	8	8	9	8	7	1	8	8	8	8	7	7	1	5	8	9	6	7	7	1	7	8	9	9	8
10	11	12	10	1	10	10	9	10	10	8	1	10	10	9	10	10	10	1	9	12	11	12	11	11	1	10	9	11	11	12
11	12	13	9	1	12	13	12	10	11	10	1	12	13	12	12	12	11	1	10	12	12	10	11	11	1	12	12	11	12	11
12	12	14	12	1	13	13	12	11	12	9	1	11	13	12	12	12	12	1	11	13	12	10	12	12	1	13	13	13	12	12
13	12	14	11	1	13	12	13	11	11	11	1	13	12	13	11	12	13	1	12	12	13	11	12	12	1	13	13	12	12	13
14	14	13	11	1	13	14	11	10	11	12	1	13	14	11	11	12	13	1	12	12	13	12	13	9	1	12	12	12	14	13
15	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2
16	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2
17	10	11	1	1	8	10	8	9	10	1	1	8	10	8	9	12	1	1	8	9	9	9	12	1	1	13	9	9	10	11
18	13	12	1	1	12	11	12	12	11	1	1	10	11	12	11	12	1	1	9	11	12	11	13	1	1	13	11	11	13	11
19	10	12	1	1	12	13	10	12	10	1	1	11	13	9	11	11	1	1	10	12	11	11	10	1	1	11	12	11	10	10
20	6	5	1	1	6	7	5	6	5	1	1	6	7	5	6	7	1	1	6	6	6	6	6	1	1	7	5	6	6	5
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 23- Consumo eléctrico Septiembre



	MES DE OCTUBRE CONSUMO (kWh)																														
	Día																														
Hora	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	26	27	28	29	30	31
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	1	6	6	5	6	4	1	1	6	5	1	6	5	1	1	6	1	5	6	6	1	1	6	6	6	6	5	1	1	6
9	7	1	8	8	8	8	8	6	1	9	8	1	9	6	7	1	7	1	8	8	8	7	1	9	7	7	8	7	7	1	9
10	8	1	12	11	12	12	11	8	1	11	10	1	11	9	8	1	11	1	9	9	9	11	1	8	11	11	11	8	8	1	12
11	8	1	12	14	12	13	10	9	1	12	10	1	12	11	11	1	12	1	12	11	12	11	1	11	13	12	12	11	11	1	13
12	10	1	13	15	13	13	12	10	1	12	12	1	13	12	9	1	12	1	12	12	13	13	1	11	13	13	13	12	9	1	11
13	11	1	14	13	13	13	12	9	1	12	12	1	13	12	11	1	12	1	11	12	12	13	1	11	12	13	13	13	11	1	12
14	11	1	13	12	12	13	11	10	1	10	11	1	12	11	12	1	10	1	12	12	11	10	1	10	11	13	13	12	12	1	12
15	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	1	2	2	1	1	2	1	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2
16	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	1	2	2	1	1	2	1	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2
17	1	1	11	11	11	11	10	1	1	11	10	1	11	9	1	1	10	1	10	10	9	1	1	11	11	12	11	11	1	1	10
18	1	1	12	12	13	13	12	1	1	12	12	1	10	12	1	1	12	1	12	10	12	1	1	11	12	13	11	12	1	1	10
19	1	1	11	13	11	13	12	1	1	10	9	1	9	11	1	1	10	1	11	10	11	1	1	10	12	11	10	10	1	1	11
20	1	1	5	6	6	7	7	1	1	6	6	1	5	5	1	1	6	1	6	5	6	1	1	8	7	7	6	6	1	1	6
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 24- Consumo eléctrico Octubre



	MES DE NOVIEMBRE CONSUMO (kWh)																													
	Día																													
Hora	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	26	27	28	29	30
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	1	7	6	6	1	1	5	6	6	7	7	1	1	6	6	5	5	6	1	1	5	5	5	6	1	1	1	7	6	6
9	1	9	8	9	7	1	8	9	9	10	9	7	1	10	8	8	9	8	7	1	9	9	9	7	1	6	1	8	9	7
10	1	12	12	12	11	1	11	11	11	11	11	10	1	11	10	12	11	11	11	1	13	10	12	10	1	10	1	9	10	11
11	1	13	12	12	11	1	11	13	11	12	12	11	1	11	12	12	10	10	11	1	13	13	13	12	1	10	1	11	13	12
12	1	13	13	12	12	1	13	13	12	12	12	12	1	13	12	13	12	12	13	1	13	13	12	13	1	12	1	11	13	12
13	1	13	14	13	13	1	12	12	12	11	12	13	1	13	11	13	12	12	13	1	13	13	12	13	1	11	1	12	13	12
14	1	14	13	11	13	1	12	14	12	11	13	13	1	12	12	12	11	11	10	1	12	13	13	13	1	11	1	12	13	11
15	1	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
16	1	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	2	2	2	2	1	1	1	2	2	2
17	1	10	9	10	1	1	12	10	9	12	10	1	1	10	10	10	10	12	1	1	12	10	13	10	1	1	1	10	10	11
18	1	12	12	13	1	1	12	11	11	11	12	1	1	11	11	11	12	13	1	1	13	12	11	13	1	1	1	11	11	11
19	1	12	12	12	1	1	10	12	12	10	10	1	1	11	13	10	13	14	1	1	11	10	10	12	1	1	1	11	12	12
20	1	7	6	7	1	1	6	8	7	7	6	1	1	6	8	6	7	6	1	1	7	6	7	6	1	1	1	6	7	6
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 25- Consumo eléctrico Noviembre



	MES DE DICIEMBRE CONSUMO (kWh)																														
	Día																														
Hora	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	26	27	28	29	30	31
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
8	6	5	1	1	5	6	5	6	5	6	6	6	6	6	6	6	1	1	5	5	6	5	6	1	1	1	5	6	5	6	1
9	8	8	8	1	9	8	6	7	8	7	9	8	8	8	8	8	7	1	8	9	8	8	9	7	1	1	8	8	5	8	1
10	9	10	11	1	11	9	9	11	9	8	11	10	11	11	10	10	9	1	9	12	10	10	10	11	1	1	9	8	10	9	1
11	12	12	10	1	12	12	11	12	11	10	10	11	13	12	11	11	13	1	12	12	12	12	10	11	1	1	10	8	10	12	1
12	12	12	13	1	12	12	12	12	12	10	11	11	14	13	11	11	11	1	12	12	12	13	10	12	1	1	10	10	11	11	1
13	14	12	13	1	12	12	12	12	12	11	11	12	14	13	12	12	11	1	12	12	11	12	10	13	1	1	10	10	11	11	1
14	11	13	10	1	11	11	11	10	11	10	12	12	13	13	12	12	9	1	12	11	10	13	11	13	1	1	11	11	12	11	1
15	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	1	2	1
16	2	2	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	2	1	1	2	2	2	2	2	1	1	1	2	2	1	2	1
17	8	10	1	1	11	9	9	10	9	11	9	10	11	11	11	10	1	1	9	12	10	9	8	1	1	1	10	11	8	9	1
18	12	11	1	1	12	12	12	12	11	10	10	12	11	11	11	12	1	1	12	11	10	12	8	1	1	1	11	10	9	9	1
19	10	12	1	1	10	9	11	10	10	10	10	11	11	11	12	11	1	1	11	10	12	11	7	1	1	1	11	10	10	10	1
20	5	6	1	1	6	7	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	1	1	6	7	5	7	6	1	1	1	7	5	8	7	1
21	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
22	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 26- Consumo eléctrico Diciembre



TRABAJO FIN DE GRADO

“SFCR para autoconsumo en nave industrial. Estudio PVPC y libre mercado”

ANEXO 6 – FICHAS TÉCNICAS



1 – MÓDULO FOTOVOLTAICO



470W MBB Half-Cell Module

JAM72S20 445-470/MR Series

Introduction

Assembled with multi-busbar 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.

Harvest the Sunshine



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



■ 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.

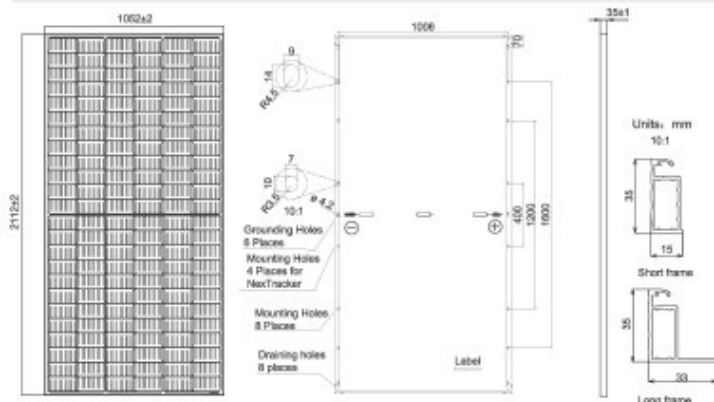




JA SOLAR

JAM72S20 445-470/MR Series

MECHANICAL DIAGRAMS



SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24.5kg
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	MC4-EVO2/ QC 4.10-35
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.3	20.5	20.7	20.9	21.2
Power Tolerance	0→+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.044%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.272%/°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	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Max Power(P _{max}) [W]	336	340	344	348	352	355
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42
Max Power Current(I _{mp}) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

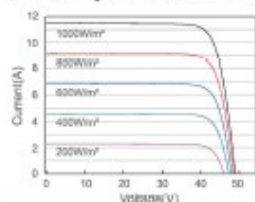
*For NextTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

OPERATING CONDITIONS

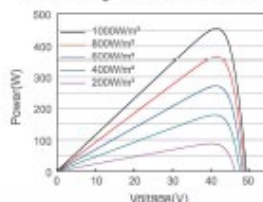
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 °C → +85 °C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load, Front*	6100Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2 °C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

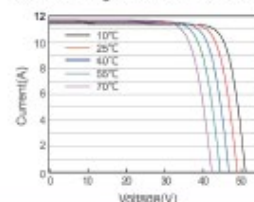
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Premium Cells, Premium Modules

Version No. : Global_EN_20220511A

2 – INVERSOR

SUNNY TRIPOWER
15000TL / 20000TL / 25000TL




STP 15000TL-30 / STP 20000TL-30 / STP 25000TL-30

**Intelligent service with
SMA Smart Connected**

SMA ShadeFix
STRING LEVEL OPTIMIZATION

Efficient	Safe	Flexible	Innovative
- Maximum efficiency of 98.4% - Yield increase without installation effort due to integrated shade management SMA ShadeFix	DC surge arrester (SPD type II) can be integrated	- DC input voltage of up to 1000 V - Multistring capability for optimum system design - Optional display	- Cutting-edge grid management functions with Integrated Plant Control - Reactive power available 24/7 (Q on Demand 24/7)

SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL / 25000TL

The versatile specialist for large-scale commercial plants and solar power plants

The Sunny Tripower is the ideal inverter for large-scale commercial and industrial plants. Not only does it deliver extraordinary high yields with an efficiency of 98.4%, but it also offers enormous design flexibility and compatibility with many PV modules thanks to its multistring capabilities and wide input voltage range.

The future is now: the Sunny Tripower comes with cutting-edge grid management functions such as Integrated Plant Control, which allows the inverter to regulate reactive power at the point of common coupling. Separate controllers are no longer needed, lowering system costs. Another new feature—reactive power provision on demand (Q on Demand 24/7).

SMA SMART CONNECTED

The integrated service for ease and comfort

SMA Smart Connected* is the free monitoring of the inverter via the SMA Sunny Portal. If there is an inverter fault, SMA proactively informs the PV system operator and the installer. This saves valuable working time and costs.

With SMA Smart Connected, the installer benefits from rapid diagnoses by SMA. They can thus quickly rectify the fault and score points with the customer thanks to the attraction of additional services.



ACTIVATION OF SMA SMART CONNECTED

During registration of the system in the Sunny Portal, the installer activates SMA Smart Connected and benefits from the automatic inverter monitoring by SMA.



AUTOMATIC INVERTER MONITORING

SMA takes on the job of inverter monitoring with SMA Smart Connected. SMA automatically checks the individual inverters for anomalies around the clock during operation. Every customer thus benefits from SMA's long years of experience.



PROACTIVE COMMUNICATION IN THE EVENT OF FAULTS

After a fault has been diagnosed and analyzed, SMA informs the installer and end customer immediately by e-mail. Everyone is thus optimally prepared for the troubleshooting. This minimizes the downtime and saves time and money. The regular power reports also provide valuable information about the overall system.



REPLACEMENT SERVICE

If a replacement device is necessary, SMA automatically supplies a new inverter within one to three days of the fault diagnosis. The installer can contact the PV system operator of their own accord and replace the inverter.



PERFORMANCE SERVICE

The PV system operator can claim compensation from SMA if the replacement inverter cannot be delivered within three days.

* Details: see document "Description of Services – SMA SMART CONNECTED"



Efficiency Curve

Technical Data

Input (DC)

Max. generator power
DC rated power
Max. input voltage
MPP voltage range / rated input voltage
Min. input voltage / start input voltage
Max. input current input A / input B
Max. DC short-circuit current input A/input B
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input

Output (AC)

Rated power (at 230 V, 50 Hz)
Max. AC apparent power
AC nominal voltage

AC voltage range

AC grid frequency / range

Rated power frequency / rated grid voltage

Max. output current / Rated output current

Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor

THD

Feeding phases / connection phases

Efficiency

Max. efficiency / European Efficiency

Protective devices

DC-side disconnection device
Ground fault monitoring / grid monitoring
DC surge arrester (Type II) can be integrated
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated
All-pole sensitive residual-current monitoring unit
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)

General data

Dimensions (W / H / D)
Weight
Operating temperature range
Noise emission (typical)
Self-consumption (at night)
Topology / cooling concept
Degree of protection (as per IEC 60529)
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)

Features / function / Accessories

DC connection / AC connection
Display
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus
Multifunction relay / Power Control Module
Shade management SMA ShadeFix / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years
Certificates and permits (more available on request)

* Does not apply to all national appendices of EN 50438

Type designation

Accessory

RS485 interface
DM-485CB-10

Power Control Module
PWCMOD-10

DC surge arrester Typ II,
Inputs A and B
DCSPD KIT3-10

Multifunction relay
MFR01-10

• Standard features ○ Optional features – Not available
Data at nominal conditions
Status: 02/2021

Sunny Tripower 15000TL	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
27000 Wp	36000 Wp	45000 Wp
15330 W	20440 W	25550 W
1000 V	1000 V	1000 V
240 V to 800 V / 600 V	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
150 V / 188 V	150 V / 188 V	150 V / 188 V
33 A / 33 A	33 A / 33 A	33 A / 33 A
43 A / 43 A	43 A / 43 A	43 A / 43 A
2 / A;3; B;3	2 / A;3; B;3	2 / A;3; B;3
15000 W	20000 W	25000 W
15000 VA	20000 VA	25000 VA
	3 / N / PE; 220 V / 380 V	
	3 / N / PE; 230 V / 400 V	
	3 / N / PE; 240 V / 415 V	
	180 V to 280 V	
	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz	
	60 Hz / 54 Hz to 65 Hz	
	50 Hz / 230 V	
29 A / 21.7 A	29 A / 29 A	36.2 A / 36.2 A
	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
	≤ 3%	
	3 / 3	
98.4% / 98.0%	98.4% / 98.0%	98.3% / 98.1%
	•	
	• / •	
	○	
	• / • / -	
	•	
	I / AC; III; DC; II	
	661 / 682 / 264 mm [26.0 / 26.9 / 10.4 inch]	
	61 kg [134.48 lb]	
	-25 °C to +60 °C [-13 °F to +140 °F]	
	51 dB(A)	
	1 W	
	Transformerless / Optocool	
	IP65	
	4K4H	
	100%	
	SUNCLIX / spring-cage terminal	
	○	
	○ / •	
	• / •	
	○ / ○	
	• / • / •	
	• / •	
	• / ○ / ○ / ○	
	AS 4777, BDEW 2008, C10/11, CE, CEN 616, CEN 621, CEN 15382, CEN 15426, DEWA 2.0, DK1, DK2, EN 50549-1, EN 50549-2, G99/1, EN 50438:2013*, IEC 60068-2-6, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IS 16221-1/2, IS 16169, MSA 2013, NBR 16149, NBR EN 50438, NRS 097-2-1, FEA 2013, NTS, IPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7/2013, IBO compliant, SL4777, TOR generator UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE AEN 4105, VDE AEN 4110, VDE 2014	
STP 15000TL-30	STP 20000TL-30	STP 25000TL-30



www.SunnyPortal.com

Professional PV system monitoring, management and data display



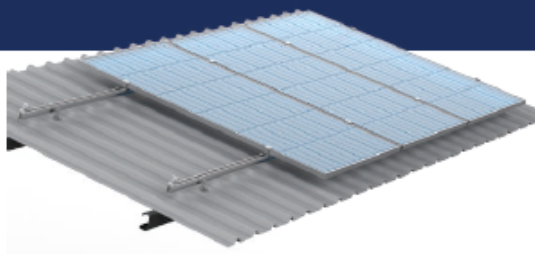
SMA-Solar.com

SMA Solar Technology

3 – ESTRUCTURA SOPORTE

Ficha técnica:
L feet

FALCAT
STRUCTURES



Especificaciones

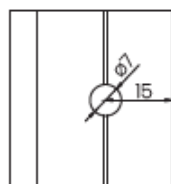
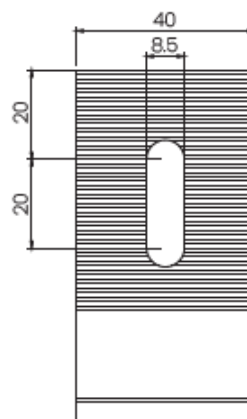
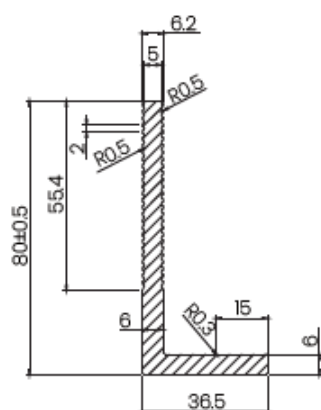
Materiales: aluminio anodizado 6005 T5
Acero inoxidable 304

Velocidad del viento: hasta 27 m/s
Carga de nieve: hasta 50 cm

Accesorios

Cantidad/ paneles	L feet	Rail	Empalme de rail	Abrazadera intermedia	Abrazadera final	Peso bruto (kg)
1 panel	4	2	-	-	4	3,1
2 paneles	6	4	2	2	4	5,4
3 paneles	8	6	4	4	4	7,8
4 paneles	8	8	6	6	4	10,1
5 paneles	10	10	8	8	4	12,2
6 paneles	12	12	10	10	4	14,6

Medidas



4 – PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES (DC)



Descripción

DC Tipo T2 1000v 20 / 40kA 2P

- Conectabilidad constante (incluso para descarga de chispas N / PE)
- Tecnología propia desarrollada para fabricar MOV
- Dispositivo de desconexión térmica para cada conector individual
- Indicación de estado óptica y mecánica de los descargadores individuales
- Con o sin contacto de indicación remota flotante
- Adecuado para casi todas las configuraciones de red
- Montaje en riel DIN (35 mm)

Escribe	WR-PV / 2P
Tensión nominal (tensión continua máxima) [Uc]	1000V
Corriente nominal de descarga (8/20) [In]	20kA
Corriente de descarga máxima [Imax]	40kA
Nivel de protección de voltaje [Up]	≤4.0kV
Tiempo de respuesta [tA]	≤25ns
Fusible de respaldo máximo	125A gL / gG
Rango de temperatura de funcionamiento [Tu]	-40 °C ... + 70 °C
Área de la sección transversal	1,5 mm² ~ 25 mm² sólido / 35 mm² flexible
montaje en	Carril DIN de 35 mm
Material de la caja	Termoplástico violeta (módulo) / gris claro (base), UL94-V0
Dimensión	2 mod
Estándares de prueba	IEC 61643-1; GB 18802.1; YD / T 1235.1
Certificación	CE ROHS ISO9001 CQC
Tipo de contacto de señalización remota	Contacto de conmutación
Capacidad de conmutación ac	250 V / 0,5 A
Capacidad de conmutación dc	250 V / 0,1 A; 125 v / 0,2 A; 75 v / 0,5 A
Área de sección transversal para contacto de señalización remota	máx. 1,5 mm² sólido / flexible
embalaje uint	2 pieza (s)
peso	300g



5 – DIFERENCIAL



87045 LIMOGES Cedex

Telephone number: +33 (0)5 55 06 87 87 – Fax: +33 (0)5 55 06 88 88

DX³ RCCBs - ID
2P up to 100 A

Cat. N° (s) : 4 115 00, 01, 04, 05, 06, 07, 08, 14, 15, 16, 17, 24, 4 115 25, 26, 27, 28, 37, 43, 50, 54, 55, 56, 57, 69, 70, 71, 4 115 72, 84, 90, 91, 92

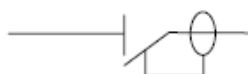


CONTENTS	PAGE
1. Description, use	1
2. Range	1
3. Overall dimensions	1
4. Preparation - Connection	1
5. General characteristics	3
6. Compliance and approvals	8
7. Curves	9
8. Auxiliaries and accessories	11
9. Safety	11

1. DESCRIPTION – USE

RCCBs with positive contact indication for control, protection and isolation of electrical circuits, protecting people from direct and indirect contact and protecting installations from insulation faults.

Symbol:



Technology:

. Electromagnetic residual current function with current-sensing relay

2. RANGE

Polarity:

. 2-pole

Width:

. 2 modules (2 x 17.8 mm)

Nominal rating In:

. 16 / 25 / 40 / 63 / 80 / 100 A

Residual current types:

. AC (sinusoidal differential alternating currents)

. A (residual currents with a DC component)

. AC-S and A-S (discriminating)

. F (additional immunity to unwanted tripping and detection of high frequency fault currents).

F products are also A type.

Sensitivity:

. 10 / 30 / 100 / 300 mA

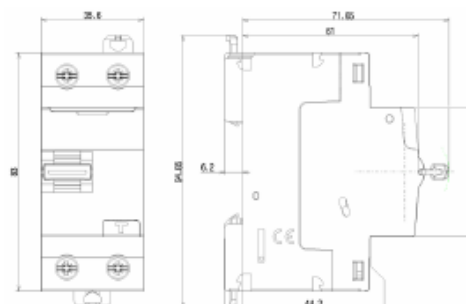
Nominal voltage and frequency:

. 230 V ~ / 240 V ~, 50 Hz with standard tolerances

Maximum operating voltage:

. 250 V ~, 50 Hz

3. OVERALL DIMENSIONS



4. PREPARATION - CONNECTION

Mounting:

. On symmetrical rail EN 60715 or DIN 35 rail

Operating positions:



Power supply:

. From the top or the bottom

Connection:

. Inputs and outputs via screw terminals

Terminal arrangement:

. Cage terminals, with disengageable and captive screws (fitted with flaps preventing a cable being placed under the terminal, with the terminal partly open or closed)

. Terminals protected against direct finger contact IP20, wired

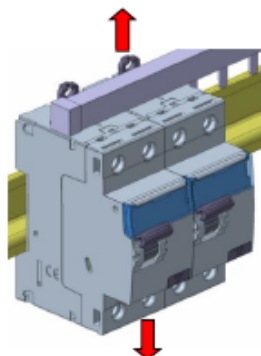
DX³ RCCBs - ID 2P up to 100 A

Cat. N° (s) : 4 115 00, 01, 04, 05, 06, 07, 08, 14, 15, 16, 17, 24, 4 115 25, 26, 27, 28, 37, 43, 50, 54, 55, 56, 57, 69, 70, 71, 4 115 72, 84, 90, 91, 92

4. PREPARATION - CONNECTION (continued)

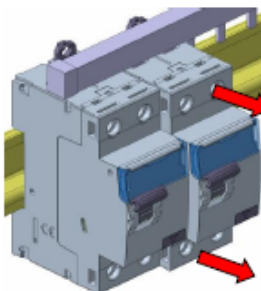
. A circuit breaker may be replaced in the middle of a row supplied with busbars without disconnecting the other products

Put the lugs in the unlocking position

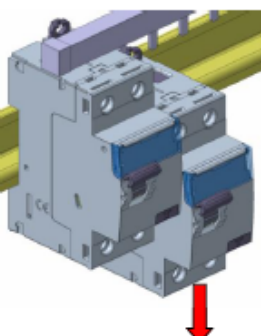


Put the latch clips in the unlocking position

Unscrew the four upper terminals completely



Pull the device forward in order to release it from the rail



Pull the device downward in order to release it completely from the prongs of the busbar

Connection:

- . Terminals protected against direct finger contact IP20, wired device
- . Cage terminals, with disengageable or captive screws
- . Terminals fitted with flaps preventing a cable being placed under the terminal, with the terminal partly open or closed
- . Alignment and spacing of the terminals permitting connection with the other products in the range via toothed supply busbars

4. PREPARATION - CONNECTION (continued)

Terminal arrangement: (continued)

- . Alignment and spacing of the terminals permitting shutters with the other products via toothed supply busbars
- . Terminal depth: 14 mm
- . Terminal capacity: 60 mm²
- . Screw head: mixed head, slotted head and Philips / Pozidriv n° 2
- . Tightening torques:
 - Minimum / Maximum: 1.2 Nm / 3.5 Nm
 - Recommended: 2.5 Nm

Conductor types:

- . Copper cables at the top and bottom of the product
- Cable cross-section:

	Without ferrule	With ferrule
Rigid cable	1 x 0.75 to 50 mm ² or 2 x 0.75 to 16 mm ²	/
Flexible cable	1 x 0.75 to 35 mm ² or 2 x 0.75 to 16 mm ²	1 x 0.75 to 25 mm ²

Required tools:

- . For the terminals:
 - 5.5 mm / 6.5 mm blade screwdriver recommended
 - Pozidriv n° 2 / Philips N° 2 screwdriver recommended
- . For the latching:
 - 5.5 mm blade screwdriver recommended / 6 mm maximum
 - Pozidriv n° 2 / Philips N° 2 screwdriver recommended

Device handling:

- . Manual action via ergonomic 2 position handle:
 - I-On, device closed O-Off, device open

Contact status display:

- . By marking of the handle:
 - I-On, in white on a red background: closed contacts
 - O-Off, in white on a green background: contacts open

Residual current trip display:

- . Handle at the bottom position, the residual current is released

Lockout:

- . Padlocks possible in the open or closed positions with padlock support (Cat. No. 4 063 03) and Ø5 mm padlock (Cat. No. 4 063 13) or Ø6 mm padlock (Cat. No. 227 97)

Sealing:

- . Possible in the open or closed positions

Labelling:

- . Circuit identification by way of a label inserted in the label holder situated on the front of the product



DX³ RCCBs - ID 2P up to 100 A

Cat. N° (s) : 4 115 00, 01, 04, 05, 06, 07, 08, 14, 15, 16,
17, 24, 4 115 25, 26, 27, 28, 37, 43, 50, 54, 55, 56, 57, 69,
70, 71, 4 115 72, 84, 90, 91, 92

5. GENERAL CHARACTERISTICS

Neutral earthing system:

. IT, TT and TN

Marking:

. Marking on the "front side": (by permanent ink pad printing)



Marking on the upper panel:

. By permanent ink pad printing



Test operating voltage:

- . 10 mA all types : from 110 V to 250 V~
- . 30 mA, all types: from 180 V to 250 V~
- . 100 mA AC type : from 110 V to 250 V ~
- . 300 mA A / S type : from 110 V to 250 V~
- . 300 mA AC type : from 115 V to 250 V ~
- . 100 mA S type : from 120 V to 250 V ~

Rated conditional short-circuit current:

. Inc = 10 kA, in accordance with EN/IEC 61008-1

Rated conditional short-circuit residual current:

. Idc = 10 kA, in accordance with EN/IEC 61008-1

Rated residual breaking capacity:

. Idm = 1000 A, in accordance with EN/IEC 61008-1

Rated breaking and making capacity:

In accordance with EN/IEC 61008-1,

- . In = 16 / 25 / 40 A : Im = 500 A
- . In = 63 A : Im = 630 A
- . In = 80 A : Im = 800 A
- . In = 100 A : Im = 1,000 A

Protection against overloads:

. The RCCB must be protected against overloads (either upstream or downstream) by a circuit breaker or a fuse which has a maximum of the same nominal current as the residual current switch



DX³ RCCBs - ID 2P up to 100 A

Cat. N° (s) : 4 115 00, 01, 04, 05, 06, 07, 08, 14, 15, 16,
17, 24, 4 115 25, 26, 27, 28, 37, 43, 50, 54, 55, 56, 57, 69,
70, 71, 4 115 72, 84, 90, 91, 92

5. GENERAL CHARACTERISTICS (continued)

Protection against short-circuits:

The RCCB must be protected upstream against short circuits using a circuit breaker or a fuse. Its resistance to short circuits when associated with a Legrand circuit breaker or fuse is compliant with the values stated in the tables below:

. Association with a fuse:

Downstream	Upstream			
RCCB	gG or aM type fuse			
Rating	≤ 50 A	63 A	80 A	≥ 100 A
16 A to 100 A	100 kA	50 kA	15 kA	10 kA

. Association with a circuit breaker:

		Upstream circuit breaker			
		DX ³ 4500 / 6 kA P+N 1 mod	DX ³ 4500 / 6 kA 3P / 4P 3 mod	DX ³ 6000 / 10 kA P+N 1 mod	DX ³ 6000 / 10 kA
Downstream RCCB	Curves	C	C	B & C	B, C & D
	I _n	≤ 40 A	≤ 32 A	≤ 40 A	≤ 63 A
2P - 230 V~	16 A ÷ 100 A	6 kA	10 kA	10 kA	16 kA

		Upstream circuit breaker				
		DX ³ 10000 / 16 kA P+N 1 mod	DX ³ 10000 / 16 kA	DX ³ 25 kA	DX ³ 36 kA	DX ³ 50 kA
Downstream RCCB	Curves	C	B, C & D	B, C & D	C	B, C & D
	I _n	≤ 20 A	≤ 125 A	≤ 125 A	≤ 80 A	≤ 63 A
2P - 230 V~	16 A ÷ 100 A	16 kA	25 kA	36 kA	50 kA	70 kA

		Upstream circuit breaker			
		DPX ³ 160 / DPX ³ 160 + residual current			
		16 kA	25 kA	36 kA	50 kA
Downstream RCCB	I _n	≤ 160 A	≤ 160 A	≤ 160 A	≤ 160 A
2P - 230 V~	16 A ÷ 100 A	25 kA	36 kA	36 kA	36 kA



DX³ RCCBs - ID 2P up to 100 A

Cat. N° (s) : 4 115 00, 01, 04, 05, 06, 07, 08, 14, 15, 16,
17, 24, 4 115 25, 26, 27, 28, 37, 43, 50, 54, 55, 56, 57, 69,
70, 71, 4 115 72, 84, 90, 91, 92

5. GENERAL CHARACTERISTICS (continued)

Protection against short circuits (continued):

. Association with circuit breakers: case of a double fault, in IT system – Resistance to the loc of a single pole

Downstream RCCB	Circuit breaker upstream		
	DX ³ P+N 1 mod	DX ³ P+N 1 mod	DX ³ 3P / 4P 3 mod
	4500 A / 4,5 kA	4500 A / 6 kA	
At 230 V	4,5 kA	4,5 kA	4,5 kA
At 400 V	1,5 kA	1,5 kA	3 kA

Downstream RCCB	Circuit breaker upstream		
	DX ³ P+N 1 mod	DX ³ 3P / 4P 3 mod	DX ³ 1P / 2P / 3P / 4P
	6000 A / 10 kA		
At 230 V	4,5 kA	6 kA	10 kA
At 400 V	3 kA	3 kA	3 kA

Downstream RCCB	Circuit breaker upstream				
	DX ³ P+N 1 mod	DX ³ 1P / 2P / 3P / 4P	DX ³ 1P / 2P / 3P / 4P	DX ³ 1P / 2P / 3P / 4P	DX ³ 1P / 2P / 3P / 4P
	10000 A / 16 kA		25 kA	36 kA	36 kA
At 230 V	6 kA	16 kA	25 kA	36 kA	50 kA
At 400 V	3 kA	4 kA	6,25 kA	9 kA	12,5 kA



DX³ RCCBs - ID 2P up to 100 A

Cat. N° (s) : 4 115 00, 01, 04, 05, 06, 07, 08, 14, 15, 16, 17, 24, 4 115 25, 26, 27, 28, 37, 43, 50, 54, 55, 56, 57, 69, 70, 71, 4 115 72, 84, 90, 91, 92

5. GENERAL CHARACTERISTICS (continued)

Power dissipated by the device:

RCCB		Power dissipated by the device (In)				
In	Sensibilité	AC type	A type	AC-S type	A-S type	A-F type
16 A	10 mA	0,8 W	0,8 W			
25 A	30 mA	1,6 W	1,5 W			0,5 W
25 A	100 mA	0,5 W				
25 A	300 mA	0,5 W	0,5 W			
40 A	30 mA	4 W	4 W			1,2 W
40 A	100 mA	1,3 W				
40 A	300 mA	1,3 W	1,3 W			
63 A	30 mA	3,1 W	3,1 W			3 W
63 A	100 mA	3,1 W				
63 A	300 mA	3,1 W	3,1 W	3 W	3 W	
80 A	30 mA	5 W	5 W			
80 A	100 mA	5 W				
80 A	300 mA	5 W	5 W			
100 A	30 mA	7,5 W				
100 A	100 mA			7,5 W		
100 A	300 mA	7,5 W				

Temperature derating:

. Reference temperature: 30° C in accordance with standard IEC/EN 61008-1

In (A)	Ambient Temperature/In								
	- 25° C	- 10° C	0° C	10° C	20° C	30° C	40° C	50° C	60° C
16 A	16	16	16	16	16	16	16	16	16
25 A	25	25	25	25	25	25	25	25	25
40 A	40	40	40	40	40	40	40	25	25
63 A	63	63	63	63	63	63	63	40	40
80 A	80	80	80	80	80	80	80	63	63
100 A	100	100	100	100	100	100	100	80	80



DX³ RCCBs - ID 2P up to 100 A

Cat. N° (s) : 4 115 00, 01, 04, 05, 06, 07, 08, 14, 15, 16,
17, 24, 4 115 25, 26, 27, 28, 37, 43, 50, 54, 55, 56, 57, 69,
70, 71, 4 115 72, 84, 90, 91, 92

5. GENERAL CHARACTERISTICS (continued)

Weight per device:

Reference	Catalogue Number	Weight (kg)
411 500	16 A AC type 10 mA	0,18
411 501	25 A AC type 10mA	0,18
411 504	25 A AC type 30 mA	0,19
411 505	40 A AC type 30 mA	0,19
411 506	63 A AC type 30 mA	0,22
411 507	80 A AC type 30 mA	0,22
411 508	100 A AC type 30 mA	0,20
411 514	25 A AC type 100 mA	0,22
411 515	40 A AC type 100 mA	0,22
411 516	63 A AC type 100 mA	0,22
411 517	80 A AC type 100 mA	0,22
411 524	25 A AC type 300 mA	0,18
411 525	40 A AC type 300 mA	0,18
411 526	63 A AC type 300 mA	0,19
411 527	80 A AC type 300 mA	0,18
411 528	100 A AC type 300 mA	0,19
411 537	100 A AC-S type 100 mA	0,20
411 543	63 A AC-S type 300 mA	0,21
411 550	16 A A type 10 mA	0,19
411 554	25 A A type 30 mA	0,22
411 555	40 A A type 30 mA	0,22
411 556	63 A A type 30 mA	0,22
411 557	80 A A type 30 mA	0,21
411 569	25 A A type 300 mA	0,19
411 570	40 A A type 300 mA	0,19
411 571	63 A A type 300 mA	0,19
411 572	80 A A type 300 mA	0,19
411 584	63 A A-S type 300 mA	0,22
411 590	25 A F type 30 mA	0,21
411 591	40 A F type 30 mA	0,21
411 592	63 A F type 30 mA	0,21

5. GENERAL CHARACTERISTICS (continued)

Packaged volume and quantity:

	Volume (dm ³)	Packaging
For all catalogue numbers	0.35	per unit

Isolation distance: (distance between the contacts)

. Handle in open position - O-Off:
Greater than 4.5 mm

Rated insulation voltage:

. U_i = 250 V

Insulation resistance:

. 2 MΩ

Degree of pollution:

. 2

Dielectric strength:

. 2000 V - 50 Hz

Impulse withstand voltage:

. U_{imp} = 4 kV

Protection from false tripping:

. 0.5 μs/100 kHz damped recurring wave = 200 A
. 8/20 μs wave:
- A / AC type = 250 A
- AC-S / A-S and F type = 3000 A

Protection classes:

. Terminals protected against direct contact:
- IP20 (wired device)
. Front side protected against direct contact:
- IP40
. Class II in relation to metallic conductive parts
. Protection against impacts:
- IK04

Plastic materials used:

. Parts made of polyamide and P.B.T.

Enclosure heat and fire resistance:

. Resistance to incandescent wire tests at 960°C, in accordance with standard IEC/EN 61008-1
. Classification V2, in accordance with standard UL94

Device's upper heating value:

. Estimated heating value of a 25 or 40A 30mA AC device:
2.41 MJ

Handle opening and closing forces:

. Force of 23 N for closing - (all ratings)
. Force of 8 N for opening - (all ratings)



DX³ RCCBs - ID 2P up to 100 A

Cat. N° (s) : 4 115 00, 01, 04, 05, 06, 07, 08, 14, 15, 16,
17, 24, 4 115 25, 26, 27, 28, 37, 43, 50, 54, 55, 56, 57, 69,
70, 71, 4 115 72, 84, 90, 91, 92

5. GENERAL CHARACTERISTICS (continued)

Mechanical endurance:

- . Conforms to standard NF EN 61008-1
- . Tested with 20,000 operations with no load

Electrical endurance:

- . Conforms to standard NF EN 61008-1
- . Tested with 10,000 operations with load (at $I_n \times \cos \phi 0.9$)
- . Tested with 2,000 residual current trip operations using the test button or the fault current

Operating ambient temperature:

- . - 25° C / + 60° C

Storage temperature:

- . - 40° C / + 70° C

Specific use:

Appropriate to operate in humid atmosphere and polluted by a chlorinated environment (pool-type)

Derating of RCCBs function of the number of devices placed side by side:

When several RCCBs are installed side by side and operate simultaneously, the heat dissipation of one pole is limited. This results in an increased operating temperature for the RCCBs which may cause false tripping. Applying the following coefficients to the operating currents is recommended.

Number of circuit breakers side by side	Coefficient
2 - 3	0.9
4 - 5	0.8
6 - 9	0.7
≥ 10	0.6

These values are provided by recommendation IEC 60439-1 and the standards NF C 63421 and EN 60439-1. In order to avoid having to use these coefficients there must be good ventilation and the devices must be kept apart using the spacing elements Cat. No. 4 063 07 (0.5 module).

Impact of height:

	2,000 m	3,000 m	4,000 m	5,000 m
Dielectric strength	2,000 V	2,000 V	2,000 V	1,500 V
Maximum operating voltage	400 V	400 V	400 V	400 V
Derating at 30°C	none	none	none	none

5. GENERAL CHARACTERISTICS (continued)

DC operation:

- . Cannot be used with DC

Operation at 400 Hz:

- . Cannot be used at 400 Hz

Operation at 60 Hz:

Can be used at 60Hz, except ratings 63A/80A, A and AC types, with sensitivity 30mA, which can be replaced by F types of equivalent ratings and sensitivity.

Resistance to sinusoidal vibrations: (in accordance with IEC 68.2.6)

- . Axes: x / y / z
- . Frequency: 10 to 55 Hz
- . Acceleration: 3 g (1 g = 9.81 m.s⁻²)

Resistance to tremors :

- . Conforms to standard NF EN 61008-1

6. COMPLIANCE AND APPROVALS

Reference product standards:

- . NF EN 61008-1 / IEC 61008-1
- . NF EN 62423 / IEC 62423 (F type)
- . EN/IEC 60 529 (IP)

Environment:

- . Compliance with European Union Directives
- . Compliance with Directive 2002/95/EC of 27/01/03 known as "RoHS" which provides for a restriction on the use of dangerous substances such as lead, mercury, cadmium, hexavalent chromium and polybrominated biphenyl (PBB) and polybrominated diphenyl ether (PBDE) brominated flame retardants from 1st July 2006
- . Compliance with the Directive 91/338/EEC of 18/06/91 and decree 94-647 of 27/07/94

Usage in special conditions:

- . Category C compliant (testing temperature of -25° C to +70° C, resistant to salt spray) in accordance with the classification defined in Appendix Q of standard IEC/EN 60947-1

Plastic materials:

- . Zero halogen plastic materials.
- . Labelling compliant with ISO 11469 and ISO 1043.

Packaging:

- . Design and manufacture of packaging compliant with decree 98-638 of 20/07/98 and Directive 94/62/EC



DX³ RCCBs - ID 2P up to 100 A

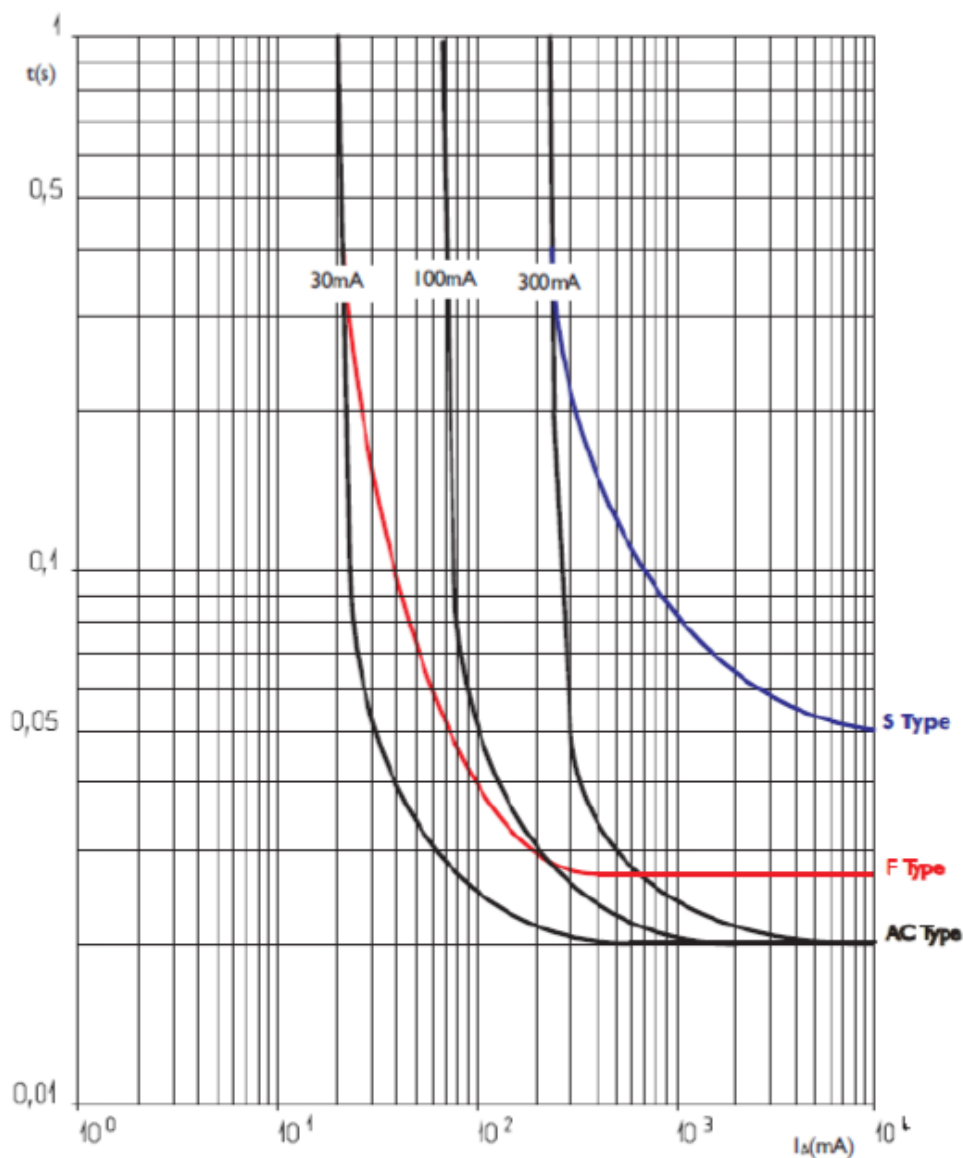
Cat. N° (s) : 4 115 00, 01, 04, 05, 06, 07, 08, 14, 15, 16,
17, 24, 4 115 25, 26, 27, 28, 37, 43, 50, 54, 55, 56, 57, 69,
70, 71, 4 115 72, 84, 90, 91, 92

7. CURVES

Tripping current curves:

. Tripping time curve depending on the value of the fault current:

AC TYPE





Miguel Pérez Moreno

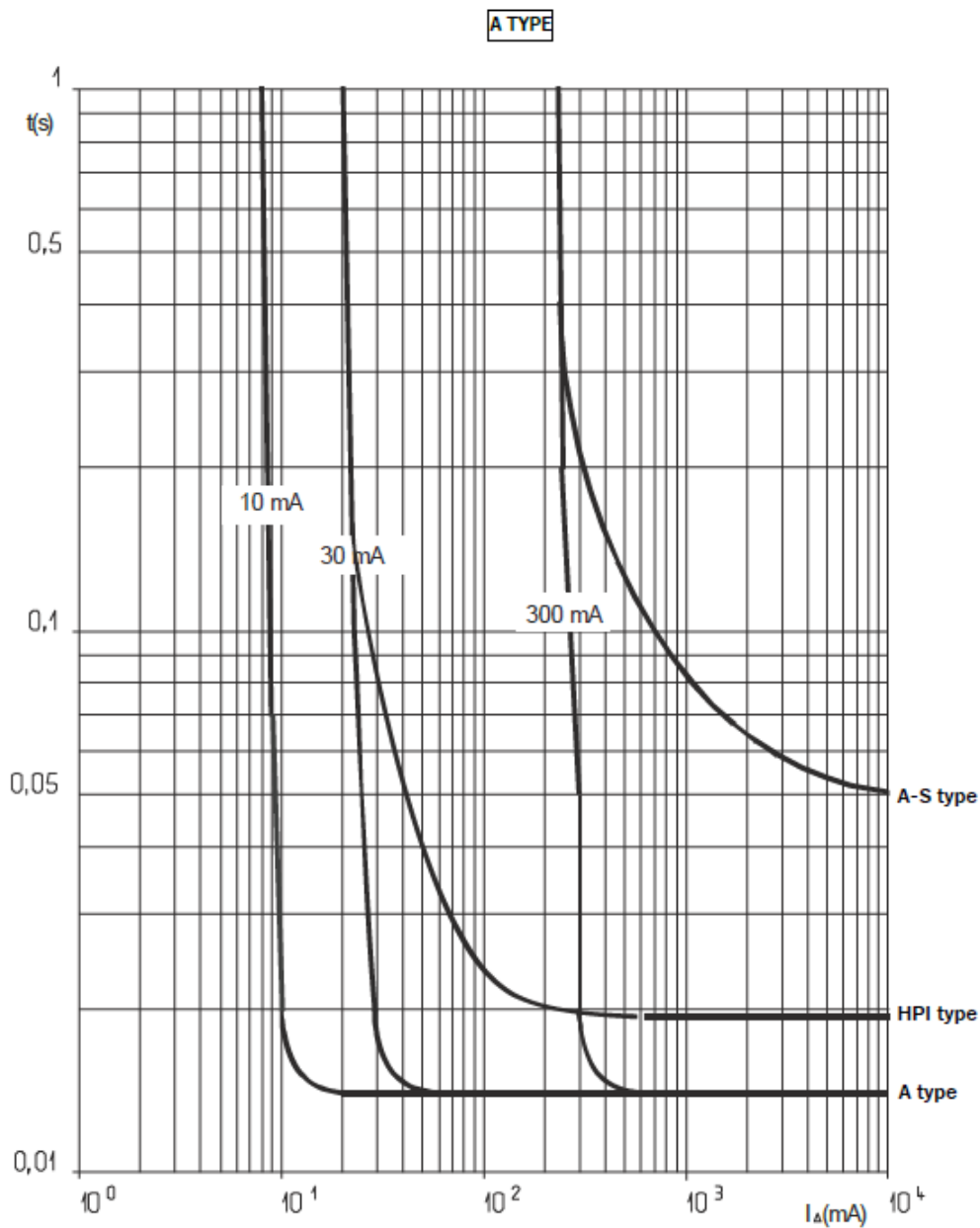
DX³ RCCBs - ID 2P up to 100 A

Cat. N° (s) : 4 115 00, 01, 04, 05, 06, 07, 08, 14, 15, 16,
17, 24, 4 115 25, 26, 27, 28, 37, 43, 50, 54, 55, 56, 57, 69,
70, 71, 4 115 72, 84, 90, 91, 92

7. CURVES (continued)

Tripping current curves:

. Tripping time curve depending on the value of the fault current:





DX³ RCCBs - ID 2P up to 100 A

Cat. N° (s) : 4 115 00, 01, 04, 05, 06, 07, 08, 14, 15, 16,
17, 24, 4 115 25, 26, 27, 28, 37, 43, 50, 54, 55, 56, 57, 69,
70, 71, 4 115 72, 84, 90, 91, 92

8. AUXILIARIES AND ACCESSORIES

Wiring accessories:

- . Sealable screw cover (Cat. No. 4 063 04)
- . Supply busbar:
 - HX³ 2-pole supply busbar
- . Terminal for aluminium cable with max. 50 mm² cross-section (Cat. No. 4 063 10)

Signalling auxiliaries:

- . Auxiliary contact (0.5 module, Cat. No. 4 062 58)
- . Fault signalling contact (0.5 module, Cat. No. 4 062 60)
- . Auxiliary contact that can be changed into fault signalling contact (0.5 module, Cat. No. 4 062 62)
- . Auxiliary contact + fault signalling contact that can be changed into 2 auxiliary contacts (1 module, Cat. No. 4 062 66)

Control auxiliaries:

- . Shunt trip (1 module, Cat. No. 4 062 76, 2 78)
- . Undervoltage release (1 module, Cat. No. 4 062 80, 2 82)
- . Stand-alone release for N/C push-button (1.5 module, Cat. No. 4 062 87)

Motorised controls:

- . Motor-driven control (1 module, Cat. No. 4 062 91)
- . Motor-driven control with integrated automatic reset (2 modules, Cat. Nos. 4 062 93, 2 95)

Possible combinations of auxiliaries and RCCBs:

- . The auxiliaries are installed to the left of the RCCBs
- . Maximum number of auxiliaries = 3
- . Maximum number of 1 module signalling auxiliaries = 2
- . Maximum number of control auxiliaries (Cat. Nos. 4 062 76 to 4 062 87) = 1
- . The control auxiliary (trip Cat. Nos. 4 062 76 to 4 062 87) must mandatorily be placed to the left of the signalling auxiliaries (Cat. Nos. 4 062 58 to 4 062 66) where the auxiliaries from these 2 families are connected to the same RCCB

Sealing:

- . Possible in the open or closed positions

Lockout possibilities:

- . Via Ø 5 mm padlock (Cat. No. 4 063 13) or Ø 6 mm padlock (Cat. Nos. 0 227 97) and padlock support (Cat. No. 4 063 03)

Installation software:

- . XL PRO³

9. SAFETY

- . For your safety your electrical installation is equipped with residual current protection and this must be tested periodically. In the absence of any national regulations on the time period required for this, Legrand recommends that this test be carried out every month: press the "T" test button, the device should trip. Please call an electrician immediately if this does not happen as your installation's safety level has been reduced
- . The presence of residual current protection does not remove the need to observe all the precautions associated with using electrical energy

6 – INTERRUPTOR GENERAL AUTOMÁTICO



EMH16-80 2P 63A

EMAT hoofdschakelaar



Technische specificaties

Nominale stroom	63A
Nominale spanning	230V / 400V
Nominale isolatiespanning	500V
Aantal polen	2P
Aantal modules	2
Frequentie	50 / 60Hz
Stootspanningsvastheid	6kV
Mechanische schakelingen	10.000
Afmetingen B x H x D (mm)	36 x 80 x 70
Aansluitdoorsnede ingangen (mm²)	35
Type automaat	Hoofdschakelaar
Type nummer	EMH16-80
EAN nummer	8718924261972

Component voorzien van:





TRABAJO FIN DE GRADO

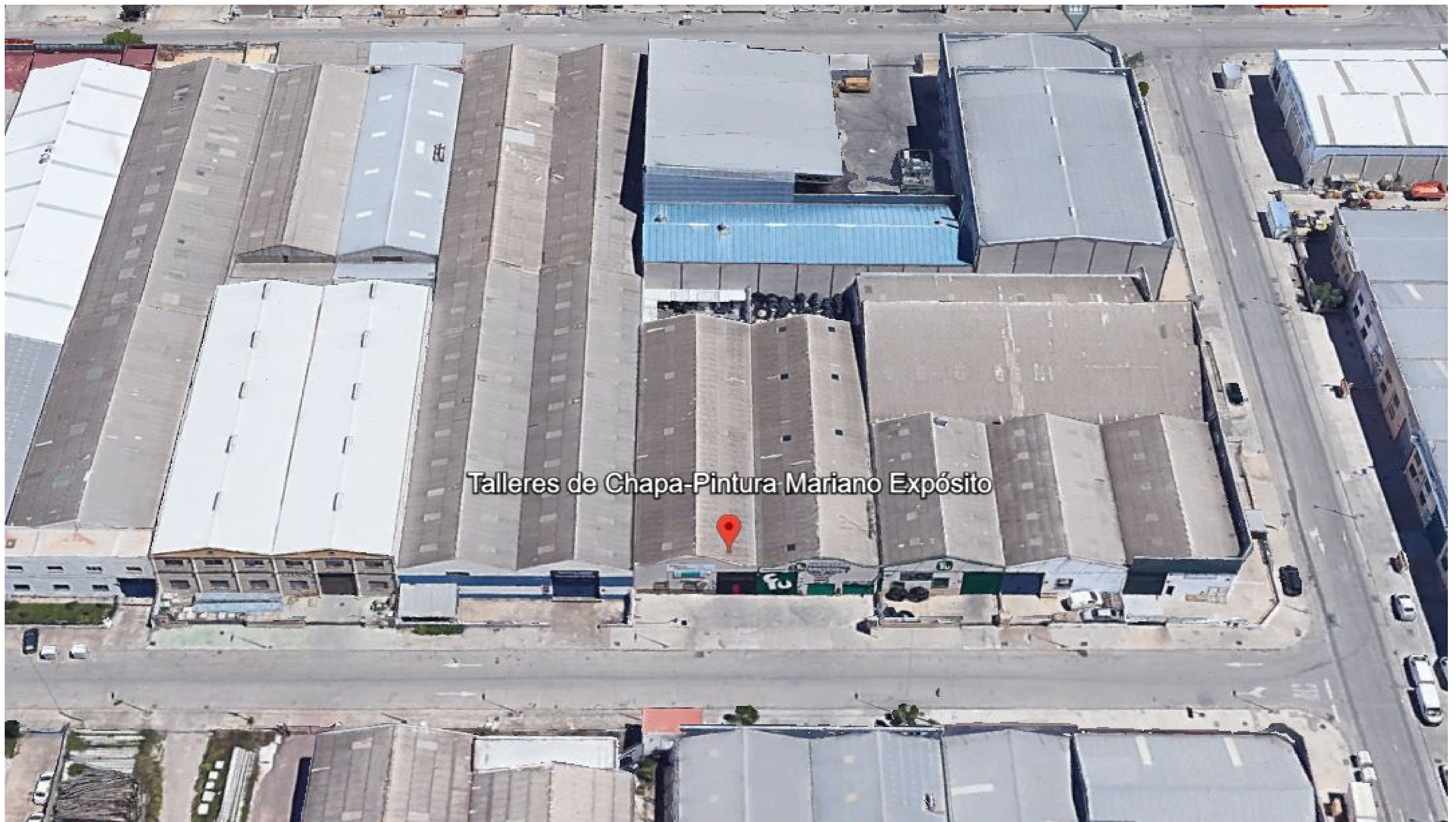
“SFCR para autoconsumo en nave
industrial. Estudio PVPC y libre mercado”

PLANOS



Calle Jabalquinto, 10
23009 Jaén
Jaén, España

PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN MODALIDAD DE AUTOCONSUMO					
TÍTULO: PLANO DE SITUACIÓN					
 UNIVERSIDAD DE JAÉN		NOMBRE:	FECHA:	FIRMA:	ESCALA:
	REALIZADO:	MIGUEL PÉREZ MORENO			-
					PLANO:
					1

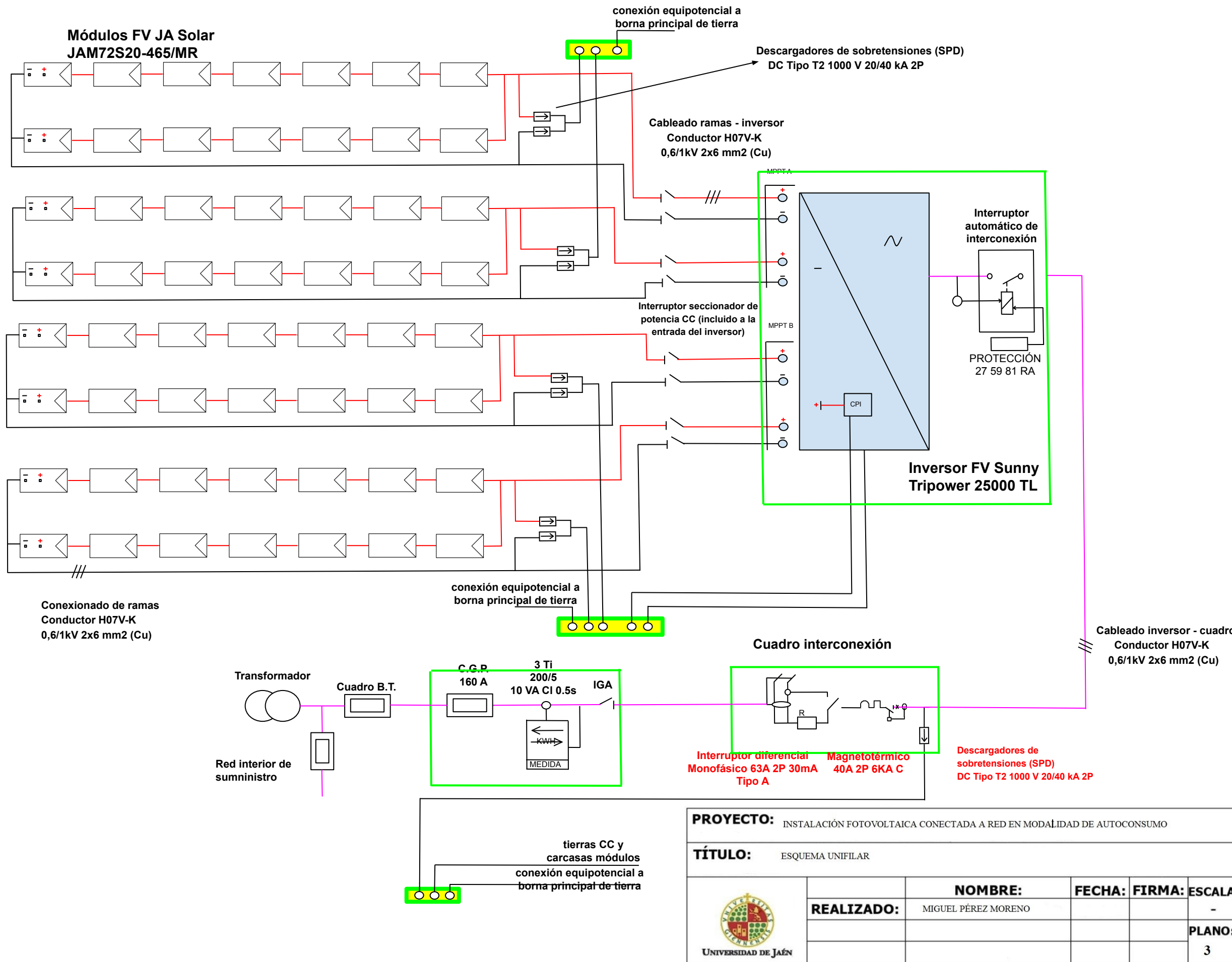


PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN MODALIDAD DE AUTOCONSUMO

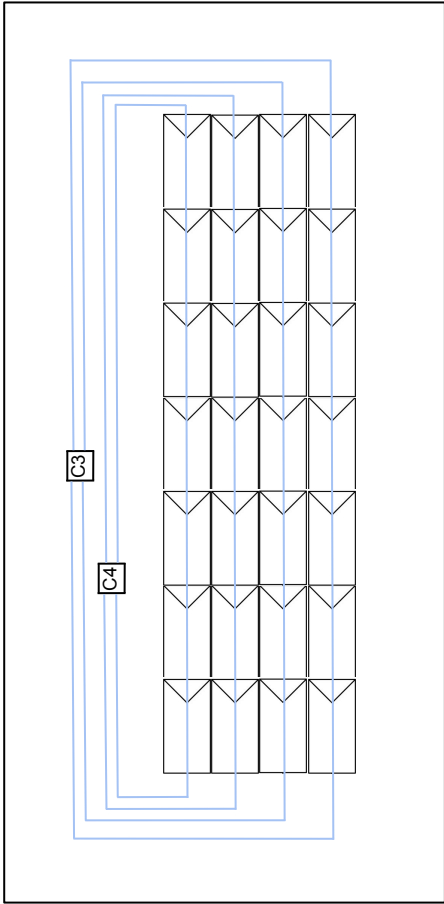
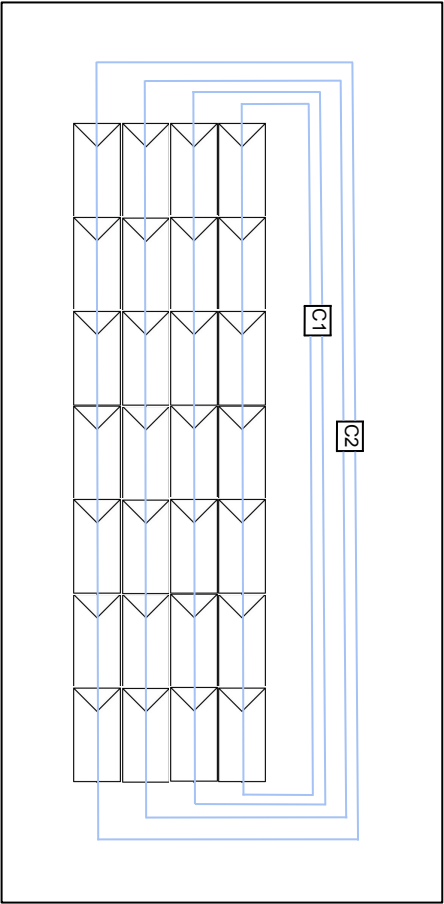
TÍTULO: PLANO DE EMPLAZAMIENTO



REALIZADO:	NOMBRE:	FECHA:	FIRMA:	ESCALA:
	MIGUEL PÉREZ MORENO			-
				PLANO:
				2



PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN MODALIDAD DE AUTOCONSUMO					
TÍTULO: ESQUEMA UNIFILAR					
 UNIVERSIDAD DE JAÉN	REALIZADO:	NOMBRE: MIGUEL PÉREZ MORENO	FECHA:	FIRMA:	ESCALA: -
					PLANO: 3



PROYECTO: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED EN MODALIDAD DE AUTOCONSUMO

TÍTULO: DISTRIBUCIÓN DE MÓDULOS Y CAJAS DE CONEXIÓN

 UNIVERSIDAD DE JAÉN		NOMBRE:	FECHA:	FIRMA:	ESCALA:
	REALIZADO:	MIGUEL PÉREZ MORENO			-
					PLANO: 4



TRABAJO FIN DE GRADO

“SFCR para autoconsumo en nave
industrial. Estudio PVPC y libre mercado”

PLIEGO DE CONDICIONES. IDAE



1 – Objeto

1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares FVs 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.

1.2 Valorar la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración.

1.3 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.

1.4 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.



2 – Generalidades

2.1 Este Pliego es de aplicación a las instalaciones solares FVs conectadas a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.

2.2 Podrá, asimismo, 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.

2.3 En todo caso serán de aplicación todas las normativas que afecten a instalaciones solares FVs, y en particular las siguientes:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas FVs conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares FVs conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones FVs a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.



– Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar FV para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

3 – Diseño

3.1 – Diseño del GFV

3.1.1 Generalidades

3.1.1.1 El módulo FV seleccionado cumplirá las especificaciones del apartado 4.2.

3.1.1.2 Todos los módulos que integren la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño debe garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.

3.1.1.3 En aquellos casos excepcionales 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, han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

3.1.2 Orientación e inclinación y sombras

3.1.2.1 La orientación e inclinación del generador FV y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la *Tabla 27*. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica, según se define en el apartado 3.4. En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

	Orientación e inclinación	Sombras	Total (OI + S)
General (%)	10	10	15
Superposición (%)	20	15	30
Integración arquitectónica (%)	40	20	50

Tabla 27 – Límites de pérdidas según orientación, inclinación y sombras



3.1.2.2 Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar de acuerdo con el apartado 3.1.2.1, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.

3.1.2.3 En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras. En los anexos II y III se proponen métodos para el cálculo de estas pérdidas, que podrán ser utilizados para su verificación.

3.1.2.4 Cuando existan varias filas de módulos, el cálculo de la distancia mínima entre ellas se realizará de acuerdo al anexo III.

3.2 – Integración arquitectónica

3.2.1 En el caso de pretender realizar una instalación integrada desde el punto de vista arquitectónico según lo estipulado en el punto 3.4, la Memoria de Diseño o Proyecto especificarán las condiciones de la construcción y de la instalación, y la descripción y justificación de las soluciones elegidas.

3.3.2 Las condiciones de la construcción se refieren al estudio de características urbanísticas, implicaciones en el diseño, actuaciones sobre la construcción, necesidad de realizar obras de reforma o ampliación, verificaciones estructurales, etc. que, desde el punto de vista del profesional competente en la edificación, requirieran su intervención.

3.3.3 Las condiciones de la instalación se refieren al impacto visual, la modificación de las condiciones de funcionamiento del edificio, la necesidad de habilitar nuevos espacios o ampliar el volumen construido, efectos sobre la estructura, etc.

4 – COMPONENTES Y MATERIALES

4.1 – Generalidades

4.1.1 Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento de clase 2 y un grado de protección mínimo de IP65.

4.1.2 La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.



4.1.3 El funcionamiento de las instalaciones FVs no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

4.1.4 Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

4.1.5 Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

4.1.6 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación FV, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

4.1.7 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirán las fotocopias de las especificaciones técnicas proporcionadas por el fabricante de todos los componentes.

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

4.2 – Sistemas generadores fotovoltaicos

4.2.1 Los módulos FVs deberán incorporar el marcado CE, según la Directiva 2006/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.

Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos FVs, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos FVs. Adicionalmente, en función de la tecnología del módulo, éste deberá satisfacer las siguientes normas:

- UNE-EN 61215: Módulos FVs de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- UNE-EN 61646: Módulos FVs de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- UNE-EN 62108. Módulos y sistemas FVs de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.



Los módulos que se encuentren integrados en la edificación, aparte de que deben cumplir la normativa indicada anteriormente, además deberán cumplir con lo previsto en la Directiva 89/106/CEE del Consejo de 21 de diciembre de 1988 relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros sobre los productos de construcción.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

4.2.2 El módulo FV llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

4.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación.

4.2.3.1 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.

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

4.2.3.3 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 $\pm 3\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

4.2.3.4 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.

4.2.4 Será deseable una alta eficiencia de las células.

4.2.5 La estructura del generador se conectará a tierra.

4.2.6 Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.



4.2.7 Los módulos FVs estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

4.3 – Estructura soporte

4.3.1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.

4.3.2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.

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

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

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

4.3.6 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 estructura.

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

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

4.3.9 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias vigentes en materia de edificación.

4.3.10 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terrazas) como integrados sobre tejado, cumpliendo



lo especificado en el punto 3.1.2 sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

4.3.11 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

4.3.12 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirán las normas UNE-EN 10219-1 y UNE-EN 10219-2 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

4.3.13 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE-EN ISO 14713 (partes 1, 2 y 3) y UNE-EN ISO 10684 y los espesores cumplirán con los mínimos exigibles en la norma UNE-EN ISO 1461.

4.3.14 En el caso de utilizarse seguidores solares, estos incorporarán el marcado CE y cumplirán lo previsto en la Directiva 98/37/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 22 de junio de 1998, relativa a la aproximación de legislaciones de los Estados miembros sobre máquinas, y su normativa de desarrollo, así como la Directiva 2006/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de mayo de 2006 relativa a las máquinas.

4.4 – Inversores

4.4.1 Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador FV puede proporcionar a lo largo de cada día.

4.4.2 Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

La caracterización de los inversores deberá hacerse según las normas siguientes:

- UNE-EN 62093: Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas FVs. Cualificación del diseño y ensayos ambientales.
- UNE-EN 61683: Sistemas FVs. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.



– IEC 62116. Testing procedure of islanding prevention measures for utility interactive photovoltaic inverters.

4.4.3 Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el Fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como micro cortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Adicionalmente, han de cumplir con la Directiva 2004/108/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de diciembre de 2004, relativa a la aproximación de l.

4.4.4 Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

4.4.5 Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA.

4.4.6 Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

4.4.6.1 El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además, soportará picos de un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.

4.4.6.2 El rendimiento de potencia del inversor (cociente entre la potencia activa de salida y la potencia activa de entrada), para una potencia de salida en corriente alterna igual al 50% y al 100% de la potencia nominal, será como mínimo del 92% y del 94% respectivamente. El cálculo del rendimiento se realizará de acuerdo con la norma UNE-EN 6168: Sistemas FVs. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.

4.4.6.3 El autoconsumo de los equipos (pérdidas en “vacío”) en “stand-by” o modo nocturno deberá ser inferior al 2% de su potencia nominal de salida.

4.4.6.4 El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95 y estar entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.



4.4.6.5 A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

4.4.7 Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

4.4.8 Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.

4.4.9 Los inversores para instalaciones FVs estarán garantizados por el fabricante durante un período mínimo de 3 años.

4.5 – Cableado

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

4.5.2 Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5%.

4.5.3 El cable deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

4.5.4 Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

4.6 – Conexión a red

4.6.1 Todas las instalaciones de hasta 100 kWp cumplirán con lo dispuesto en el RD 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones FVs conectadas a la red de baja tensión.

4.7 – Medidas

4.7.1 Todas las instalaciones cumplirán con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.



4.8 – Protecciones

4.8.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el RD 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones FVs conectadas a la red de baja tensión.

4.8.2 En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 Hz y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

4.9 – Puesta a tierra

4.9.1 Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el RD1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones FVs conectadas a la red de baja tensión.

4.9.2 Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador FV no se realice mediante un transformador de aislamiento, se explicarán en la Memoria de Diseño o Proyecto los elementos utilizados para garantizar esta condición.

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

4.10 – Armónicos y compatibilidad electromagnética

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

4.11 – Medidas de seguridad

4.11.1 Las centrales FVs, independientemente de la tensión a la que estén conectadas a la red, estarán equipadas con un sistema de protecciones que garantice su desconexión en caso de un fallo en la red o fallos internos en la instalación de la propia central, de manera que no perturben el correcto funcionamiento de las redes a las que estén conectadas, tanto en la explotación normal como durante el incidente.

4.11.2 La central FV debe evitar el funcionamiento no intencionado en isla con parte de la red de distribución, en el caso de desconexión de la red general. La protección anti isla deberá detectar la desconexión de red en un tiempo acorde



con los criterios de protección de la red de distribución a la que se conecta, o en el tiempo máximo fijado por la normativa o especificaciones técnicas correspondientes. El sistema utilizado debe funcionar correctamente en paralelo con otras centrales eléctricas con la misma o distinta tecnología, y alimentando las cargas habituales en la red, tales como motores.

4.11.3 Todas las centrales FVs con una potencia mayor de 1 MWp estarán dotadas de un sistema de tele desconexión y un sistema de telemedida. La función del sistema de tele desconexión es actuar sobre el elemento de conexión de la central eléctrica con la red de distribución para permitir la desconexión remota de la planta en los casos en que los requisitos de seguridad así lo recomienden. Los sistemas de tele desconexión y telemedida serán compatibles con la red de distribución a la que se conecta la central FV, pudiendo utilizarse en baja tensión los sistemas de tele gestión incluidos en los equipos de medida previstos por la legislación vigente.

4.11.4 Las centrales FVs deberán estar dotadas de los medios necesarios para admitir un reenganche de la red de distribución sin que se produzcan daños. Asimismo, no producirán sobretensiones que puedan causar daños en otros equipos, incluso en el transitorio de paso a isla, con cargas bajas o sin carga. Igualmente, los equipos instalados deberán cumplir los límites de emisión de perturbaciones indicados en las normas nacionales e internacionales de compatibilidad electromagnética.

5 – Recepción y pruebas

5.1 El instalador entregará al usuario un documento/albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

5.2 Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

5.3 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

5.3.1 Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.

5.3.2 Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.



5.3.3 Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.

5.3.4 Determinación de la potencia instalada.

5.4 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

5.4.1 Entrega de toda la documentación requerida en este PCT, y como mínimo la recogida en la norma UNE-EN 62466: Sistemas FVs conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.

5.4.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.

5.4.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

5.5 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.

5.6 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos FVs, para los que la garantía mínima será de 10 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

5.7 No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.



6 – Cálculo de la producción anual esperada

6.1 En la Memoria se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

6.2 Los datos de entrada que deberá aportar el instalador son los siguientes:

6.2.1 $G(0)$.

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$, obtenido a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Agencia Estatal de Meteorología.
- Organismo autonómico oficial.
- Otras fuentes de datos de reconocida solvencia, o las expresamente señaladas por el IDAE.

6.2.2 $G_{dm} (", \$)$.

Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$, obtenido a partir del anterior, y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado en caso de ser éstas superiores a un 10% anual. El parámetro " representa el azimut y \$ la inclinación del generador.

6.2.3 Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Otros.

6.2.4 La estimación de la energía inyectada se realizará de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \times P_{mp} \times PR}{G_{CEM}} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{día}} \right)$$

donde:

P_{mp} : Potencia pico del generador

G_{CEM} : $1 \text{ kW}/\text{m}^2$



6.3 Los datos se presentarán en una tabla con los valores medios mensuales y el promedio anual, de acuerdo con el siguiente ejemplo:

Mes	Gdm (0) [kWh/(m ² Adía)]	Gdm (" = 0°, \$ = 35°) [kWh/(m ² Adía)]	PR	Ep (kWh/día)
E	1,92	3,12	0,851	2,65
F	2,52	3,56	0,844	3,00
M	4,22	5,27	0,801	4,26
A	5,39	5,68	0,802	4,55
M	6,16	5,63	0,796	4,48
J	7,12	6,21	0,768	4,76
J	7,48	6,67	0,753	5,03
A	6,60	6,51	0,757	4,93
S	5,28	6,10	0,769	4,69
O	3,51	4,73	0,807	3,82
N	2,09	3,16	0,837	2,64
D	1,67	2,78	0,850	2,36
Promedio	4,51	4,96	0,803	3,94

Generador $P_{mp} = 1$ kWp, orientado al Sur (" = 0°) e inclinado 35° (\$ = 35°).

7 – REQUERIMIENTOS TÉCNICOS. CONTRATO DE MANTENIMIENTO

7.1 – Generalidades

7.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos tres años.

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

7.2 – Programa de mantenimiento

7.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar FV conectadas a red.

7.2.2 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.



7.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: 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.

7.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: 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 en el punto 7.3.5.2 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.

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

7.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá, al menos, una visita (anual para el caso de instalaciones de potencia de hasta 100 kWp y semestral para el resto) en la que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalizaciones, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales (incluyendo cables de tomas de tierra y reapriete de bornas), pletinas, transformadores, ventiladores/extractores, uniones, reaprietes, limpieza.

7.2.7 Realización de un informe técnico de cada una de las visitas, en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.

7.2.8 Registro de las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación y autorización de la empresa).



7.3 – Garantías

7.3.1 Ámbito general de la garantía

7.3.1.1 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.

7.3.1.2 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.

7.3.2 Plazos

7.3.2.1 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 FVs, la garantía mínima será de 10 años.

7.3.2.2 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.

7.3.3 Condiciones económicas

7.3.3.1 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.

7.3.3.2 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.

7.3.3.3 Asimismo, se deben incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

7.3.3.4 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, rea-



lizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

7.3.4 Anulación de la garantía

7.3.4.1 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 7.3.3.4.

7.3.5 Lugar y tiempo de la prestación

7.3.5.1 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.

7.3.5.2 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.

7.3.5.3 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.

7.3.5.4 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.



TRABAJO FIN DE GRADO

“SFCR para autoconsumo en nave
industrial. Estudio PVPC y libre mercado”

PRESUPUESTO



Miguel Pérez Moreno

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

SFCR TALLER CHAPA Y PINTURA MARIANO EXPÓSITO

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
01	ESTRUCTURA SOPORTE				
01.01	Estructura	u			
1.1	Estructura soporte para módulos fotovoltaicos. Aluminio anodizado 6005 T5 y Acero inoxidable 304. Fácil instalación y peso liviano. Incluye manual de montaje.				
1.2	Estructura 1 Panel 30-45mm Coplanar Falcat	2,000 u	19,78	39,56	
01.01.01	Estructura 6 Paneles 30-45mm Coplanar Falcar	9,000 u	110,20	991,80	
U45AA100	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	4,000 h	20,00	80,00	
U45AA200	Ayudante instalador E.S.F. (A)	3,000 h	15,00	45,00	
U02LA201	Plataforma de Tijera Diesel 15m - Haulotte - H15 SX	1,000 d	61,00	61,00	
01.01.08	Diésel	20,000 l	1,61	32,20	
	Mano de obra				125,00
	Maquinaria.....				61,00
	Materiales				32,20
	Suma la partida				1.249,56
	Costes indirectos		10%		124,96
	TOTAL PARTIDA				1.374,52



Miguel Pérez Moreno

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

SFCR TALLER CHAPA Y PINTURA MARIANO EXPÓSITO

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
02	GENERADOR FOTOVOLTAICO				
02.01	Módulos fotovoltaicos	u			
E01	Módulo fotovoltaico de silicio monocristalino, marca JA Solar. Potencia máxima 465 W. Tecnología Half Cell la cual implica que aun estando parcialmente sombreado el módulo éste pueda trabajar en condiciones óptimas disminuyendo el riesgo de aparición de puntos calientes. Incluye bornas de conexión.				
P04	JA Solar pallet de Panel Solar JA Solar 465W Half-Cell module JAM72S20 445-470/MR (Series) (31 módulos)	1,000 u	2.742,88	2.742,88	
02.01	JA Solar Panel Solar JA Solar 465W Half-Cell module JAM72S20 445-470/MR (Series) (1 módulo)	25,000 u	90,85	2.271,25	
U45AA100	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	6,000 h	20,00	120,00	
U45AA200	Ayudante instalador E.S.F. (A)	6,000 h	15,00	90,00	
02.01.03	Cable 6mm2 – 100m Azul	1,000 u	67,15	67,15	
02.01.02	Cable 6mm2 – 100m Marrón	1,000 u	67,15	67,15	
02.01.04	Cable Am/Vd (tierra) 6mm2 – 100m	1,000 u	67,15	67,15	
02.01.05	Tubo rígido de PVC blanco de 20 mm 2,4 m	25,000 u	1,10	27,50	
P03	Caja Estanca 150x110x70mm	2,000 u	9,00	18,00	
02.01.09	Pequeño material	50,000 u	2,00	100,00	
				Mano de obra	210,00
				Materiales	5.361,08
				Suma la partida	5.571,08
				Costes indirectos 10%	557,11
TOTAL PARTIDA					6.128,19
02.02	Inversor	u			
P01	Inversor para energía renovable trifásico modelo STP 25,0 kW. Dispone de salida USB y tipo de onda "inversor string". Garantía de 5 años. Medidas: 66,1 x 68,2 x 26,4 cm (ancho x alto x fondo). Incluye conexionado Ethernet y acceso a la aplicación Sunny Portal para la monitorización online de la instalación				
02.02.01	Inversor SMA STP 25000TL – 30	1,000 u	2.520,10	2.520,10	
U45AA100	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	1,000 h	20,00	20,00	
				Mano de obra	20,00
				Materiales	2.520,10
				Suma la partida	2.540,10
				Costes indirectos 10%	254,01
TOTAL PARTIDA					2.794,11



Miguel Pérez Moreno

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

SFCR TALLER CHAPA Y PINTURA MARIANO EXPÓSITO

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
03	CUADRO GENERAL DE PROTECCIONES				
03.01	Cuadro general de protección	u			
03.01	Se incluyen todos los componentes necesarios para la protección DC y AC				
E04	Caja de superficie 24 elementos IP65	1,000 u	38,85	38,85	
E05	(SPD) Protección frente a sobretensiones	1,000 u	13,48	13,48	
03.01.03	(IGA) Interruptor general automático	1,000 u	14,22	14,22	
03.01.04	Diferencial Legrand 63A 2P 30mA Tipo A	1,000 u	135,52	135,52	
U45AA100	Oficial 1ª instalador E.S.F. (A)	1,000 h	20,00	20,00	

Mano de obra	20,00
Materiales	202,07
Suma la partida	222,07
Costes indirectos 10%	22,21
TOTAL PARTIDA	244,28



Miguel Pérez Moreno

CUADRO DE DESCOMPUESTOS

SFCR TALLER CHAPA Y PINTURA MARIANO EXPÓSITO

CÓDIGO	RESUMEN	CANTIDAD UD	PRECIO	SUBTOTAL	IMPORTE
04	TRAMITACIÓN LEGAL				
04.01	Gestoría. Tramitación legal instalación y acceso a subvenciones	u			
U42EG030	Trámites legales subcontratados a una gestoría.				
			Sin descomposición		400,00
			Costes indirectos	10%	40,00
			TOTAL PARTIDA		440,00



Miguel Pérez Moreno

PRESUPUESTO Y MEDICIONES

SFCR TALLER CHAPA Y PINTURA MARIANO EXPÓSITO

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
01	ESTRUCTURA SOPORTE							
01.01	u Estructura							
1.1	Estructura soporte para módulos fotovoltaicos. Aluminio anodizado 6005 T5 y Acero inoxidable 304. Fácil instalación y peso liviano. Incluye manual de montaje.							
						1,00	1.374,52	1.374,52
	TOTAL 01.....							1.374,52
02	GENERADOR FOTOVOLTAICO							
02.01	u Módulos fotovoltaicos							
E01	Módulo fotovoltaico de silicio monocristalino, marca JA Solar. Potencia máxima 465 W. Tecnología Half Cell la cual implica que aun estando parcialmente sombreado el módulo éste pueda trabajar en condiciones óptimas disminuyendo el riesgo de aparición de puntos calientes. Incluye bornas de conexión.							
						1,00	6.128,19	6.128,19
02.02	u Inversor							
P01	Inversor para energía renovable trifásico modelo STP 25,0 kW. Dispone de salida USB y tipo de onda "inversor string". Garantía de 5 años. Medidas: 66,1 x 68,2 x 26,4 cm (ancho x alto x fondo). Incluye conexión Ethernet y acceso a la aplicación Sunny Portal para la monitorización online de la instalación							
						1,00	2.794,11	2.794,11
	TOTAL 02.....							8.922,30
03	CUADRO GENERAL DE PROTECCIONES							
03.01	u Cuadro general de protección							
03.01	Se incluyen todos los componentes necesarios para la protección DC y AC							
						1,00	244,28	244,28
	TOTAL 03.....							244,28
04	TRAMITACIÓN LEGAL							
04.01	u Gestoría. Tramitación legal instalación y acceso a subvenciones							
U42EG030	Trámites legales subcontratados a una gestoría.							
						1,00	440,00	440,00
	TOTAL 04.....							440,00
	TOTAL.....							10.981,10



Miguel Pérez Moreno

RESUMEN DE PRESUPUESTO

SFCR TALLER CHAPA Y PINTURA MARIANO EXPÓSITO

CAPÍTULO	RESUMEN	IMPORTE	%
Cap. 1	ESTRUCTURA SOPORTE.....	1.374,52	12,52
Cap. 2	GENERADOR FOTOVOLTAICO	8.922,30	81,25
Cap. 3	CUADRO GENERAL DE PROTECCIONES.....	244,28	2,22
Cap. 4	TRAMITACIÓN LEGAL.....	440,00	4,01
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL		10.981,10	
13,00 % Gastos generales.....		1.427,54	
6,00 % Beneficio industrial		658,87	
Suma		2.086,41	
PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN SIN IVA		13.067,51	
21% IVA		2.744,18	
PRESUPUESTO BASE DE LICITACIÓN		15.811,69	

Asciende el presupuesto a la expresada cantidad de QUINCE MIL OCHOCIENTOS ONCE con SESENTA Y NUEVE CÉNTIMOS

, 20 de Noviembre de 2023.



TRABAJO FIN DE GRADO

“SFCR para autoconsumo en nave
industrial. Estudio PVPC y libre mercado”

ESTUDIO PVSYST



Para una mayor exactitud y comprensión de la instalación, se ha simulado el sistema con el SW PVSYST. Se incluye a continuación una pequeña guía detallando el proceso de creación, así como el informe final.

1 – DEFINICIÓN DE UN MÓDULO

Al no localizar en la base de datos de PVsyst el modelo del módulo FV elegido para este proyecto, PVsyst nos da la opción de crear un modelo nuevo en su base de datos en base a los parámetros del fabricante del módulo en su hoja de características.

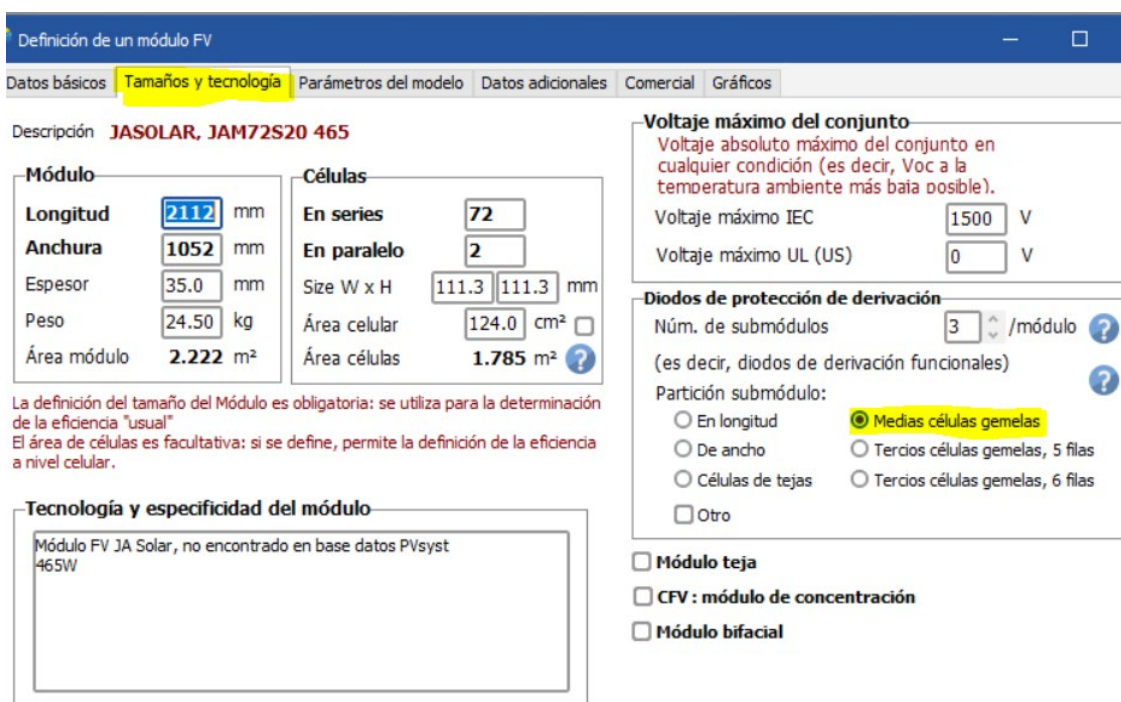
Figura 42- Definición de un módulo FV. Datos básicos

El primer paso será darle un nombre al archivo.

Seguidamente, iremos copiando los valores en STC de la hoja de características en la pestaña *Datos básicos*.

En este apartado cabe señalar que al presentar una tecnología de célula partida, en la casilla de *Núm células en serie* debemos de dividir entre dos el número de células totales del módulo. En este caso 144, debiendo completar dicha casilla con 72 células puesto que como veremos en la pestaña siguiente *Tamaños y tecnología* se definirá el módulo con 72 células en serie y 2 en paralelo.

En la parte inferior tenemos el apartado *Herramienta de resultado del modelo interno* mostrándose los valores calculados por PVsyst en función de los datos introducidos. Este apartado será autocompletado por el programa tras rellenar el resto de pestañas que explicaré más adelante y serán los valores utilizados durante la simulación. Como puede comprobarse, la desviación respecto a los valores reales es mínima.



Definición de un módulo FV

Datos básicos **Tamaños y tecnología** Parámetros del modelo Datos adicionales Comercial Gráficos

Descripción **JASOLAR, JAM72S20 465**

Módulo

Longitud mm

Anchura mm

Espesor mm

Peso kg

Área módulo m²

Células

En series

En paralelo

Size W x H mm

Área celular cm²

Área células m²

La definición del tamaño del Módulo es obligatoria: se utiliza para la determinación de la eficiencia "usual"
El área de células es facultativa: si se define, permite la definición de la eficiencia a nivel celular.

Tecnología y especificidad del módulo

Módulo FV JA Solar, no encontrado en base datos PVsyst
465W

Voltaje máximo del conjunto

Voltaje absoluto máximo del conjunto en cualquier condición (es decir, Voc a la temperatura ambiente más baja posible).

Voltaje máximo IEC V

Voltaje máximo UL (US) V

Diodos de protección de derivación

Núm. de submódulos /módulo

(es decir, diodos de derivación funcionales)

Partición submódulo:

☒ En longitud ☒ **Medias células gemelas**

☐ De ancho ☐ Tercios células gemelas, 5 filas

☐ Células de tejas ☐ Tercios células gemelas, 6 filas

☐ Otro

☐ Módulo teja

☐ CFV : módulo de concentración

☐ Módulo bifacial

Figura 43- Definición de un módulo FV. Tamaños y tecnología

Mismo procedimiento para la elección del tamaño y tecnología: todos los datos requeridos por PVsyst los encuentro en la hoja de características. La partición del submódulo será *Medias células gemelas* pues se trata de una tecnología de célula partida obteniendo las ventajas mencionadas por el fabricante: mayor potencia de salida, comportamiento más estable ante temperaturas extremas, reducción del efecto del sombreado en la generación de energía, reducción del riesgo de aparición de puntos calientes, así como una mejor tolerancia ante cargas mecánicas (peso de nieve, por ejemplo).

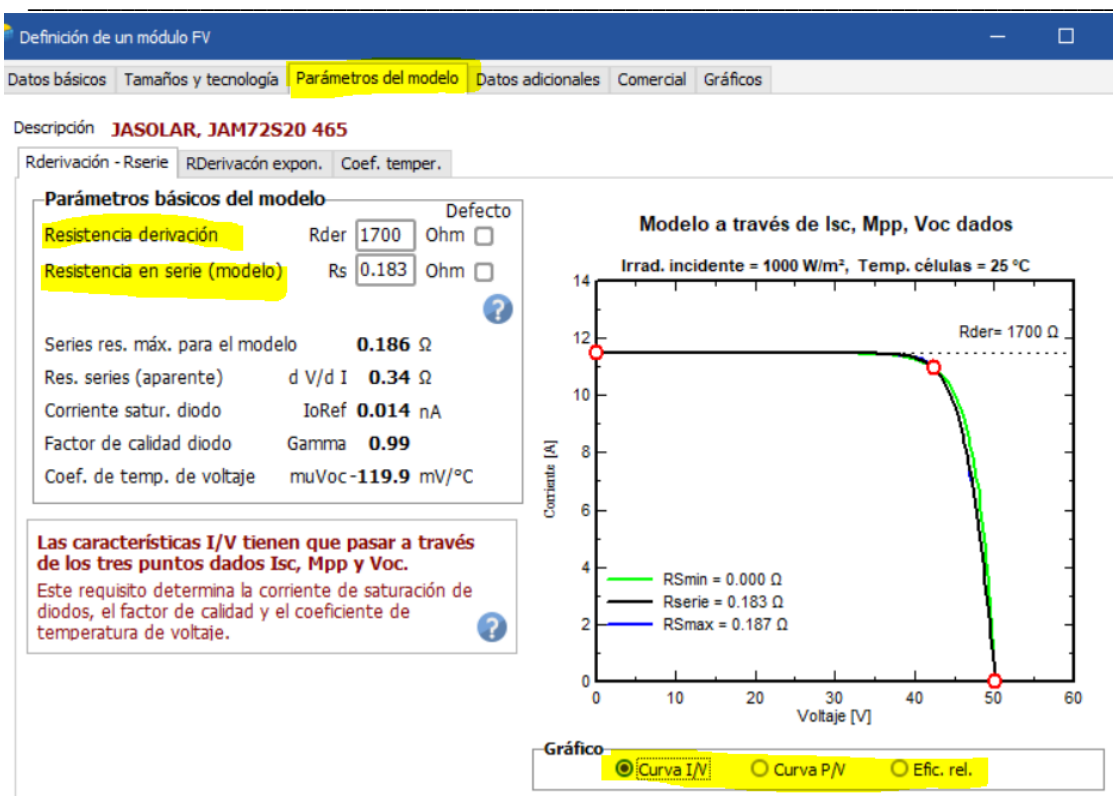


Figura 44- Definición de un módulo FV. Parámetros del modelo – Rderivación serie

Los parámetros requeridos en la presente pestaña, *Parámetros del modelo* son los únicos que no son proporcionados por el fabricante. Aquí PVsyst calcula unos valores de *Resistencia de derivación* (resistencia shunt) y de *Resistencia serie* basándose en la pestaña *Datos básicos* (STC).

Son aquellos parámetros específicos requeridos por el programa para simular su *modelo de un diodo*.

Si no queremos afectar a otros parámetros proporcionados por el fabricante como V_{mp}^* , tendremos que ir tanteando ambos valores de resistencia. El objetivo es ajustarlas de tal manera que el valor de *Eficiencia de célula* para condiciones umbrías, baja irradiancia ($200 \frac{W}{m^2}$), que aparece en la gráfica de *Eficiencia relativa* sea de -3%. Dicho valor es el predeterminado de PVsyst para Silicio monocristalino.

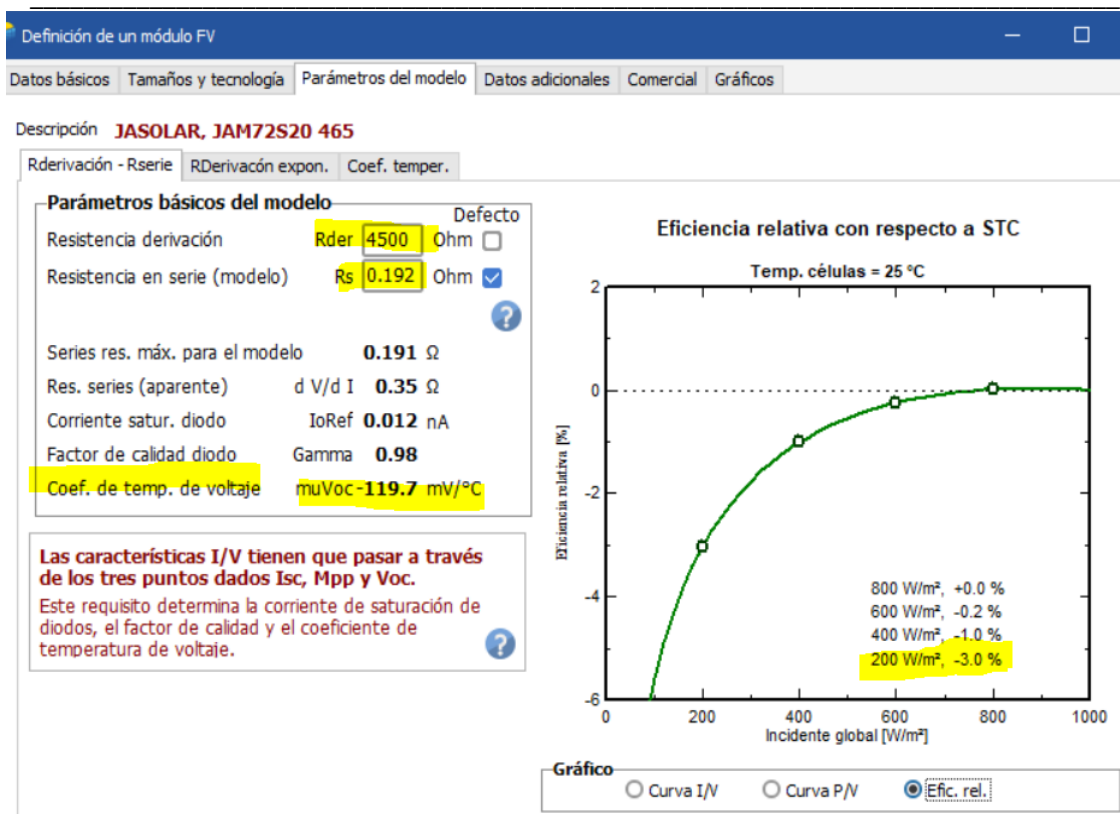


Figura 45- Definición de un módulo FV. Parámetros del modelo – Rderivación serie ajustada

En la Figura 45 se muestran los valores de Resistencia shunt y serie obtenidos por tanteo que se ajustan al valor de Eficiencia relativa para $200 \frac{W}{m^2}$ del -3%.

Nótese que el valor del Coeficiente de temperatura de voltaje (β) NO es el proporcionado por el fabricante. La β proporcionada por PVSyst es resultado de su estimación y será la utilizada durante la simulación. Es la única ligera desviación que presenta el modelo.

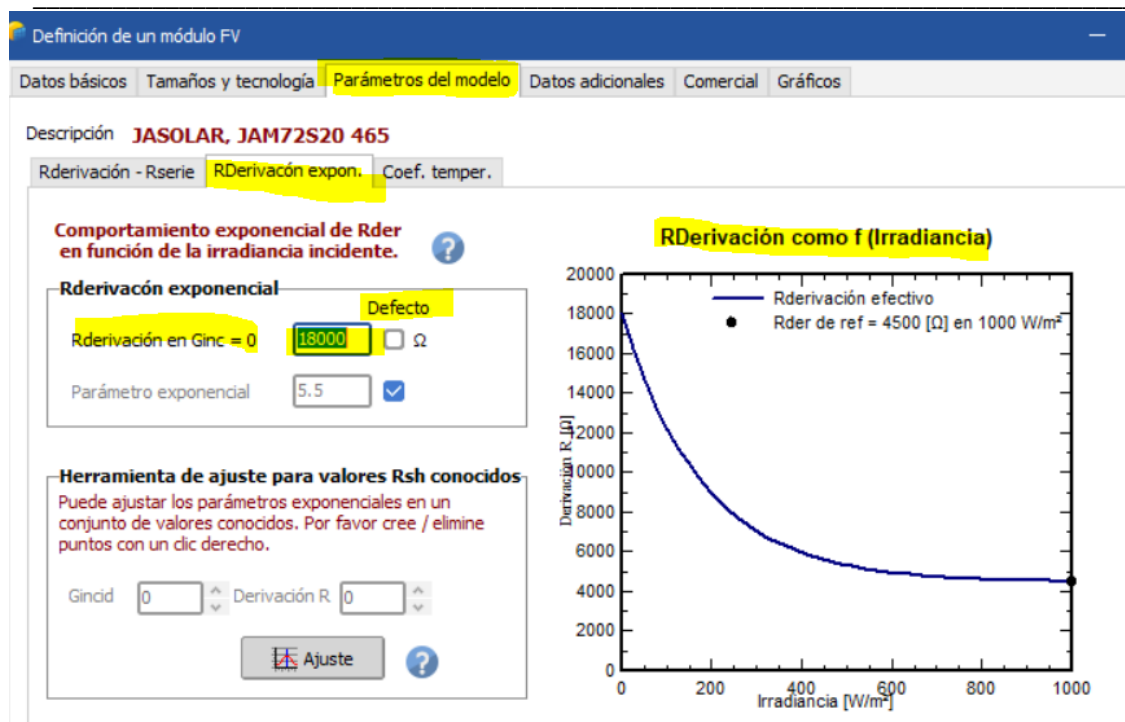


Figura 46- Definición de un módulo FV. Parámetros del modelo – Rderivación exponencial

A continuación, *RDerivación exponencial*, muestra gráficamente cómo la resistencia shunt es dependiente de la irradiancia incidente.

Al no contar con parámetros medidos a Sol real, dejaremos este valor como el predeterminado.

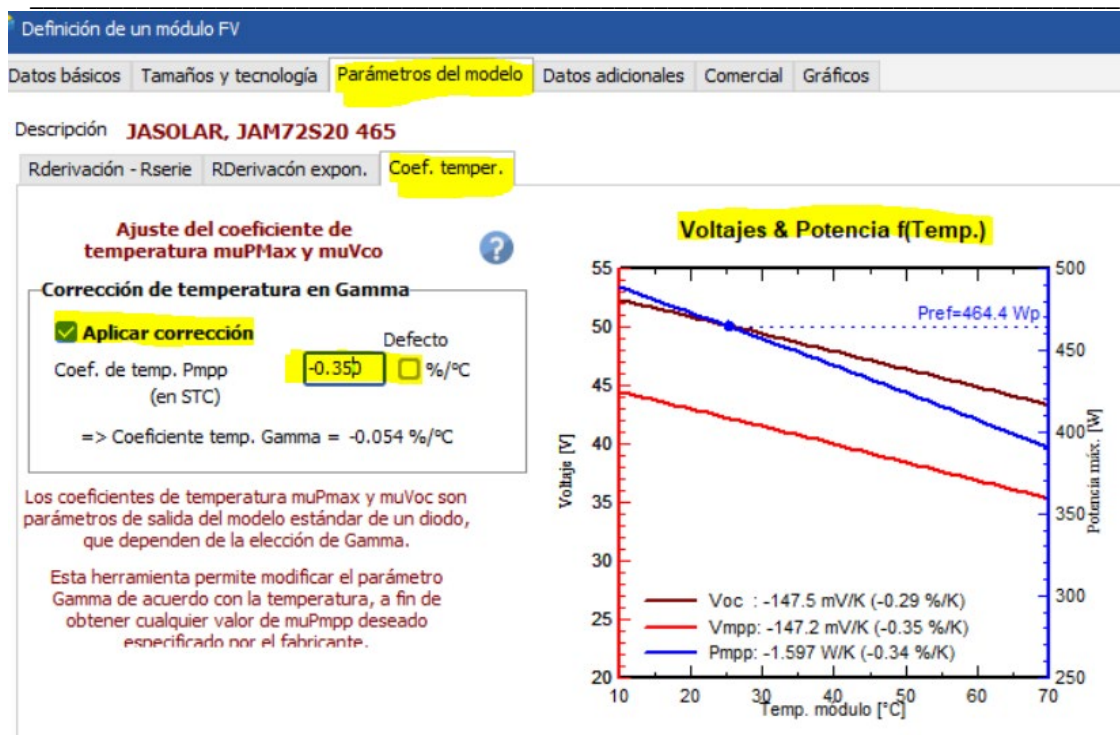


Figura 47- Definición de un módulo FV. Parámetros del modelo – Coeficiente de temperatura

La pestaña *Coeficiente de temperatura* grafica la dependencia del *Punto de máxima potencia* de la temperatura. Aquí incluiremos el valor de γ proporcionado por el fabricante.

Podemos ahora concluir que, con estos valores, queda definido el módulo FV. El resto de pestañas incluyen datos mucho más específicos no referidos por el fabricante y las distintas gráficas como, por ejemplo, la curva I-V.

2 – DEFINICIÓN DEL INVERSOR

En el caso del inversor este si viene recogido en la base de datos. Sunny Tripower 25000 TL.

Definición del inversor de red

Parámetros principales | Curva de eficiencia | Parámetros adicionales | Parámetros de salida | Tamaños y tecnología | Datos comerciales

Modelo: Sunny Tripower 25000TL Fabricante: SMA

Nombre de archivo: Sunny_Tripower_25000TL.OND Fuente de datos: Datasheet 2023

Base de datos PVsyst original Prod. desde 2023

Lado de entrada (Campo FV CC)

Voltaje MPP mínimo: 390 V

Voltaje mín. para PNom: 420 V

Corriente máxima por MPPT: 30.3 A

Voltaje MPP nominal: 600 V

Voltaje MPP máximo: 800 V

Voltaje FV máx. absoluto: 1000 V

Umbral de potencia: 125 W Defecto ☒ ?

Especificación contractual, sin significado físico verdadero ? Requerido

Potencia FV nominal: 25.6 kW

Potencia FV máxima: 45.0 kW ☐

Corriente FV máxima: 43.0 A ☐

Lado de salida (Red CA)

Monofásico ☐ Trifásico ☒ Bifásico ☐

Frecuencia: 50 Hz ☒ 60 Hz ☐

Voltaje de red: 400 V

Potencia de CA nominal: 25.0 kW

Potencia CA máxima: 25.0 kW

Corriente CA nominal: 36.2 A ☐

Corriente CA máxima: 36.2 A ☐

Eficiencia

Eficiencia máxima: 98.30%

Eficiencia EURO: 98.10%

☐ Eficiencia definida para 3 voltajes

? ☐

Figura 48- Definición del inversor

Únicamente se han añadido los valores de *Potencia FV máxima* y *Corriente FV máxima*, viniendo estos definidos por el fabricante.

3 – SELECCIÓN DE DATOS METEOROLÓGICOS

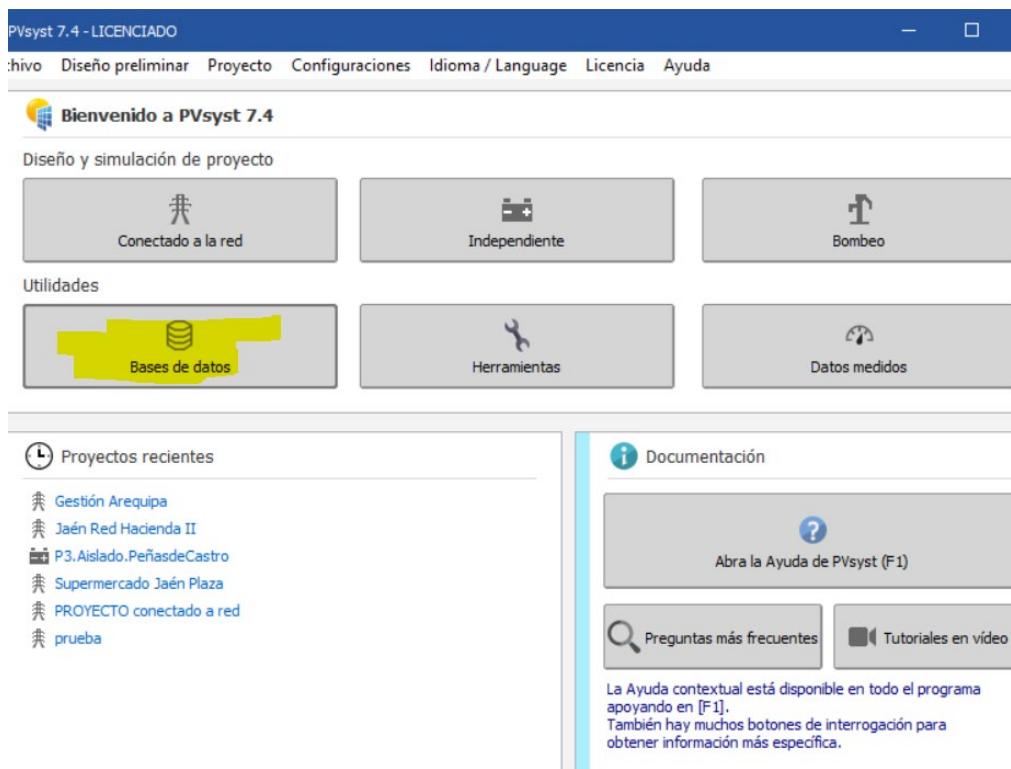


Figura 49- Selección base de datos

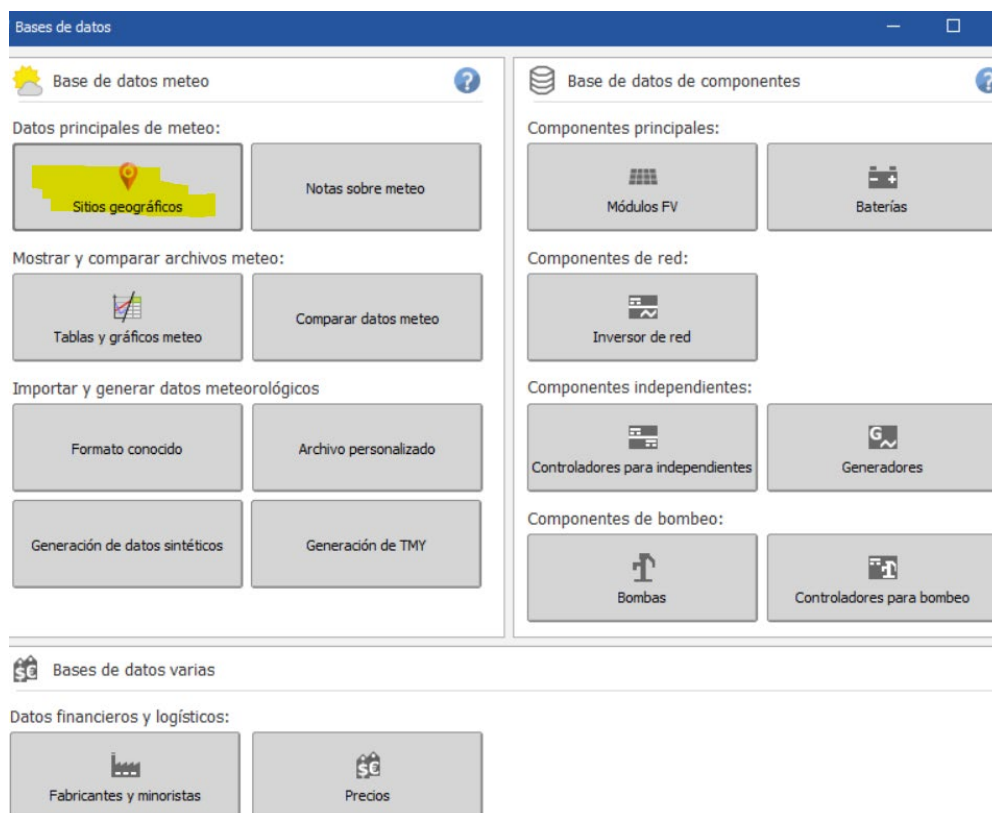


Figura 50- Selección sitio geográfico

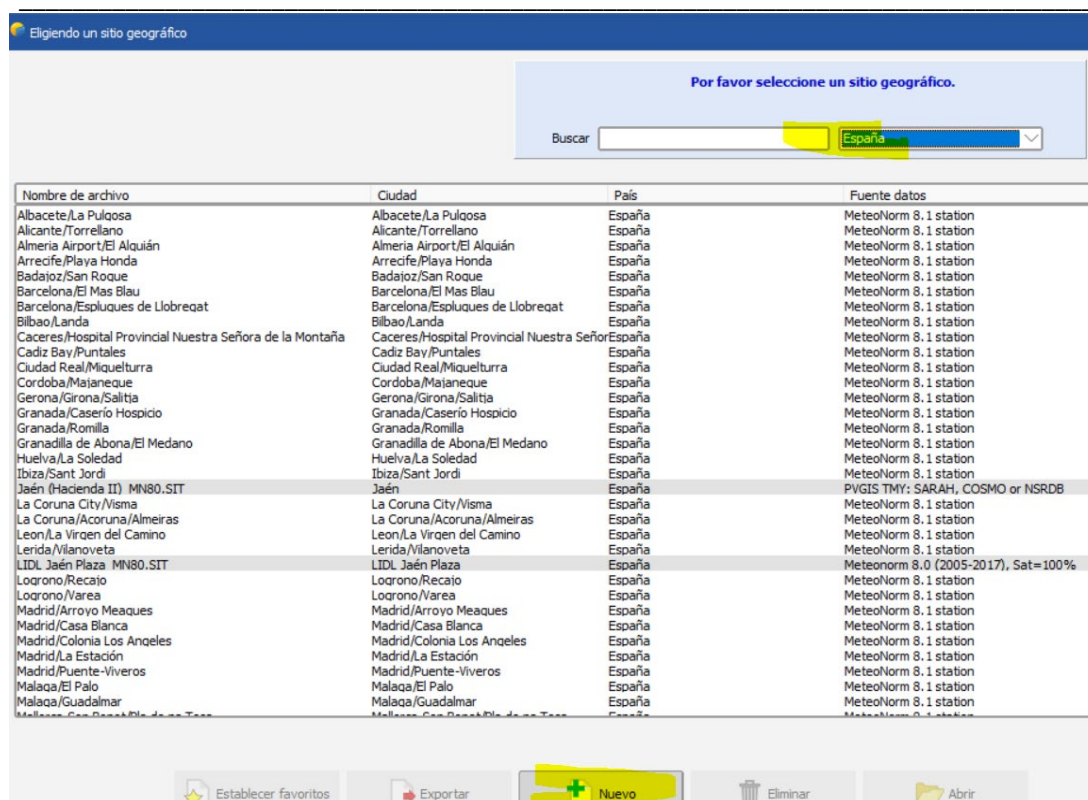


Figura 51- Creación sitio geográfico (específico)

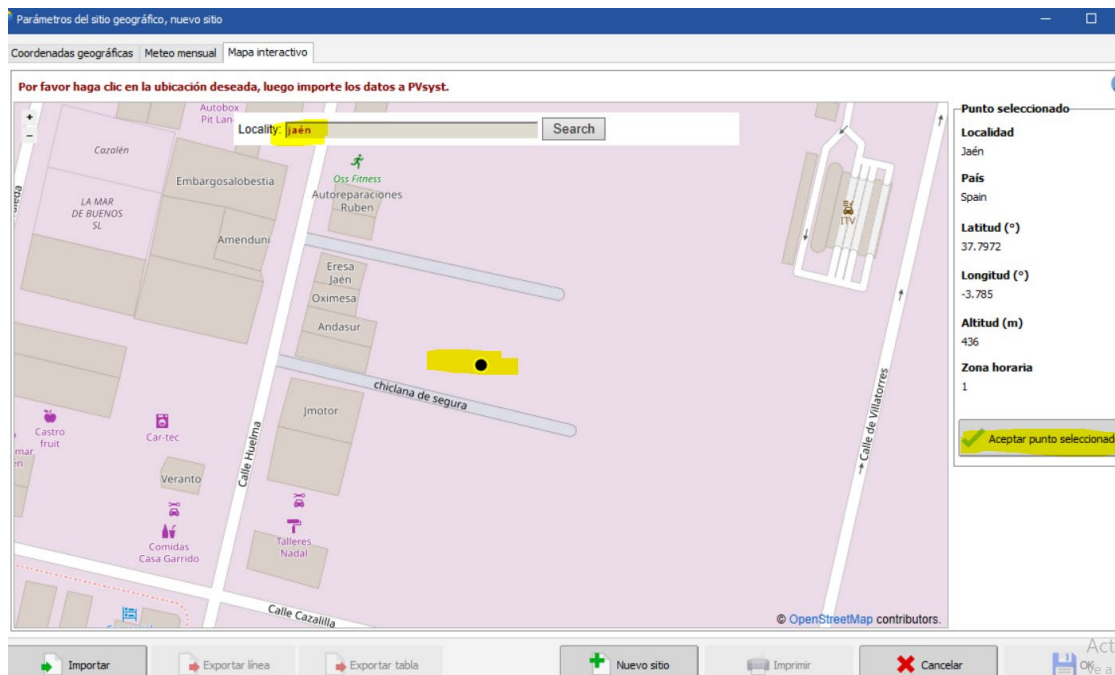


Figura 52- Creación sitio geográfico (específico) – Ubicación nave



Parámetros del sitio geográfico, nuevo sitio

Coordenadas geográficas | **Meteo mensual** | Mapa interactivo

Ubicación

Nombre del sitio:

País: Región:

Coordenadas geográficas

Decimal Grad. Min. Seg.
Latitud: [°] (+ = Norte, - = Hemisferio Sur)
Longitud: [°] (+ = Este, - = Oeste de Greenwich)
Altitud: M por encima del nivel del mar
Zona horaria: Corresponde a una diferencia promedio
Hora Legal - Hora Solar = 1h 15m

Importación de datos meteo

☐ Meteornorm 8.1
☐ NASA-SSE
☒ **PVGIS TMY** Versión:
☐ NREL / NSRDB TMY
☐ Solcast TMY
☐ SolarAnywhere® TGY

Por favor importe los datos meteo mensuales (de Meteornorm, Nasa, PVGIS, NREL, Solcast, SolarAnywhere, Solargis o manualmente)

Figura 53- Creación sitio geográfico (específico) – Importación datos meteo

Parámetros del sitio geográfico, nuevo sitio

Coordenadas geográficas | **Meteo mensual** | Mapa interactivo

Sito: **Taller de chapa y pintura Mariano Expósito (Jaén) (Spain)**

Fuente de datos:

	Irradiación horizontal global kWh/m ² /mes	Irradiación difusa horizontal kWh/m ² /mes	Temperatura °C	Velocidad del viento m/s	Humedad relativa %
Enero	76.5	27.0	4.4	1.29	78.7
Febrero	98.6	33.4	6.5	1.75	76.2
Marzo	153.9	53.0	8.6	1.86	62.4
Abril	168.8	68.8	11.7	2.08	69.9
Mayo	209.1	67.2	15.2	1.72	62.9
Junio	234.7	65.1	20.0	1.73	53.1
Julio	254.9	55.5	25.4	1.84	33.8
Agosto	218.5	54.4	26.0	1.54	44.9
Septiembre	176.2	44.8	22.5	1.70	41.7
Octubre	125.9	42.7	13.9	1.64	62.5
Noviembre	81.5	32.3	11.4	1.48	77.1
Diciembre	79.5	24.5	7.5	1.35	81.8
Año	1877.9	568.7	14.4	1.7	62.1

Datos requeridos

☒ Irradiación horizontal global
☒ Temperatura ext. promedio

Datos adicionales

☒ Irradiación difusa horizontal
☒ Velocidad del viento
☐ Turbidez Linke
☒ Humedad relativa

Unidades de irradiación

☐ kWh/m²/día
☒ **kWh/m²/mes**
☐ MJ/m²/día
☐ MJ/m²/mes
☐ W/m²
☐ Índice de claridad Kt

Figura 54- Creación sitio geográfico (específico) – Unidades meteo mensual

4 – DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LA INSTALACIÓN

Proyecto: TFG_Taller_chapa_Project.PRJ

Proyecto Sitio Variante Notas del usuario

Proyecto

Nuevo Carga Guardar Importar Exportar Configuración del proyecto Eliminar Cliente

Nombre del proyecto: TFG Taller chapa y pintura Mariano Expósito Nombre del cliente: No definido

Archivo del sitio: Taller de chapa y pintura Mariano Expósito (Jaén)_PVC PVGIS TMY 5.2 Spain

Archivo meteo: Taller de chapa y pintura Mariano Expósito_Jaén_PVGIS_API_TMY.MET PVGIS api TMY TMY

Por favor elija la orientación del plano!

Variante

Nuevo Guardar Importar Eliminar Administrar

Variante nº: VC0 : Nueva variante de simulación

Parámetros principales

- ☒ Orientación
- ☒ Sistema
- ☐ Pérdidas detalladas
- ☐ Autoconsumo
- ☐ Almacenamiento

Opcional

- ☒ Horizonte
- ☐ Sombreados cercanos
- ☐ Diseño de módulo
- ☐ Gestión de la energía
- ☐ Evaluación económica

Simulación

- Ejecutar simulación
- Simulación avanzada
- Informe
- Resultados detallados

Resumen de resultados

Tipo de sistema Sin escena 3D definida, sin sombras

Producción del sistema	0.00 kWh/año
Producción específica	0.00 kWh/kWp/año
Proporción de rendimiento	0.00
Producción normalizada	0.00 kWh/kWp/día
Pérdidas del conjunto	0.00 kWh/kWp/día
Pérdidas del sistema	0.00 kWh/kWp/día

Figura 55- Pestaña principal – Definición parámetros principales

Una vez definido el módulo, inversor y la ubicación precisa de nuestro proyecto, procederemos a definir el sistema, según número de módulos, potencia del generador, orientación, sombreados cercanos, pérdidas, etc.

Orientación, Variante "Nueva variante de simulación"

Tipo de campo: Varias orientaciones

Parámetros de campos

Número de orientaciones: 2

Inclinación Azimut

Oriente #1: 15.0 -90.0

Oriente #2: 15.0 90.0

Optimización rápida

Optimización con respecto a:

- ☒ Rendimiento irradiación anual
- ☐ Verano (abr-sept)
- ☐ Invierno (oct-mar)

Rendimiento meteo anual

Factor de transposición FT: 0.99

Pérdida con respecto al óptimo: -16.3%

Global en el plano colector: 1860 kWh/m²

Inclin. 15°

Azimet 90°

Oeste Este

Sur

Optimización rápida

Optimización con respecto a:

- ☒ Rendimiento irradiación anual
- ☐ Verano (abr-sept)
- ☐ Invierno (oct-mar)

Rendimiento meteo anual

Factor de transposición FT: 0.99

Pérdida con respecto al óptimo: -16.3%

Global en el plano colector: 1860 kWh/m²

Gráficos:

Año

Inclinación del plano

Orientación del plano

Cancel OK

Figura 56- Orientación de los módulos

En este caso, al tener un tejado a dos aguas, seleccionaremos la opción de *Varias orientaciones*. La inclinación viene dada por la cubierta (15°) y el azimut por la orientación de cada cara (este y oeste).

Subconjunto

Nombre y orientación del subconjunto
 Nombre: Generador FV
 Oriente: Mezclado #1 y #2
 Inclinación: 15° / 15°
 Azimut: -90° / 90°

Ayuda de pre-dimensionamiento
☐ Sin dimensionamiento
 Ingrese potencia planeada: 26 kWp
☒ Redimens. ... o área disponible(módulos) 124 m²

Seleccione el módulo FV
 Disponible ahora: Filtro: Todos los módulos FV
 Módulos necesarios aprox.: 56
 JASOLAR 465 Wp 36V Si-mono JAM72520 465 Manufacturer
☐ Usar optimizador
 Dimensiona. voltaje: Vmpp (60°C) 37.8 V
 Voc (-10°C) 54.3 V

Seleccione el inversor
 Disponible ahora: Voltaje de salida 400 V Tri 50Hz
 SMA 25 kW 390 - 800 V 50 Hz Sunny Tripower 25000TL Desde 2023
 Núm. de entradas MPPT: 2
☒ Utilizar multi-MPPT
 Voltaje de funcionamiento: 390-800 V Potencia del inversor utilizada 25.0 kWca
 Voltaje máximo de entrada: 1000 V inductor con 2 MPPT
☒ Distrib. oriente
 No hay reparto de potencia entre MPPTs

Diseño del conjunto
 Núm. de módulos y cadenas
 Mód. en serie: 14
 Núm. cadenas: 4
 Perda sobrecarga: 0.0 %
 Proporción Pnom: 1.04
 Oriente #1: 2cad
 Oriente #2: 2cad

Condiciones de operación
 Vmpp (60°C): 37.8 V
 Vmpp (20°C): 40.0 V
 Voc (-10°C): 54.3 V
 Irradia. plano: 1000 W/m²
 Imp (STC): 43.8 A
 Isc (STC): 46.0 A
 Isc (en STC): 46.0 A

El valor Isc del conjunto es mayor que la corriente de entrada máxima del inversor (es decir, (i.e. 21.5 A/entrada)). (Info, no significativa)

Potencia de funcionamiento máx.: 24.6 kW (en 1017 W/m² y 50°C)
 Potencia nom. conjunto (STC) 26.0 kWp

Lista de subconjuntos

Nombre	#Mód	#Inv.	#
Generador FV			
JASOLAR - JAM72520 465	14	4	
SMA - Sunny Tripower 25000TL	1	2	

Resumen sistema global

Núm. de módulos	56
Área del módulo	62 m²
Núm. de inversores	1
Potencia FV nominal	26.0 kWp
Potencia de CA nominal	25.0 kWCA
Proporción Pnom	1.042

Figura 57- Definición del sistema

A tener en cuenta, en *Oriente* elegimos la opción de *Mezclado #1 y #2* (arriba izquierda) para distribuir los strings entre los 2 MPPT de inversor puesto que la cubierta tiene 2 orientaciones. Ahora, en la esquina inferior derecha, distribuiremos con el cursor las cadenas de módulos, eligiendo 2 strings en cada lado de la cubierta para equilibrar el dimensionado.

Como punto opcional, se ha diseñado una vista 3D de la instalación, en la opción *Sombreados cercanos*, no se detalla la realización, aunque si se incluye en el informe final.

Quedando ya definido el sistema, se muestra ahora un último punto, el envejecimiento de la instalación, un aspecto clave para anticiparse a las pérdidas durante la vida útil del sistema.

5. – ENVEJECIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

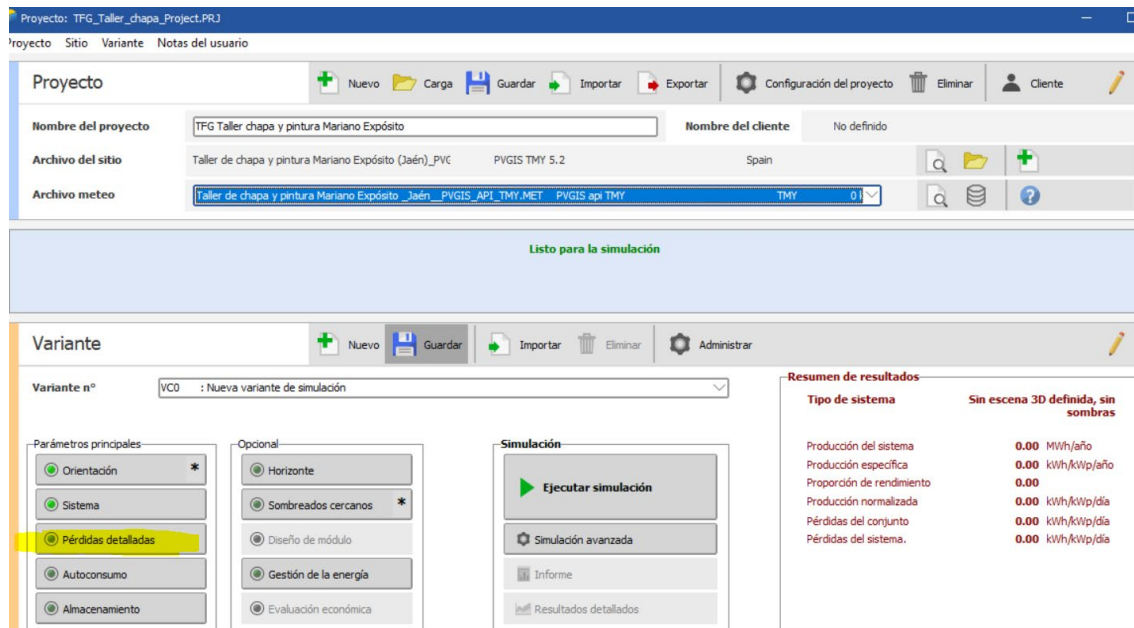


Figura 58- Pestaña principal – Pérdidas detalladas

En cualquier instalación FV, la principal parte expuesta a degradación serán los módulos y el creciente mismatch entre los módulos, esto es, con el tiempo la degradación propia de cada módulo y/o de las conexiones entre los mismos afectará a la producción final del sistema. Por ejemplo, conectando dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente del string. Al tener 4 strings independientes de 14 módulos cada uno, cualquier daño producido a un módulo de un string dado afectará a todo el string.

En el caso de que un módulo se dañe sólo quedarán potencialmente afectados 14 módulos siendo más sencillo identificarlo a la hora de reemplazarlo sin correr el riesgo de dañar el conjunto entero.

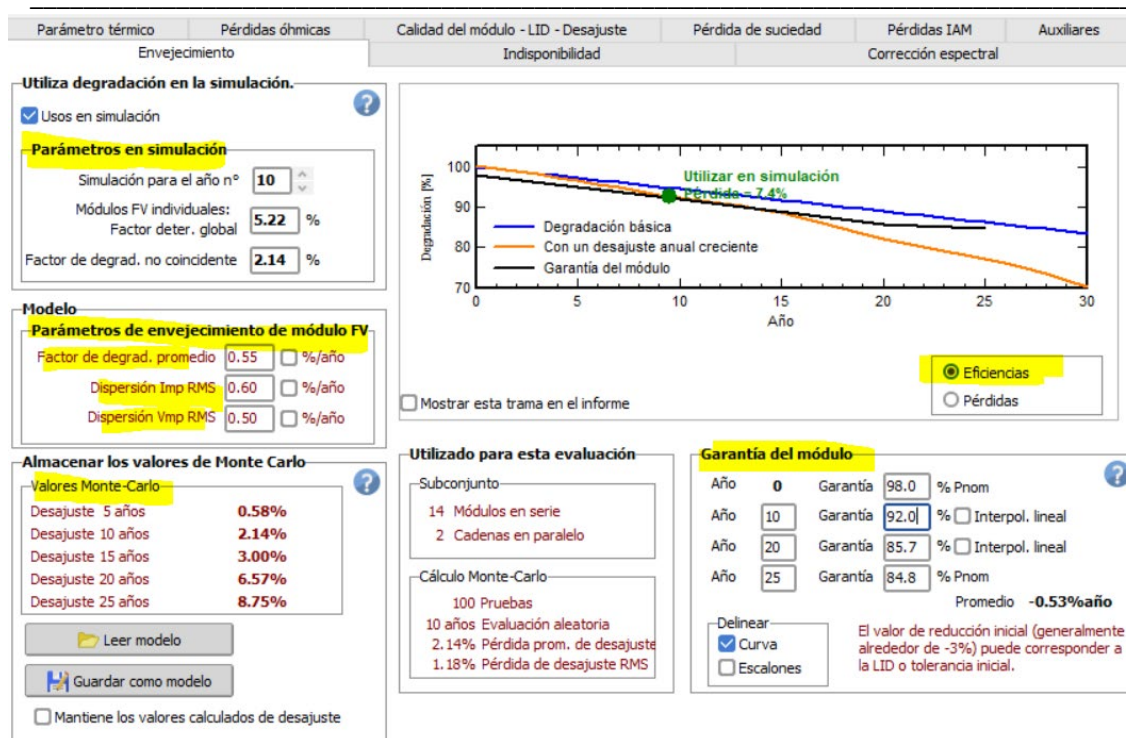


Figura 59- Pérdidas del campo FV. Envejecimiento

- **Parámetros en simulación:** Aquellos se han calculado en la simulación. Estos datos no se cambiarán, son los dados para nuestro módulo y año de simulación específicamente.
- **Parámetros de envejecimiento de módulo FV:** En esta sección modificamos los parámetros de degradación en $\frac{\%}{año}$

El primer valor es el *Factor de degradación promedio* el cuál viene dado por el fabricante ($0,55 \frac{\%}{año}$). Típicamente dicho valor para silicio mono-cristalino está en el rango de 0, -0,5.

Imp RMS dispersión y *Vmp RMS dispersión* representan la variación de Imp^* y Vmp^* . Un bajo valor de estos parámetros se traduce en que estos parámetros no varían significativamente en el tiempo envejeciendo todos los módulos a la vez (caso ideal) y viceversa. Tomaremos unos valores típicos de $0,6 \frac{\%}{año}$ para Imp y de $0,5 \frac{\%}{año}$ o para Vmp .



Importante destacar que la introducción de estos valores afectará al *Factor de degradación no coincidente* (mismatch). Dicho factor venía predefinido anteriormente por PVsyst.

El *Factor de degradación no coincidente* es acumulativo y calculado mediante una simulación de Monte Carlo; técnica matemática que predice los posibles resultados de un evento incierto, o sea la degradación de los módulos. PVsyst estima el envejecimiento en función de los parámetros previamente requeridos. PVsyst realiza 100 pruebas en un intervalo de 10 años para estimar esta degradación

- *Garantía de módulo*: estos valores vienen dados por el fabricante del módulo.



6. – INFORME FINAL PVSYST



Version 7.4.0

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: TFG Taller chapa y pintura Mariano Expósito

Variant: TFG (variable) Nueva variante de simulación

Tables on a building

System power: 26.04 kWp

Taller de chapa y pintura Mariano Expósito (Jaén) - España

| Autor(a)



PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
21/10/23 22:05
with v7.4.0

Project: TFG Taller chapa y pintura Mariano Expósito

Variant: TFG (variable) Nueva variante de simulación

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Taller de chapa y pintura Mariano Expósito (Jaén)	Latitude 37.80 °N	Albedo 0.20
España	Longitude -3.79 °W	
	Altitude 436 m	
	Time zone UTC+1	
Meteo data		
Taller de chapa y pintura Mariano Expósito (Jaén)		
PVGIS api TMY		

System summary

Grid-Connected System	Tables on a building	
Simulation for year no 10		
PV Field Orientation	Near Shadings	User's needs
Fixed planes 2 orientations	Linear shadings	Unlimited load (grid)
Tilts/azimuths 15 / -90 °		
15 / 90 °		
System information		
PV Array		Inverters
Nb. of modules 56 units	Nb. of units 1 unit	
Pnom total 26.04 kWp	Pnom total 25.00 kWac	
	Pnom ratio 1.042	

Results summary

Produced Energy	38129 kWh/year	Specific production	1464 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	79.04 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	4
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
Single-line diagram	9



Project: TFG Taller chapa y pintura Mariano Expósito

Variant: TFG (variable) Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
21/10/23 22:05
with v7.4.0

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Fixed planes 2 orientations
Tilts/azimuths 15 / -90 °
15 / 90 °

Horizon

Free Horizon

Tables on a building

Sheds configuration

Near Shadings

Linear shadings

Models used

Transposition Perez
Diffuse Imported
Circumsolar separate

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer JASOLAR
Model JAM72S20 465
(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power 465 Wp
Number of PV modules 56 units
Nominal (STC) 26.04 kWp
Modules 4 Strings x 14 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 24.16 kWp
U mpp 547 V
I mpp 44 A

Total PV power

Nominal (STC) 26 kWp
Total 56 modules
Module area 124 m²

Inverter

Manufacturer SMA
Model Sunny Tripower 25000TL
(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power 25.0 kWac
Number of inverters 2 * MPPT 50% 1 unit
Total power 25.0 kWac
Operating voltage 390-800 V
Pnom ratio (DC:AC) 1.04
No power sharing between MPPTs

Total inverter power

Total power 25 kWac
Number of inverters 1 unit
Pnom ratio 1.04

Array losses

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 20.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

DC wiring losses

Global array res. 201 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.3 %

Module average degradation

Year no 10
Loss factor 0.55 %/year
Mismatch due to degradation
Imp RMS dispersion 0.6 %/year
Vmp RMS dispersion 0.5 %/year

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

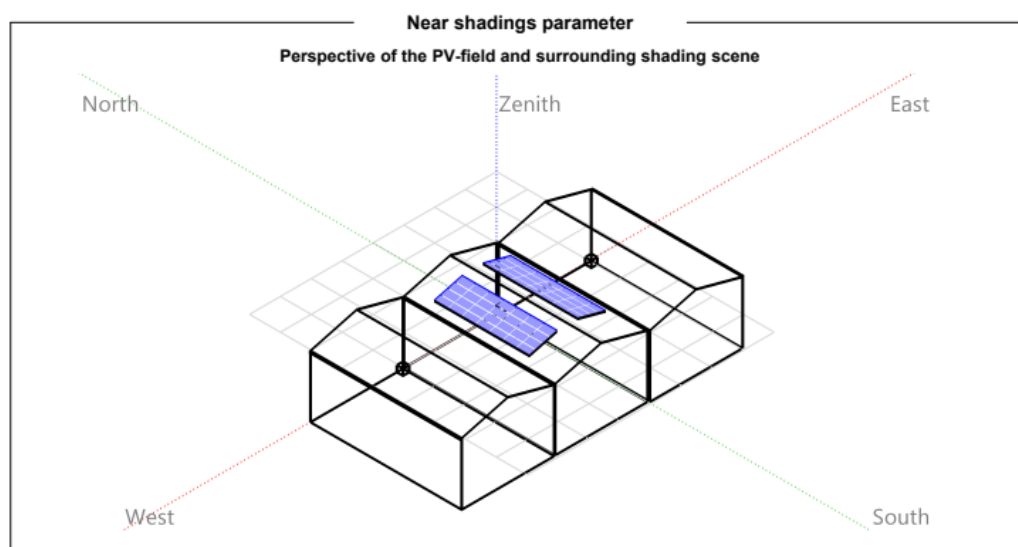
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000



PVsyst V7.4.0
VC0, Simulation date:
21/10/23 22:05
with v7.4.0

Project: TFG Taller chapa y pintura Mariano Expósito

Variant: TFG (variable) Nueva variante de simulación



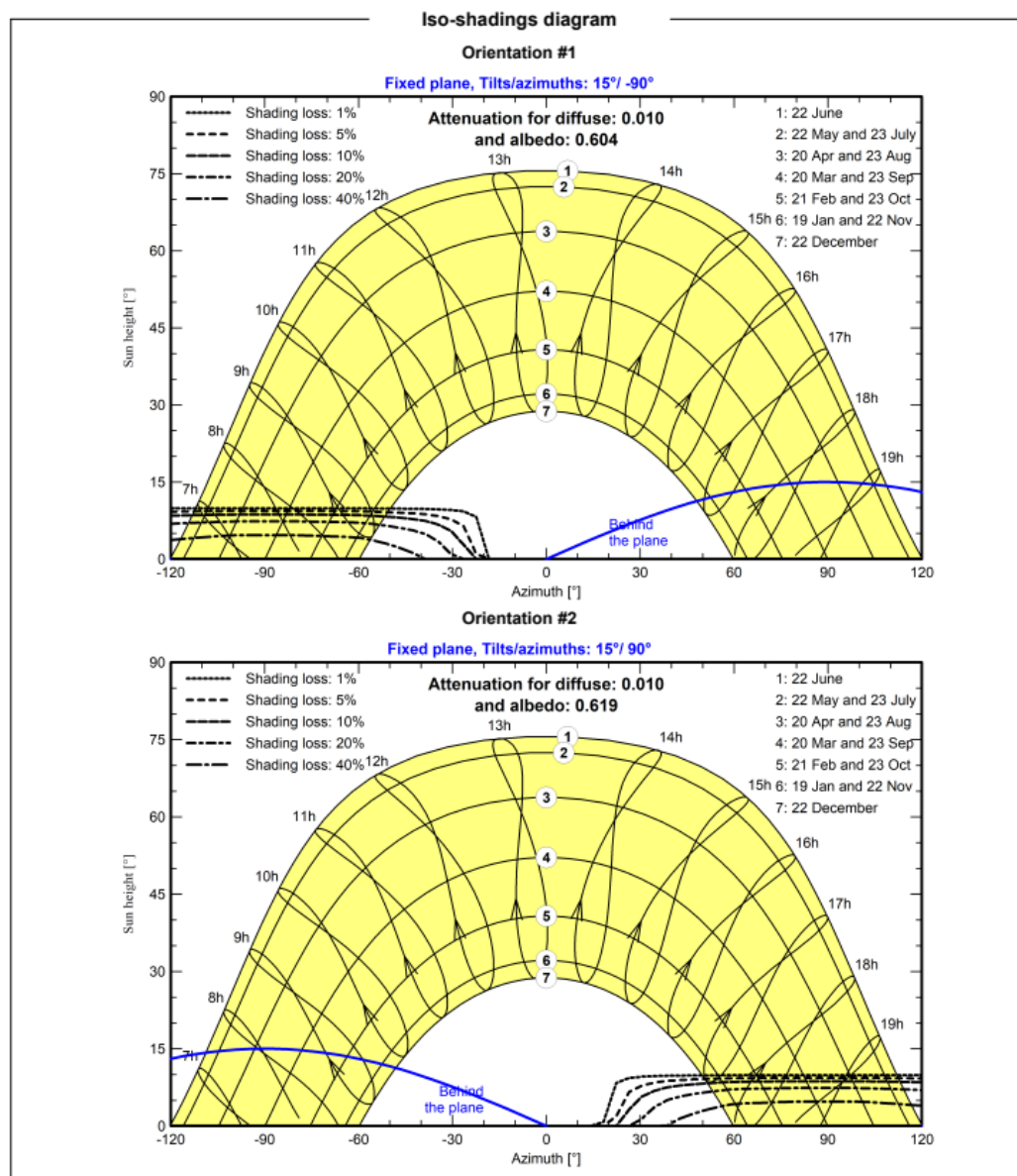


PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
21/10/23 22:05
with v7.4.0

Project: TFG Taller chapa y pintura Mariano Expósito

Variant: TFG (variable) Nueva variante de simulación





Project: TFG Taller chapa y pintura Mariano Expósito

Variant: TFG (variable) Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:

21/10/23 22:05

with v7.4.0

Main results

System Production

Produced Energy

38129 kWh/year

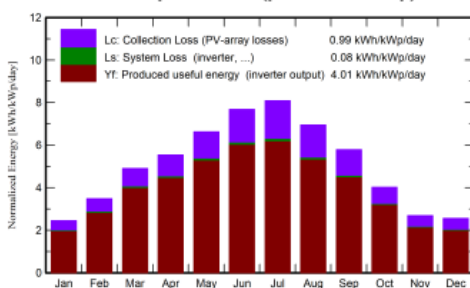
Specific production

1464 kWh/kWp/year

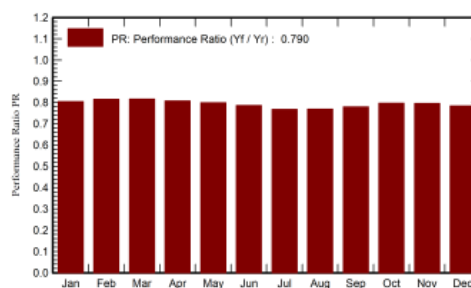
Perf. Ratio PR

79.04 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	76.5	27.05	4.44	76.0	69.4	1627	1593	0.804
February	98.6	33.36	6.52	97.5	91.7	2112	2071	0.816
March	153.9	53.05	8.57	152.1	145.1	3294	3233	0.816
April	168.8	68.84	11.66	166.3	159.8	3566	3499	0.808
May	209.1	67.17	15.23	205.6	199.3	4358	4279	0.799
June	234.7	65.09	20.04	230.5	224.0	4806	4720	0.786
July	254.9	55.51	25.43	250.7	243.5	5104	5013	0.768
August	218.5	54.40	25.99	215.4	208.4	4391	4311	0.769
September	176.2	44.83	22.54	173.6	167.3	3590	3525	0.780
October	125.9	42.69	13.94	124.8	117.8	2642	2591	0.797
November	81.5	32.30	11.40	80.7	74.6	1709	1674	0.796
December	79.5	24.46	7.55	79.4	71.3	1653	1620	0.784
Year	1877.9	568.75	14.49	1852.6	1772.1	38851	38129	0.790

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio

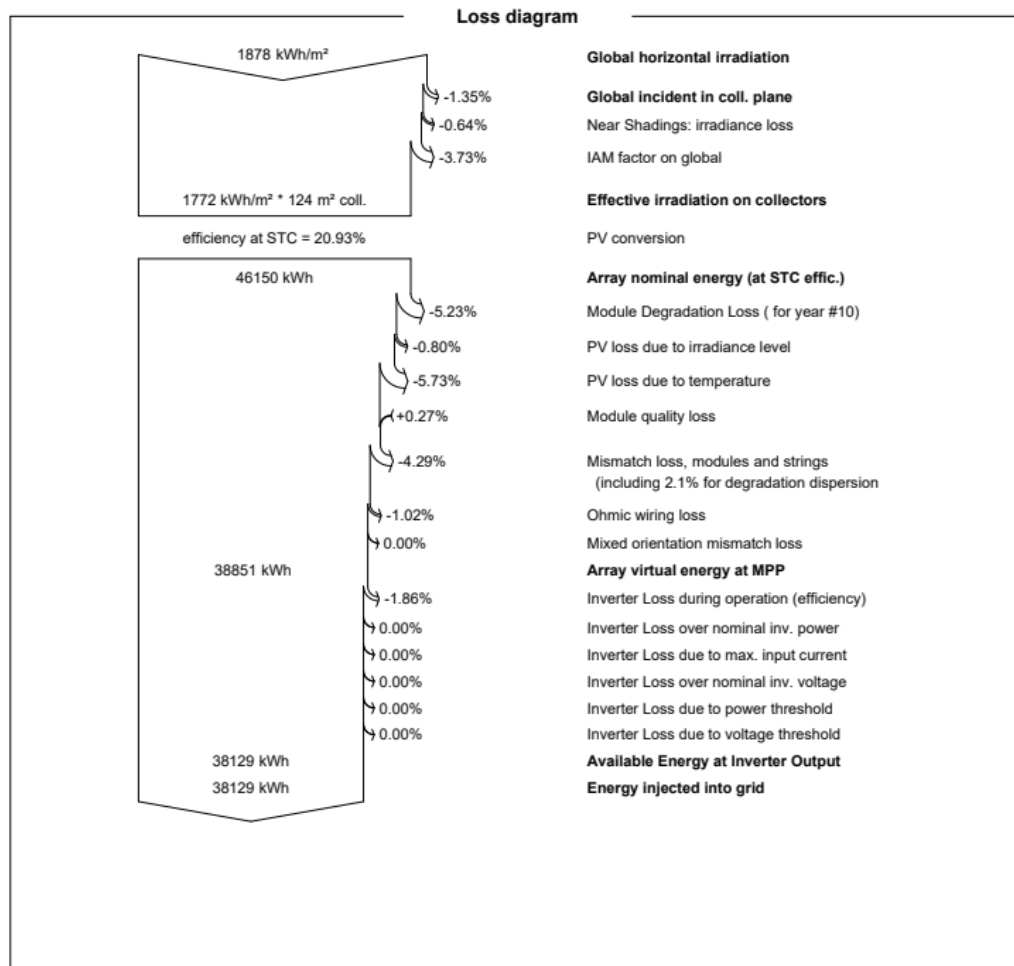


Project: TFG Taller chapa y pintura Mariano Expósito

Variant: TFG (variable) Nueva variante de simulación

PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
21/10/23 22:05
with v7.4.0



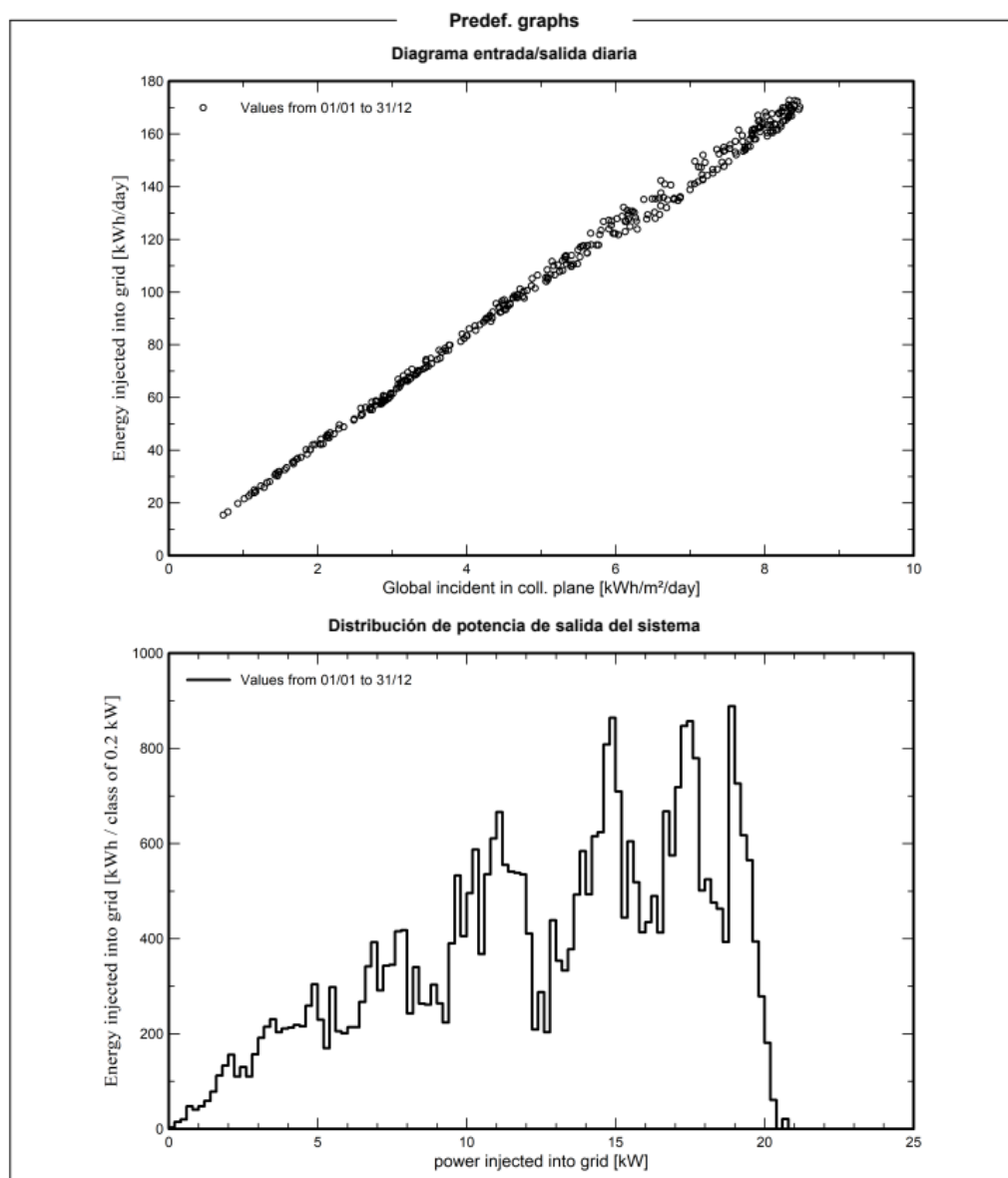


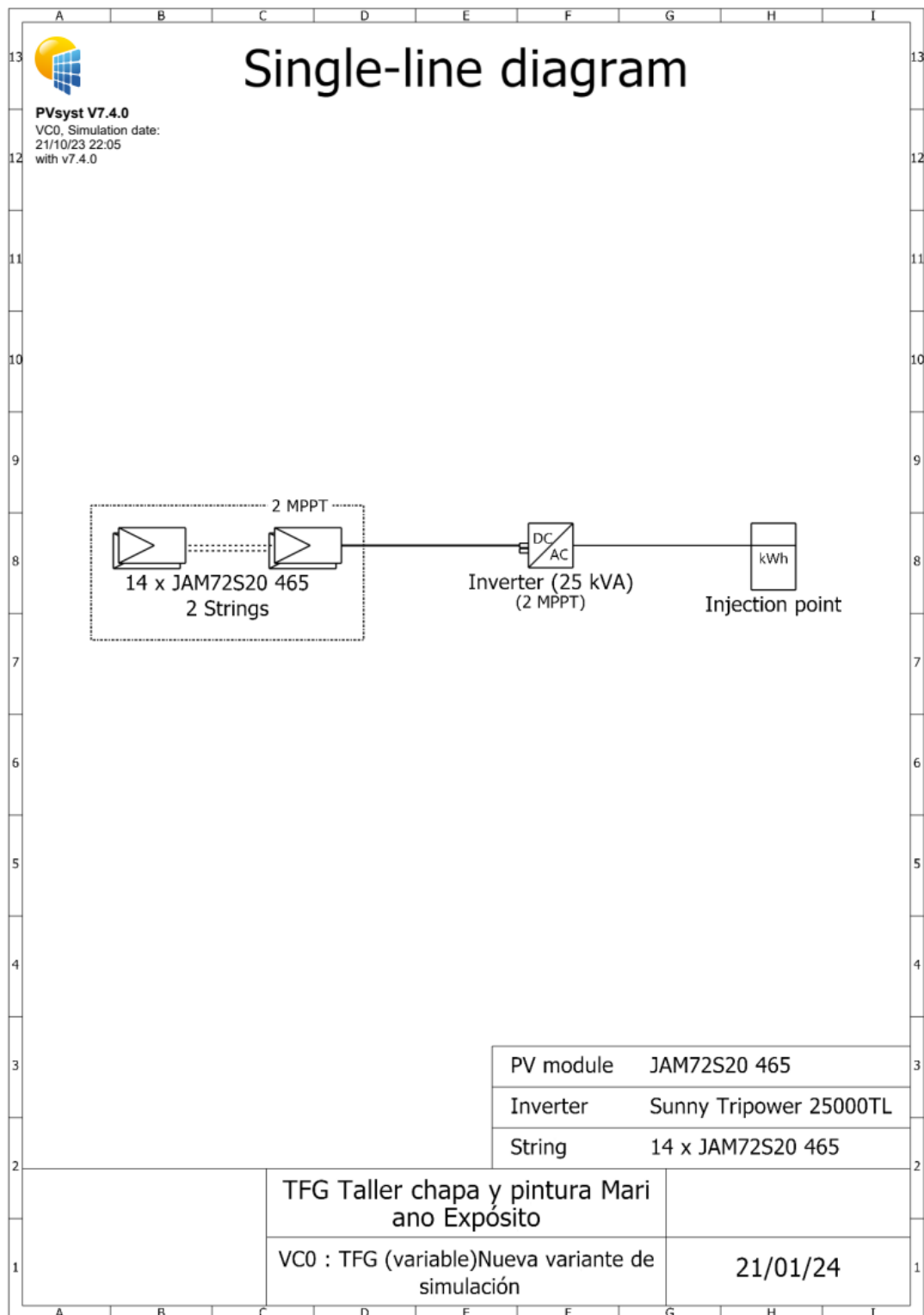
PVsyst V7.4.0

VC0, Simulation date:
21/10/23 22:05
with v7.4.0

Project: TFG Taller chapa y pintura Mariano Expósito

Variant: TFG (variable) Nueva variante de simulación







TRABAJO FIN DE GRADO

“SFCR para autoconsumo en nave
industrial. Estudio PVPC y libre mercado”

ESTUDIO TECNO-ECONÓMICO SFV



1 – ESTUDIO ECONÓMICO – FINANCIERO

Habiendo quedado demostrado en apartados anteriores, se ha conseguido disminuir drásticamente el consumo energético de la nave; ahora bien, la viabilidad del mismo vendrá determinada por muchos otros factores como, el presupuesto de la instalación, la vida útil de la misma, cuánto se tarde en amortizarla, cómo se pagará el proyecto, etcétera.

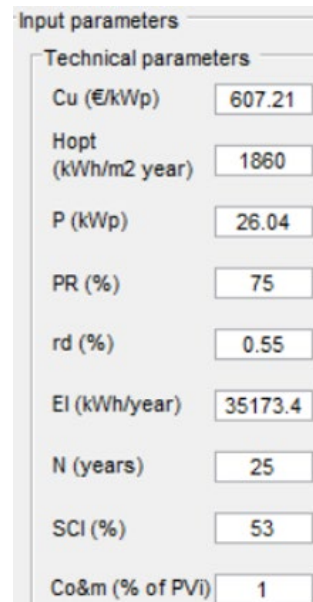
Así, siendo uno de los principales objetivos de este estudio el del ahorro en la factura eléctrica de una PYME, será imprescindible que el proyecto sea viable tanto económica como financieramente.

Económicamente será viable cuando la rentabilidad proporcionada por los activos (el bien material, la instalación FV) sea superior al coste de su pasivo (el capital adeudado). Esto responde a que el VAN sea mayor que cero y la TIR mayor que el coste de capital de su pasivo. Otros factores a analizar serán el PI, PIM y DPBT.

Financieramente viable implica que el proyecto es rentable desde el punto de vista de la liquidez cumpliéndose que en todo momento de su horizonte temporal presenta una tesorería acumulada positiva.

Para obtener estos indicadores, se ha realizado una simulación en el SW “Techno-Economic analysis of Photovoltaic systems”. Se detalla a continuación cada parámetro.

1.1– Parámetros técnicos



Input parameters	
Technical parameters	
Cu (€/kWp)	607.21
Hopt (kWh/m2 year)	1860
P (kWp)	26.04
PR (%)	75
rd (%)	0.55
EI (kWh/year)	35173.4
N (years)	25
SCI (%)	53
Co&m (% of PVi)	1

Figura 60- Parámetros técnicos

$C_u \left(\frac{\text{€}}{\text{kWp}} \right)$:	Coste unitario de la instalación FV. Precio del kWp instalado.
$H_{OPT} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ año}} \right)$:	Radiación global en punto óptimo de inclinación. Variará en función de la ubicación geográfica de la instalación.
$P \text{ (kWp)}$:	Potencia nominal del sistema FV.
$EL \left(\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right)$:	Energía consumida a lo largo del año.
$N \text{ (año)}$:	Vida útil del sistema FV.
$SCI \text{ (%)}$:	Índice de autoconsumo.
$CO\&M \text{ (%)}$:	Costes anuales de operación y mantenimiento del sistema FV. Porcentaje sobre inversión inicial.
$r_d \text{ (%)}$:	Ratio anual de degradación de los módulos. Proporcionado por el fabricante.
$PR \text{ (%)}$:	Índice de pérdidas de potencia del SFV. Refleja qué tan cerca está el rendimiento del sistema de su máximo. Las mayores pérdidas se asocian a T^{as} altas, siendo mayor el PR mayor en meses invernales.

1.2 – Parámetros económicos

Economical parameters	
d (%)	4
pg (€/kWh)	0.11
ps (€/kWh)	0.13
rpg (%)	2
rps (%)	1
rom (%)	1.5
T (%)	0
Nd (years)	5
Xd (%)	4

Figura 61- Parámetros económicos

- d (%): Tasa de descuento nominal. Coste de capital aplicado para calcular el valor presente de un pago futuro. No tiene en cuenta la inflación.
- p_g ($\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$): Precio al que la energía es vendida a la red
- p_s ($\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$): Precio al que la energía es autoconsumida.
- r_{pg} (%): Tasa de aumento anual del precio de electricidad consumida de la red.
- r_{ps} (%): Tasa de aumento anual del precio de electricidad autoconsumida.
- $r_{O\&M}$ (%): Tasa de aumento anual de costes de mantenimiento y operación del sistema FV.
- T (%): Tasa de beneficio. No aplica pues es una instalación para autoconsumo, no obteniéndose beneficios directos por venta de energía.
- N_d (%): Tiempo de amortización de la inversión por motivos de impuestos.
- X_d (%): Porcentaje de inversión que representa el importe total de la depreciación. Se obtiene dividiendo costo del activo por la vida útil. Proporciona la depreciación anual permitida obteniendo el % sobre inversión inicial.



1.3 – Parámetros financieros

Financial parameters	
X_l (%)	75.9
X_{ec} (%)	24.1
X_{is} (%)	0
i_l (%)	4.49
N_{is} (years)	0
N_l (years)	5
d_{ec} (%)	4

Figura 62- Parámetros financieros

- X_l (%): Porcentaje de la inversión financiado con préstamo bancario.
- X_{ec} (%): Porcentaje de la inversión financiado con capital propio.
- X_{is} (%): Porcentaje de la inversión financiado con subvención. No se ha contemplado.
- i_l (%): Interés anual del préstamo (TAE).
- N_{is} (año): Amortización de la subvención.
- N_l (año): Amortización del préstamo.
- d_{ec} : Dividendo anual sobre el capital propio o rendimiento del capital.

1.4 – Resultados

Results					
Economic analysis		Financial analysis		Self-Cons. analysis	
NPV	56840.3 €	WACC	4.18 %	SSI	54.74 %
IRR	27.72 %	NCB	TABLE		
PI	4.59				
PIM	359 %	Cost analysis			
DPBT	4.04 years	LCOE	3.51 c€/kWh		
		Cs	6.61 c€/kWh		
	1	2	3	4	5
NCB (€)	1373.13	1409.32	1445.91	1482.91	15 ^
Cumulative	1373.13	2782.45	4228.36	5711.26	72 v

Figura 63- Resultados

NPV (€):	Valor actual neto. Valor actual de beneficios futuros.
IRR (%):	Tasa interna de retorno (TIR).
PI (%):	Índice de beneficio.
DPBT (año):	Tiempo de recuperación de la inversión.
WACC (%):	Coste medio ponderado del capital.
$Cs (\frac{c\text{€}}{kWh})$:	Coste directo de energía autoconsumida
SSI (%):	Índice de autoconsumo
$LCOE (\frac{c\text{€}}{kWh})$:	Coste medio de la energía
NCB (€):	Saldo neto de efectivo. Diferencia entre ingresos y gastos de efectivo a lo largo de la vida útil del proyecto.
PIM (%):	Índice de beneficio modificado. Margen de beneficio sobre la inversión inicial, se relaciona directamente con el VAN.



El cashflow (flujo de tesorería) es un indicador de la liquidez de la inversión. Permite medir la capacidad que tiene una sociedad de hacer frente a sus pagos.

Flujos de tesorería

Año	NCB (Tesorería neta) (€)	Tesorería acumulada (€)
1	1373,13	1373,13
2	1409,32	2782,45
3	1445,91	4228,36
4	1482,91	5711,26
5	1520,33	7231,59
6	4291,17	11522,76
7	4329,44	15852,2
8	4368,15	20220,36
9	4407,31	24627,67
10	4446,91	29074,57
11	4486,96	33561,53
12	4527,47	38089,01
13	4568,45	42657,45
14	4609,9	47267,35
15	4651,82	51919,17
16	4694,23	56613,41
17	4737,13	61350,54
18	4780,53	66131,07
19	4824,43	70955,50
20	4868,84	75824,33
21	4913,76	80738,1
22	4959,21	85697,31
23	5005,2	90702,51
24	5051,71	95754,22
25	1288,15	97042,37

Tabla 28- Flujos de tesorería



Puede concluirse que el proyecto es viable tanto económica como financieramente. Se interpretan a continuación los parámetros ya calculados:

- $TIR = 27,72\%$

Una tasa interna de retorno mayor a 0 implica que el proyecto se acepta pues la rentabilidad supera el coste del capital invertido. En el supuesto de evaluar dos proyectos excluyentes se optará por la TIR más alta, aunque siempre se considerará el riesgo, duración e inversión iniciales.

- $VAN = 56840,3 \text{ €}$

El valor actual neto empresa una medida de rentabilidad en términos absolutos netos, véase la cantidad de dinero en € de los que se beneficiará la PYME durante la vida útil de la instalación una vez esté amortizada. En definitiva, trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado por lo que se tienen en cuenta los diferentes vencimientos de los flujos netos de caja.

- $DPBT = 4,04 \text{ años}$

El plazo de recuperación simple, o payback es un criterio de liquidez. Representa el tiempo que tarda en recuperarse la inversión, teniendo en cuenta el momento en el que se producen los flujos de caja. Es un método adecuado para evaluar inversiones arriesgadas complementándose con el VAN o la TIR. Teniendo en cuenta que la vida útil de la instalación FV es de 25 años puede concluirse que es un plazo más que favorable el poder amortizarla en 4 años.

- $PIM = 359\%$

El índice de rentabilidad modificado se calcula dividiendo los beneficios netos futuros llevados a valor presente por el costo del capital, puede considerarse como un margen de beneficio no descontado que incluye el costo de los recursos utilizados.

Por tanto, el PIM corresponde exactamente al margen de beneficio del proyecto de inversión ya que relaciona el VAN (beneficio económico real) con la inversión inicial.



TRABAJO FIN DE GRADO

“SFCR para autoconsumo en nave
industrial. Estudio PVPC y libre mercado”

ESTUDIO SEGURIDAD Y SALUD



1 – OBJETO DEL ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

El propósito de la presente investigación consiste en abordar la obligatoriedad de la observancia del Real Decreto 1627/1997 de 24 de octubre, que establece las disposiciones mínimas en materia de seguridad y salud aplicables a las obras.

La obra sujeta a dicha exigencia corresponde a la instalación de un sistema FV conectado a la red, orientado al autoconsumo con una potencia de generador de 26,04 kWp.

El presente documento delinea las medidas de seguridad y salud inherentes a los distintos elementos de la instalación, así como su alcance sobre los trabajadores, incluyendo autónomos y subcontratados, que participen en la ejecución de dicha instalación. Se contemplan previsiones relativas a posibles accidentes, enfermedades y acciones laborales que puedan conllevar riesgos para los equipos y/o la salud.

Cabe destacar que resultará de aplicación imperativa la Ley 31/1995 de 8 de noviembre de Prevención de Riesgos Laborales, la cual establece la obligación del empresario titular de un centro de trabajo de informar y proporcionar instrucciones adecuadas en relación con los riesgos inherentes al centro de trabajo, así como las correspondientes medidas de protección y prevención.

En virtud de este Estudio Básico de Seguridad y Salud, el Contratista elaborará un Plan de Seguridad y Salud, teniendo en consideración las diversas circunstancias asociadas a los trabajos objeto del proyecto.



1.1 – Designación de un coordinador

Para asegurar una implementación adecuada, el responsable de la promoción de la obra se encargará de designar a un coordinador encargado de la Seguridad y Salud para la totalidad de la ejecución del proyecto. De acuerdo con lo estipulado en el Real Decreto 1627/1997, en este contexto, el coordinador de Seguridad y Salud para la elaboración de este proyecto será el ingeniero encargado de su realización.

En situaciones que involucren la intervención de dos o más empresas en la confección del generador fotovoltaico, el promotor deberá nuevamente designar un coordinador que supervise la totalidad de la ejecución de la instalación. Es importante destacar que la designación de un coordinador no exime al promotor de sus responsabilidades.

La validez del Estudio de Seguridad y Salud se inicia desde la fecha en que se efectúe el visado del proyecto base de ejecución por el respectivo Colegio Oficial y la aprobación explícita del Plan de Seguridad por el Coordinador en materia de Seguridad e Higiene. Este último será responsable de su control y seguimiento durante la ejecución de la obra. Su aplicación es vinculante para todo el personal propio de la empresa adjudicataria, así como para aquel dependiente de otras empresas subcontratadas por la misma y para los diversos trabajadores autónomos que lleven a cabo sus labores dentro del recinto de la obra, independientemente de las condiciones contractuales que regulen su participación en la misma.

El Estudio de Seguridad y Salud se aplicará durante todo el período de ejecución de la instalación fotovoltaica, conforme lo establece la Ley de Prevención de Riesgos Laborales. Este estudio será de aplicación específica para contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos, durante la instalación y mantenimiento del GFV, la selección de puestos y áreas de trabajo, la manipulación de elementos de trabajo y equipos auxiliares, la puesta en marcha y pruebas correspondientes, así como durante la recogida de materiales empleados que, simultáneamente, puedan presentar riesgos, y durante la eliminación de escombros y residuos.



1.2 – Actividades a realizar

La ejecución de la obra abordada en el presente estudio requiere la realización de una serie de trabajos o actividades específicas, a saber:

1. Instalación de la estructura de soporte destinada a los módulos FV
2. Montaje e instalación de los propios módulos FV.
3. Conexión integral de todos los módulos FV.
4. Desarrollo de canalizaciones, tanto aéreas como subterráneas, para el tendido del cableado eléctrico que alimentará la red de corriente continua y alterna de los diversos subgeneradores de la planta, así como de los servicios auxiliares y la señalización.
5. Conexión efectiva de los módulos fotovoltaicos con el inversor.
6. Implementación de la instalación eléctrica de baja tensión, estableciendo la conexión entre el inversor y el cuadro general de la instalación industrial.
7. Instalación de elementos de protección pertinentes.
8. Establecimiento de la infraestructura para la puesta a tierra.

1.3 – Normativa técnica

El marco normativo aplicable al presente contexto contempla una serie de disposiciones legales y reglamentarias que rigen la seguridad y salud en el ámbito laboral, detalladas a continuación:

1. Estatuto de los Trabajadores, modificado conforme al RD Legislativo 1/1995 del 24 de marzo.
2. Ley 31/1995 del 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
3. Real Decreto 39/1997 del 24 de octubre, que aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
4. Real Decreto 1627/1997 del 24 de octubre, que establece disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
5. Real Decreto 614/2001 del 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección, seguridad y salud de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.



6. Real Decreto 374/2001 del 6 de abril, sobre la protección de la salud y la seguridad de los trabajadores contra riesgos relacionados con agentes químicos durante el trabajo.
7. Real Decreto 379/2001 del 6 de abril, que aprueba el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.
8. Real Decreto 783/2001 del 6 de julio, por el cual se aprueba el Reglamento sobre Protección Sanitaria frente a Radiaciones Ionizantes.
9. Real Decreto 485/1997 del 14 de abril, sobre disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud laboral.
10. Real Decreto 486/1997 del 14 de abril, que establece disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
11. Real Decreto 487/1997 del 14 de abril, que establece disposiciones mínimas de Seguridad y Salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, particularmente dorsolumbares, para los trabajadores.
12. Real Decreto 488/1997 del 14 de abril, que establece disposiciones mínimas de Seguridad y Salud relativas al trabajo con equipos que incluyen pantallas de visualización.
13. Real Decreto 664/1997 del 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes biológicos durante el trabajo.
14. Real Decreto 665/1997 del 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo, con sus modificaciones posteriores en el RD 1124/2000 del 16 de junio.
15. Real Decreto 773/1997 del 30 de mayo, por el cual se establecen las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.



16. Real Decreto 1215/1997 del 18 de julio, que establece las disposiciones mínimas de Seguridad y Salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
17. Real Decreto 1316/1989 del 27 de octubre, sobre protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de la exposición al ruido durante el trabajo y sus modificaciones posteriores del 9 de diciembre de 1989 y el 26 de mayo de 1990.
18. Orden del 30 de junio de 1996, que aprueba el texto revisado del Reglamento de Aparatos Elevadores.
19. Real Decreto 1435/1992 del 27 de noviembre, sobre seguridad en las máquinas.
20. Real Decreto 1407/1992 del 20 de noviembre, que regula las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individuales.
21. Reales Decretos que aprueban los Reglamentos sobre clasificación, envasado y etiquetado de sustancias peligrosas (R.D. 2216 del 23 de octubre de 1985 y R.D. 1078 del 2 de julio de 1993).
22. Resolución del 30 de abril de 1984, sobre las verificaciones de las instalaciones eléctricas antes de su puesta en marcha.
23. Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (R.D. 3275/1982 del 12 de noviembre) e Instrucciones Técnicas Complementarias.
24. Real Decreto 1244/1979 del 4 de abril, que aprueba el Reglamento de Aparatos a Presión.



-
25. Decreto 842/2002 del 2 de agosto, por el cual se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias. Real Decreto 223/08 del 15 de febrero, por el cual se aprueba el Reglamento de Líneas de Alta Tensión.
26. Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo (O.M. del 9 de marzo de 1971. B.O.E. del 16 de marzo de 1971), específicamente en sus capítulos que no han sido derogados.
27. Norma Básica de la Edificación.
28. Normas UNE y NTE aplicables, según la fase de la obra.

1.4 – Entorno y condiciones del terreno

Conociéndose la ubicación, un polígono industrial y en la cubierta de una nave, no se contemplan alteraciones significativas en la red eléctrica ni en el entorno.

1.5 – Responsabilidad de implantación

La entidad encargada de elaborar y supervisar el Plan de Seguridad y Salud corresponderá a la empresa contratista.

2 – PLAZO DE EJECUCIÓN DE LAS OBRAS Y MANO DE OBRA

2.1 – Elementos a utilizar

En el transcurso de la ejecución de la obra, se contempla la utilización de maquinaria y herramientas específicas, detalladas a continuación:

Para la elevación del material a cubierta:

- Plataforma de Tijera Diesel 15m - Haulotte - H15 SX Camión cuba.

Para el transporte del material a la nave.

- Furgoneta Renault Trafic.

Herramientas:

- Diversas herramientas de mano.



2.2 – Implantación de medidas

Tanto la entidad contratante principal como las empresas subcontratadas vinculadas a ella asumen conjuntamente la responsabilidad de proporcionar y mantener las condiciones de salubridad y confort necesarias para albergar a la totalidad del personal participante en el proyecto.

Conforme a lo anteriormente expuesto, la entidad contratista principal se erige como la responsable de implementar una serie de medidas específicas. Dichas medidas comprenden la provisión de elementos necesarios para la limpieza, maquinaria y herramientas, así como la contratación de personal y la facilitación de los objetos requeridos para llevar a cabo estas acciones, en caso de ser necesario.

El recinto destinado a la obra debe cumplir con un conjunto de condiciones esenciales y obligatorias, ya sea a través de adquisición directa o arrendamiento, con el propósito de asegurar un ambiente que garantice salubridad y bienestar a los trabajadores involucrados en el proyecto. Las condiciones provisionales a satisfacer son las siguientes:

1. Disponibilidad de aseos para ambos sexos, estratégicamente ubicados en un área apartada de los comedores y vestuarios, con una rutina de limpieza diaria a cargo de personal designado y un sistema de ventilación continua, especialmente en zonas cerradas de trabajo.
2. Equipamiento integral en los aseos, que incluya elementos como papel higiénico, conexión a la red de saneamiento, garantías de higiene y limpieza, así como descarga automática de agua.
3. Establecimiento de un número mínimo de inodoros para hombres, con la condición de que, en caso de que el contingente de trabajadores supere los 20, se exija un inodoro adicional por cada 15 trabajadores.
4. Definición de un número mínimo de inodoros para mujeres, con la misma condición de incremento en caso de superar los 20 trabajadores.
5. Establecimiento de vestuarios segregados por género, sujetos a una rutina diaria de limpieza a cargo de personal asignado, con suelos de superficie lisa y aislamiento térmico.



-
6. Establecimiento de una superficie mínima de 1,25 metros cuadrados por persona en los vestuarios.
 7. Implementación de sistemas de calefacción y ventilación en los vestuarios.
 8. Asignación de una ducha por cada 5 trabajadores.
 9. Disponibilidad de bancos en las áreas destinadas a los vestuarios.
 10. Implementación de instalaciones que garanticen agua caliente y fría.
 11. Dotación integral de útiles de limpieza para el personal encargado de la limpieza.
 12. Instalación de taquillas guardarropa con cierre individual mediante clave o llave, y con doble compartimento para la separación de pertenencias entre el vestuario de trabajo y el de calle, con asignación de dos perchas por cada trabajador contratado o subcontratado directamente por la empresa constructora.

2.3 – Botiquín de primeros auxilios

Esta exigencia se configura como una obligación normativa aplicable a la totalidad de los centros de trabajo. Se impone la necesidad de disponer, como mínimo, de un equipamiento básico recomendado, entre el cual destaca la inclusión de un armario botiquín que albergue desinfectantes, antisépticos autorizados, gasas estériles, algodón hidrófilo, vendas, esparadrapo, apósitos, adhesivos, tijeras, pinzas y guantes desechables.



3 – IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

En la instalación de módulos y dispositivos como inversores, cajas de protección y medida, se identifican diversos riesgos, detallados a continuación:

1. Caída de personas al mismo nivel: Este riesgo puede manifestarse debido a obstáculos, sustancias resbaladizas, desniveles del terreno, conductores o cables expuestos, bancadas o tapas sobresalientes, restos de materiales, barro, tapas y losetas mal asentadas, pequeñas zanjas, entre otros.
2. Caída de personas a distinto nivel: Se refiere a situaciones en las que se realizan trabajos en zonas elevadas sin la protección adecuada, como barandillas, muretes o antepechos. Los accesos a estas áreas, así como huecos sin protección, constituyen zonas de riesgo.
3. Caída de objetos: Durante la ejecución del proyecto, existe el riesgo de que objetos se desplacen desde un nivel superior a otra zona de trabajo, ya sea durante operaciones de transporte y elevación manual o mecánica.
4. Desprendimientos, desplomes y derrumbes: Incluye riesgos relacionados con estructuras fijas o temporales, tales como caída de escaleras portátiles, desplome de apoyos, estructuras o andamios, vuelco de cestas o grúas, desprendimiento o desplome de muros, y hundimientos de zanjas o galerías.
5. Choques y golpes: Pueden ocurrir al entrar en contacto con partes salientes de máquinas, instalaciones o materiales, estrechamientos de zonas de paso, vigas, conductos a baja altura, o durante el manejo de herramientas y maquinaria con partes en movimiento.
6. Contactos eléctricos: Existe la posibilidad de lesiones o daños causados por el paso de corriente eléctrica a través del cuerpo.
7. Arco eléctrico: Plantea la posibilidad de lesiones o daños provocados por quemaduras al producirse un arco eléctrico.
8. Sobreesfuerzos o carga física dinámica: Puede dar lugar a lesiones o daños en músculos o el esqueleto debido al desequilibrio entre las exigencias de la tarea y la capacidad física del trabajador.



9. Incendios: Pueden surgir o propagarse incendios como consecuencia de la actividad laboral y las condiciones del lugar de trabajo.
10. Reacciones: Comprenden mordeduras, picaduras, irritaciones, sofocos, alergias, etc., que pueden ser provocados por vegetales, animales, residuos y otras condiciones presentes en la instalación, generando riesgos adicionales.

4 – MEDIDAS DE PREVENCIÓN

Se hace necesario implementar medidas cautelares contra contactos eléctricos directos e indirectos en corriente continua (CC) y baja tensión (BT), así como para prevenir posibles arcos eléctricos en ambas fuentes. Dada la considerable presencia de componentes en CC y baja tensión en esta instalación, se proponen las siguientes acciones:

1. Formación especializada en cuestiones eléctricas: Todo el personal deberá recibir formación de acuerdo con lo estipulado en el RD 614/2001, adecuando la instrucción a la función específica que desempeñará en el ámbito laboral.
2. Utilización de Equipos de Protección Individual (EPIs): Se requerirá el uso de EPIs pertinentes para garantizar la seguridad del personal durante la ejecución de las tareas.
3. Coordinación con la Empresa Suministradora: Resulta fundamental coordinarse con la empresa suministradora a fin de definir las maniobras eléctricas a llevar a cabo, cuando ello sea necesario.
4. Adherencia a procedimientos de descargo de instalaciones eléctricas: Se deberán observar los procedimientos adecuados para realizar el descargo de instalaciones eléctricas cuando la situación lo requiera.
5. Aplicación de los siguientes principios:
 - Desconexión de todas las fuentes de tensión.
 - Enclavamiento o bloqueo, en la medida de lo posible, de los dispositivos de corte y señalización siempre en el mando.
 - Verificación de la ausencia de tensión, puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión.



-
- Protección frente a elementos cercanos en tensión.
 - Establecimiento de señalización de seguridad adecuada, delineando claramente la zona de trabajo.
6. Apantallamiento en caso de proximidad de elementos en tensión: Se deberá realizar un apantallamiento adecuado, considerando las distancias establecidas por el Real Decreto 614/2001.
 7. Información al personal por parte del Jefe de Trabajo: El Jefe de Trabajo tiene la responsabilidad de informar a todo el personal sobre la situación de la zona de trabajo y la ubicación de los puntos en tensión más cercanos.

Se impone la condición de que todos los trabajadores posean la formación exigida por el Real Decreto 614. La caída desde alturas, debido a las severas implicaciones que podría conllevar, se erige como un riesgo crítico que requiere una formación apropiada para el personal expuesto a esta contingencia. Paralelamente, se deben considerar otras medidas para el cumplimiento normativo y la seguridad global:

1. Protección y medidas preventivas para equipos y medios de seguridad conforme a la normativa vigente.
2. Prohibición de acceso a personal, tanto propio como de terceros, en proximidad a maquinaria de gran envergadura sin una justificación pertinente.
3. Veto de entrada a la obra para personal ajeno a la misma.
4. Señalización clara del perímetro de la obra y de los puntos más peligrosos.
5. Mantenimiento riguroso de todas las maquinarias y herramientas.
6. Verificación del cumplimiento de los límites de carga de los camiones, ajustándose a la reglamentación correspondiente.
7. Utilización de andamios, plataformas y equipos específicos para evitar riesgos.
8. Utilización de indumentaria de protección personal durante su vida útil.



-
9. Reemplazo oportuno de prendas o equipos deteriorados, antes de que su vida útil concluya.

5 – PROTECCIONES

Es imperativo que se implementen las siguientes medidas de protección sobre la indumentaria de trabajo, considerando diversos aspectos de seguridad:

1. Protección de la cabeza:
 - Cascos de protección: Su utilización es obligatoria para todas las personas involucradas en la instalación.
 - Protectores auditivos: Deberán ser empleados en situaciones en las que el nivel de ruido supere los 80 decibelios (dBA).
 - Gafas contra impacto y antipolvo: Su uso continuo es requerido para todas las personas presentes en la instalación.
 - Gafas de soldadura: Deberán ser utilizadas siempre que se lleven a cabo trabajos de soldadura.
2. Protecciones del cuerpo:
 - Monos de trabajo: Se deberán portar durante toda la jornada laboral.
 - Impermeables: Necesarios para situaciones en las que exista humedad durante los trabajos.
 - Mandil de cuero: Indispensable para todos los trabajos de soldadura.
 - Chalecos reflectantes: Deberán ser utilizados en todo momento por el personal de trabajo en situaciones que requieran señalización.
3. Protección de las extremidades:
 - Polainas de cuero para la soldadura.
 - Calzado con puntera y suela metálica.
 - Botas impermeables: Se requerirán en caso de realizar trabajos en presencia de humedad.

Estas medidas de protección buscan salvaguardar la integridad física de los trabajadores durante la ejecución de las tareas, abordando de manera específica los riesgos asociados con cada aspecto de la vestimenta en función de las distintas situaciones laborales. La observancia rigurosa de estas disposiciones contribuirá significativamente a la prevención de posibles accidentes y garantizará un entorno laboral seguro.



6 – PREVENCIÓN DE RIESGOS COLECTIVOS

La señalización en el lugar de trabajo debe ajustarse rigurosamente a lo dispuesto en el Real Decreto 485/1997 del 14 de abril, el cual establece las siguientes directrices:

1. Uso obligatorio de Equipos de Protección Individual (EPIs): Cinturones de seguridad, protectores auditivos, cascos, botas previamente mencionadas y guantes son de uso imperativo.
2. Prohibición del acceso a personal no autorizado.
3. Prohibición de encender fuego en el área de trabajo.
4. Prohibición de fumar en el lugar designado.
5. Señalización clara de las zonas críticas, así como la localización de botiquines y extintores.
6. En relación con la instalación eléctrica, se deben llevar a cabo adecuadas puestas a tierra e instalar interruptores diferenciales para garantizar la protección de las personas.

Finalmente, en cuanto a las normas relativas al manejo de materiales, se establecen las siguientes directrices:

1. Realizar el levantamiento de cargas utilizando las piernas flexionadas y evitando doblar la columna vertebral.
2. Realizar el transporte de pesos de manera equilibrada.
3. Evitar giros bruscos al cargar materiales.
4. No posicionarse en la trayectoria de maquinaria que transporte carga.

Estas normativas buscan promover un entorno de trabajo seguro y saludable, enfocándose en la prevención de riesgos y la protección de la integridad física de los trabajadores. Su estricto cumplimiento contribuirá a mantener condiciones laborales seguras y eficientes.



7 – CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA OBRA

Existen una serie de requisitos esenciales que deben cumplir todo tipo de obras, detallados a continuación:

1. Descripción de la obra y situación:

Se requiere la elaboración de un anexo específico que aborde la situación de la obra, en consonancia con los lineamientos establecidos en el Estudio de Seguridad y Salud. Este anexo deberá identificar y analizar posibles contratiempos relacionados con la ubicación, ya sea vinculados al medio de transporte empleado o a posibles complicaciones en el acceso.

2. Suministro de energía eléctrica:

La responsabilidad del suministro de energía eléctrica recae en la Empresa adjudicataria. Esta entidad deberá asegurar el abastecimiento adecuado a la industria, instalando los puntos de conexión necesarios de acuerdo con los requerimientos del proyecto.

3. Suministro de agua potable:

El suministro de agua potable se obtendrá de los conductos disponibles en la zona o región circundante. Desde el inicio de la ejecución de la obra, es imperativo contar con los medios mínimos necesarios para garantizar un suministro continuo y suficiente de agua.

4. Servicios higiénicos:

Conforme a lo mencionado previamente, es fundamental contar con los servicios higiénicos reglamentarios en el lugar de la obra. Estos deben cumplir con las disposiciones normativas establecidas para garantizar condiciones sanitarias adecuadas para el personal involucrado en la ejecución de la obra.