

UNIVERSIDAD MIGUEL HERNÁNDEZ DE ELCHE

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR DE ELCHE

GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA



"PROYECTO DE ENERGÍA
FOTOVOLTAICA PARA UNA ZONA
RURAL SIN CONEXIÓN A RED"

TRABAJO FIN DE GRADO

Noviembre -2024

AUTOR: Pedro Antonio Costa Guirao

DIRECTOR: Sergio Valero Verdu

ÍNDICE

1. MEMORIA DESCRIPTIVA	6
1.1 CONSIDERACIONES GENERALES	6
1.1.1 <i>BENEFICIOS EN VIVIENDAS CONECTADAS A LA RED</i>	6
1.1.2 <i>BENEFICIOS EN VIVIENDAS AISLADAS (OFF-GRID)</i>	6
1.2 ANTECEDENTES	7
1.3 OBJETO DEL PROYECTO	8
1.3.1 <i>OBJETIVO GENERAL</i>	8
1.3.2 <i>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</i>	8
1.4 TITULAR, NOMBRE Y DOMICILIO FISCAL	8
1.5 PROYECTISTA, NOMBRE Y DOMICILIO FISCAL	8
1.6 EMPLAZAMIENTO DE LA PROPIEDAD	9
1.6.1 <i>DESCRIPCIÓN GENERAL</i>	9
1.6.2 <i>DESCRIPCIÓN CLIMATOLÓGICA</i>	9
1.6.3 <i>SITUACIÓN, LOCALIZACIÓN Y REFERENCIA CATASTRAL</i>	9
1.7 UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN	11
1.8 CUMPLIMIENTO DEL REGLAMENTO DE BAJA TENSIÓN	12
1.9 MODALIDAD DE AUTOCONSUMO	13
1.10 MARCO NORMATIVO	13
1.11 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN Y COMPONENTES	15
1.11.1 <i>DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN</i>	15
1.11.2 <i>MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</i>	15
1.11.2.1 <i>DESCRIPCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE LA “ZONA A”</i>	16
1.11.2.2 <i>DESCRIPCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE LA “ZONA B”</i>	16
1.11.3 <i>INVERSOR</i>	17
1.11.4 <i>ACUMULADORES</i>	18
1.11.5 <i>GRUPO ELECTRÓGENO</i>	19
1.11.6 <i>OPTIMIZADORES DE MÓDULOS SOLARES</i>	20
1.11.7 <i>CABLEADO</i>	21
1.11.7.1 <i>CABLEADO CONTINUA</i>	21
1.11.7.2 <i>CABLEADO ALTERNA</i>	23
1.11.7.3 <i>ACCESORIOS GENERALES DEL CABLEADO</i>	24
1.11.8 <i>ACCESORIOS DE LA INSTALACIÓN</i>	25
1.12 ESTUDIO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA	26
1.12.1 <i>CONSIDERACIONES GENERALES</i>	26
1.12.2 <i>DEMANDA ENERGÉTICA DURANTE EL VERANO</i>	26
1.12.3 <i>DEMANDA ENERGÉTICA DURANTE EL INVIERNO</i>	27
1.12.4 <i>DEMANDA DE POTENCIA</i>	27
1.13 ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	28
1.13.1 <i>ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS DE LA ZONA A</i>	28
1.13.2 <i>ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS DE LA ZONA B</i>	29
1.14 INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	29
1.15 PLANIFICACIÓN TEMPORAL	30
2. CÁLCULOS	31
2.1 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	31
2.1.1 <i>DIMENSIONAMIENTO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS</i>	31
2.1.1.1 <i>INTRODUCCIÓN</i>	31
2.1.1.2 <i>CÁLCULO DE LAS HSP</i>	31
2.1.1.3 <i>ANÁLISIS DE LOS MÓDULOS DE LA “ZONA A” COMO ELEMENTO ARQUITECTÓNICO</i> <i>ARROJADOR DE SOMBRA</i>	33
2.1.1.4 <i>ÁNÁLISIS DE LA CANTIDAD MÍNIMA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS PARA LA GENERACIÓN</i> 35	
2.1.2 <i>DIMENSIONAMIENTO ACUMULADORES</i>	38
2.1.2.1 <i>SISTEMA DE VOLTAJE</i>	38
2.1.2.3 <i>CAPACIDAD DE LOS ACUMULADORES</i>	39
2.1.3 <i>DIMENSIONAMIENTO INVERSOR</i>	41

2.1.3.1	TIPO DE ONDA.....	41
2.1.3.2	POTENCIA DE SALIDA NOMINAL	41
2.1.3.3	CORRIENTE DE ENTRADA	42
2.1.3.4	MÁXIMO Y MÍNIMO DE PANELES SOLARES ACEPTADOS POR EL INVERSOR.....	42
2.1.3.5	RANGOS DE VOLTAJE A LA ENTRADA DEL INVERSOR.....	44
2.1.3.6	POTENCIA DE ENTRADA AL INVERSOR	45
2.2	CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN	51
2.2.1	ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS	51
2.2.2	ÁNGULO DE INCLINACIÓN ÓPTIMO, MEDIANTE FORMULA GENERAL	51
2.2.3	ÁNGULO DE INCLINACIÓN ÓPTIMO, MEDIANTE PVGIS.....	51
2.2.4	COMPROBACIÓN LÍMITES POR PÉRDIDAS DE ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBRAS SEGÚN EL CÓDIGO TÉCNICO DE LA EDIFICACIÓN.....	52
2.2.5	RESULTADOS ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN	54
2.3	CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN	55
2.3.1	CONFIGURACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CON OPTIMIZADORES.....	55
2.3.1.1	COMPATIBILIDAD ENTRE MÓDULOS.....	55
2.3.1.2	ESQUEMA DE LA CONFIGURACIÓN	56
2.3.1.3	JUSTIFICACION DE LOS OPTIMIZADORES	58
2.3.1.4	CONEXIONADO.....	59
2.3.2	CONFIGURACIÓN DE LOS ACUMULADORES	60
2.3.2.1	CONEXIONADO Y ESQUEMA DE LA CONFIGURACIÓN.....	60
2.3.3	CONFIGURACIÓN DEL INVERSOR.....	62
2.3.4	CONFIGURACIÓN DEL MONITOR DE NIVEL DE BATERÍA.....	67
2.4	SEPARACIÓN MÓDULOS	68
2.4.1	SEPARACIÓN MÓDULOS DE LA ZONA A.....	68
2.4.2	SEPARACIÓN MÓDULOS DE LA ZONA B.....	68
2.5	DIMENSIONAMIENTO Y PROTECCIÓN DE LOS CIRCUITOS POR TRAMOS	69
2.5.1	GENERALIDADES	69
2.5.2	ASIGNACIÓN DE LOS TRAMOS.....	69
2.5.3	UBICACIÓN ESTIMADA DE LOS TRAMOS.....	70
2.5.4	CÁLCULOS SECCIONES Y PROTECCIONES POR TRAMOS	71
2.5.4.1	DATOS DE LOS TRAMOS.....	71
2.5.4.2	CONSIDERACIONES Y NORMATIVAS GENERALES.....	71
2.5.4.3	CÁLCULO DE SECCIÓN. CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN.....	72
2.5.4.4	CÁLCULO DE SECCIÓN. CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA.....	74
2.5.4.5	SELECCIÓN DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD. INTENSIDAD NOMINAL.....	78
2.5.4.6	SELECCIÓN DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD. PODER DE CORTE POR CORTOCIRCUITO	79
2.5.4.7	RESULTADOS DE SECCIONES Y PROTECCIONES.....	81
2.5.5	TUBOS, CANALES PROTECTORAS Y CONDUCTOR DE TIERRA.....	82
2.6	PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA.....	83
2.6.1	REQUISITOS DE DISEÑO	83
2.6.2	PROTECCION MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	84
2.6.3	PROTECCION ACUMULADORES	85
2.7	PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA	85
2.7.1	REQUISITOS DE DISEÑO	85
2.7.2	PROTECCIÓN CGPM Y GRUPO.....	86
2.8	PUESTA A TIERRA	87
2.9	CALCULO ESTRUCTURAL	88
2.9.1	RESITENCIA MECÁNICA ESTRUCTURA PRINCIPAL.....	88
2.9.1.1	CREACIÓN DE LA ESTRUCTURA EN MODELO DE ALAMBRES.....	88
2.9.1.2	ENSAMBLAJE Y ELECCIÓN DE LOS MATERIALES QUE COMPONEN LA ESTRUCTURA.....	89
2.9.1.3	FUERZAS APLICADAS A LA ESTRUCTURA.....	90
2.9.1.4	SIMULACIÓN CON VIENTO	94
2.9.1.5	SIMULACIÓN CON NIEVE.....	96
2.9.1.6	RESULTADOS	98
2.9.2	RESISTENCIA DEL ANCLAJE DEL SOPORTE DE LOS MÓDULOS	100
2.9.3	RESISTENCIA MECÁNICA DE LOS MÓDULOS.....	100
2.9.4	SOBRECARGAS DE USO	101
2.10	INFORME DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA Y MÁXIMA	102

3. PRESUPUESTO	106
3.1 CAPÍTULO 1: ELEMENTOS PRINCIPALES	106
3.2 CAPÍTULO 2: CABLEADO Y CANALIZACIONES	107
3.3 CAPÍTULO 3: PROTECCIONES	109
3.4 CAPÍTULO 4: SEGURIDAD Y SALUD	110
3.5 CAPÍTULO 5: ACCESORIOS	111
3.6 PRESUPUESTO GLOBAL	111
3.7 ANÁLISIS ECONÓMICO	112
4. PLIEGO DE CONDICIONES	113
4.1 OBJETO	113
4.2 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS (PCT)	113
4.2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	113
4.2.2 INVERSOR/CARGADOR	113
4.2.3 BATERÍAS DE ALMACENAMIENTO	114
4.2.4 ESTRUCTURA DE SOPORTE	114
4.2.5 CABLEADO Y PROTECCIONES	114
4.2.6 CAJAS DE EMPALME	115
4.2.7 LINEAS DE DISTRIBUCIÓN Y CANALIZACIÓN	115
4.2.8 INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS	115
4.2.9 FUSIBLES	116
4.2.10 INTERRUPTORES DIFERENCIALES	116
4.2.11 PESTA A TIERRA	117
4.2.12 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS PANELES SOLARES	117
4.2.13 UBICACIÓN DE LOS EQUIPOS	118
4.2.14 CONEXIÓN A LA RED Y SISTEMAS AUXILIARES	118
4.2.15 SISTEMA DE SOPORTE Y FIJACIÓN	118
4.2.16 FORMACIÓN EN SEGURIDAD	118
4.2.17 MANTENIMIENTO PREVENTIVO	119
4.2.18 MANTENIMIENTO CORRECTIVO	119
4.2.19 INSPECCIONES Y PRUEBAS	119
4.3 PLIEGO DE CONDICIONES ADMINISTRATIVAS (PCA)	120
4.3.1 NORMATIVA APLICABLE	120
4.3.2 OPERACIÓN DEL SISTEMA	120
4.3.3 GARANTÍAS DEL SISTEMA	121
4.3.4 DOCUMENTACIÓN TÉCNICA	121
4.3.5 DOCUMENTACIÓN DE PRUEBAS Y PUESTA EN MARCHA	121
4.3.6 MANUALES Y GUÍAS	122
4.3.7 DOCUMENTACIÓN DE GARANTÍA Y SOPORTE	122
4.3.8 DOCUMENTACIÓN FINAL	122
4.3.9 GARANTÍAS Y SOPORTE TÉCNICO	123
4.4 PLIEGO DE CONDICIONES FACULTATIVAS (PCF)	124
4.4.1 ALCANCE DE LOS TRABAJOS	124
4.4.2 RESPONSABILIDADES DEL TÉCNICO DIRECTOR DE OBRA	124
4.4.3 REQUISITOS DE SEGURIDAD	124
4.4.4 CONDICIONES DE PAGO	125
4.4.5 RESPONSABILIDADES DEL CLIENTE	125
4.4.6 CONFIDENCIALIDAD	126
4.4.7 TERMINACIÓN DEL CONTRATO	126
4.4.8 RESPONSABILIDAD Y SEGURO	126
4.4.9 RECLAMACIONES Y RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS	126
5. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD	127
5.1 OBJETO	127
5.2 DATOS GENERALES DEL PROYECTO	127
5.3 JUSTIFICACIÓN	128

5.4	DESCRIPCIÓN DE LA OBRA.....	129
5.5	EQUIPOS DE PROTECCION INDIVIDUAL (EPI)	129
5.6	FASES Y ACTIVIDADES DE LA OBRA	130
5.7	EQUIPOS DE PROTECCION INDIVIDUAL POR FASES (EPI).....	131
5.8	HERRAMIENTA Y MAQUINARIA PREVISTA	132
5.9	IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RIESGOS LABORALES	133
5.10	OBLIGACIONES DEL PROMOTOR	138
5.11	COORDINADOR DE SEGURIDAD Y SALUD	138
5.12	OBLIGACIONES DE LOS TRABAJADORES	138
5.13	PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD	139
5.14	LIBRO DE INCIDENCIAS.....	139
5.15	PRIMEROS AUXILIOS.....	140
5.16	PARALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS	140
5.17	NORMATIVA APLICABLE	140
5.18	CONDICIONES Y FACILIDADES EN EL LUGAR DE TRABAJO	141
6.	MANTENIMIENTO.....	142
7.	PLANOS	145
7.1	UNIFILAR	145
7.2	SISTEMA DE CONEXIÓN DE TIERRAS.....	145
7.3	SITUACIÓN.....	145
7.4	EMPLAZAMIENTO Y CATASTRO.....	145
7.5	PLANTA.....	145
7.6	PERFIL ZONA A	145
7.7	PERFIL ZONA B	145
8.	ANEXO I: FICHAS TECNICAS	154
8.1	MÓDULOS FOTOVOLTÁICOS	154
8.2	INVERSOR	154
8.3	BATERÍAS	154
8.4	OPTIMIZADORES MODULARES	154
8.5	CABLEADO	154
8.6	GRUPO ELECTRÓGENO.....	154
9.	ANEXO II: JUSTIFICACIÓN INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS DE LA ZONA B	170
9.1	INTRODUCCIÓN	170
9.2	PRODUCCIÓN ANUAL CON INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN ÓPTIMA.....	170
9.3	PRODUCCIÓN ANUAL CON INCLINACIÓN (30º) Y ORIENTACIÓN (30º SUR-ESTE).....	171
9.4	RESULTADOS	171
10.	ANEXO III: PERIDAS EN LOS MODULOS POR CONDICIONES DIFERENTES A STC.....	172
10.1	MEDIA ANUAL DE LA IRRADIACIÓN PICO CAPTURADA	173
10.2	PÉRDIDAS CON TEMPERATURA CELULAR DIFERENTE A LAS CONDICIONES STC.....	174
10.3	PERDIDAS EN EL TRANSPORTE ENERGÉTICO.....	175
11.	BIBLIOGRAFIA.....	176

1. MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Las instalaciones fotovoltaicas, son sistemas que convierten la luz solar en electricidad.

Tienen un gran interés y beneficio tanto para viviendas conectadas a la red eléctrica como para aquellas completamente aisladas, conocidas como viviendas off-grid.

1.1.1 BENEFICIOS EN VIVIENDAS CONECTADAS A LA RED

- Ahorro en costos de electricidad

Los paneles solares generan electricidad gratuita a partir del sol, lo que puede reducir significativamente la factura eléctrica mensual.

- Generación de energía sostenible

Al usar energía solar, se reduce la dependencia de fuentes de energía fósiles y se contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

- Incremento del valor de la propiedad

Las viviendas con sistemas fotovoltaicos instalados, suelen tener un valor de mercado más alto y pueden ser más atractivas.

- Incentivos y subvenciones

En muchos lugares, existen programas de incentivos, créditos fiscales o subvenciones que pueden ayudar a financiar la instalación de paneles solares, lo que mejora aún más el retorno de la inversión.

1.1.2 BENEFICIOS EN VIVIENDAS AISLADAS (OFF-GRID)

- Autonomía energética

Las viviendas off-grid dependen completamente de sistemas de generación de energía propia. Los paneles solares les permiten generar electricidad de manera autónoma y sostenible, sin necesidad de conexión a la red eléctrica.

- Acceso a electricidad en zonas remotas

Son ideales para lugares donde no hay fácil acceso a la red eléctrica convencional.

- Fiabilidad y seguridad energética

Reducen la dependencia de combustibles fósiles en generadores eléctricos, lo que puede ser más seguro y confiable a largo plazo.

- Costos operativos reducidos a largo plazo

Aunque la instalación inicial puede ser más cara, a largo plazo, los costos de operación y mantenimiento suelen ser bajos, ya que la fuente de energía (el sol) es gratuita y abundante.

En resumen, las instalaciones solares fotovoltaicas ofrecen beneficios significativos tanto para viviendas conectadas a la red como para aquellas aisladas.

1.2 ANTECEDENTES

La residencia se encuentra ubicada en una zona rural, sin acceso a la red eléctrica convencional, lo que limita el suministro energético a métodos tradicionales, como generadores de combustión interna.

La falta de un suministro eléctrico constante afecta negativamente las actividades diarias y productivas de los residentes, quienes dependen de fuentes de energía no sostenibles basadas en el consumo de Gasolina.

Proyectos anteriores de la zona, han demostrado la viabilidad de las soluciones fotovoltaicas, que, combinadas con generadores de respaldo, aseguran el subministro energético.

En los últimos años, los avances en la tecnología de paneles solares y baterías han hecho más accesible y eficiente la implementación de sistemas autónomos de generación de energía.

El propietario busca reducir su huella de carbono mediante la adopción de energías renovables, y lograr la independencia energética a lo largo de los años.

Por todos estos motivos, se ha planteado la integración una instalación fotovoltaica aislada de la red, complementada por el almacenamiento de energía en acumuladores, y como medida previsor para periodos de baja irradiancia, se quiere instalar un grupo electrógeno de respaldo.

El titular de la residencia pone a disposición dos zonas para la instalación de módulos fotovoltaicos, la zona de terraza de la vivienda y la zona del techo del aparcamiento.

Adicionalmente, se requiere que los módulos de la terraza actúen como elemento arrojador de sombra.

1.3 OBJETO DEL PROYECTO

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Proveer una fuente de energía autónoma y sostenible mediante la instalación de un sistema solar fotovoltaico con almacenamiento en baterías y respaldo por grupo electrógeno, garantizando un suministro energético confiable y continuo, donde la red eléctrica convencional no es una opción viable.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Dimensionar el sistema fotovoltaico.
- Seleccionar y dimensionar adecuadamente las baterías para asegurar un suministro constante de energía.
- Elección de un grupo electrógeno para situaciones de baja generación solar o alta demanda energética, capaz de subministrar y satisfacer las necesidades energéticas de los residentes.
- Dimensionar secciones y protecciones para garantizar la seguridad de la instalación
- Realizar un correcto plan de mantenimiento que mantengan en estado óptimo los componentes de la instalación.

1.4 TITULAR, NOMBRE Y DOMICILIO FISCAL

Nombre: Benito Guirao Ruiz

N.I.F.:

Domicilio Fiscal: Sangonera la Seca - Murcia

Teléfono:

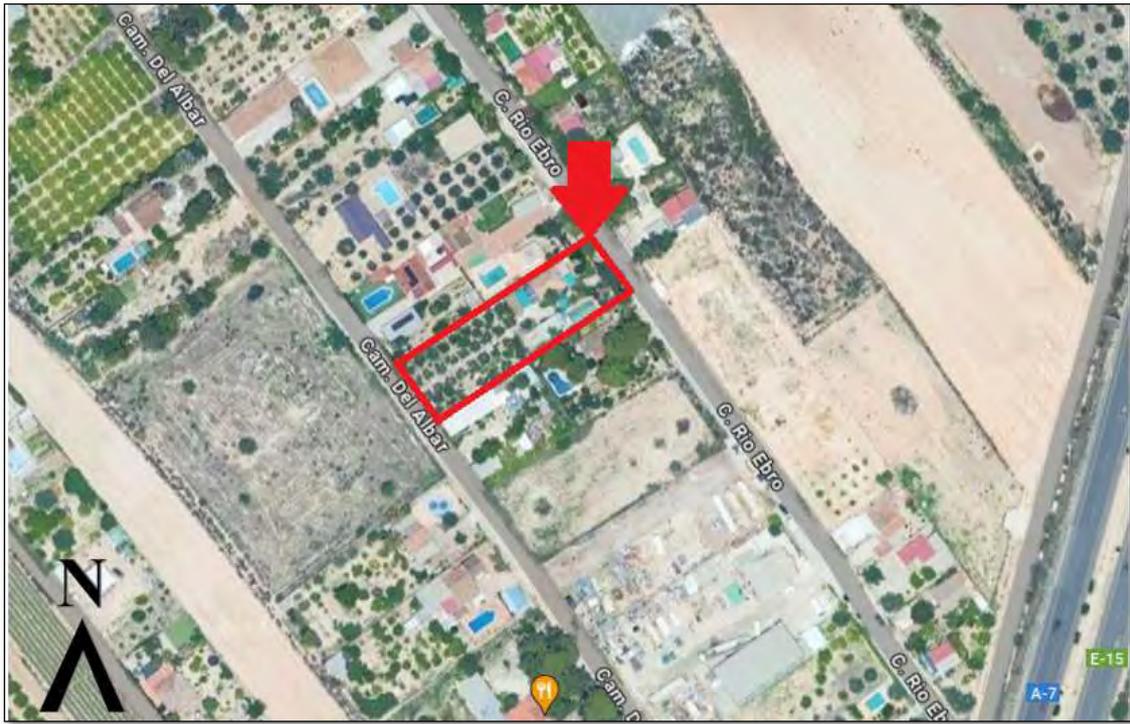
1.5 PROYECTISTA, NOMBRE Y DOMICILIO FISCAL

Nombre: Pedro Antonio Costa Guirao

N.I.F.:

Domicilio Fiscal: Alcantarilla - Murcia

Teléfono:



Dirección: C/Rio Ebro N°63 - Sangonera la Seca – Murcia

Coordenadas: 37.960113, -1.254932

Referencia catastral: 001901700XH50C0001MB

1.7 UBICACIÓN DE LA INSTALACIÓN

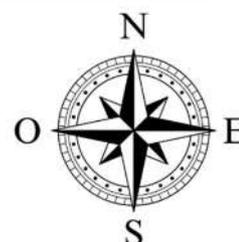
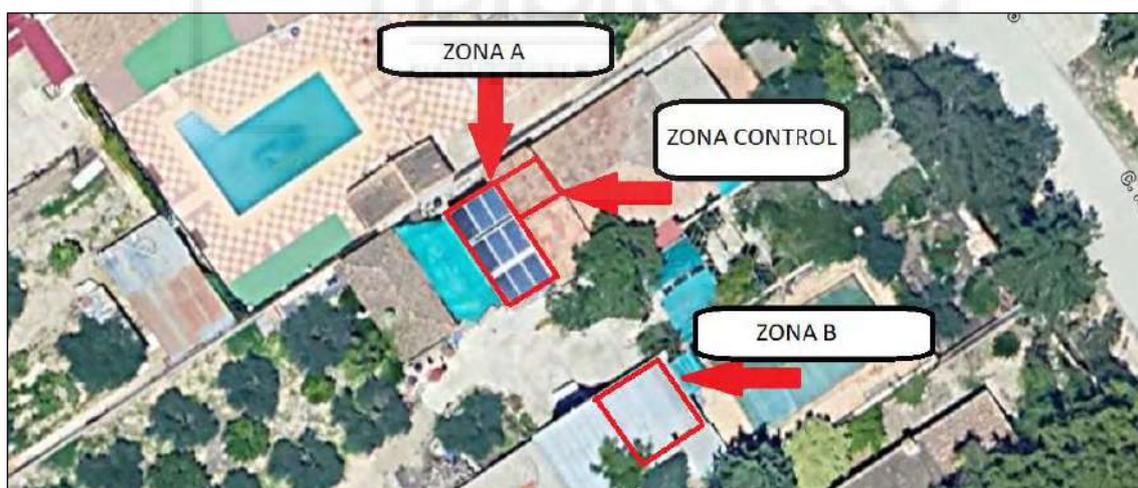
Para la instalación de los módulos solares, se dispone de las zonas A y B, donde los módulos fotovoltaicos deberán cumplir las siguientes funciones:

- **Zona A:** Generación eléctrica y elemento arquitectónico arrojadador de sombra. Ubicada en la terraza del primer piso.
- **Zona B:** Generación eléctrica. Ubicada encima del techo del aparcamiento.

Para el resto de elementos principales, inversor y acumuladores, se pone a disposición una habitación ubicada en el primer piso, en el interior de la residencia.

- **Zona de Control:** Control y almacenamiento eléctrico de la instalación.

Esta zona está optimizada para asegurar un acceso autorizado y seguro hasta los componentes críticos del sistema, garantizando el funcionamiento continuo y fiable de la instalación.



1.8 CUMPLIMIENTO DEL REGLAMENTO DE BAJA TENSIÓN

El proyecto cumplirá con lo estipulado en el “Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión”, así como con todas las normativas de aplicación al presente proyecto.

La selección y dimensionamiento de los elementos de la instalación cumplirá con la normativa de aplicación a fecha de realización del proyecto.

El cableado tendrá una capacidad superior a 125% de la intensidad calculada máxima por la instalación generadora, indicado en el “REBT” y Pliego de Condiciones para Instalaciones Aisladas proporcionado por el “IDAE”.

La estructura deberá ser capaz de soportar las condiciones climatológicas propias de la zona, siendo la principal el viento. Adicionalmente se realizará una simulación para verificar la integridad de la estructura más sensible, correspondiente al aparcamiento.

La instalación no debe sujetarse a la normativa de la compañía distribuidora de la zona, aunque se tendrá en cuenta para una posible conexión a futuro, puesto que la instalación se considerará aislada a largo plazo.

La instalación deberá contar con los debidos métodos de protección contra sobreintensidades y contra sobrecargas, así como el estudio de una adecuada integración del sistema de tierras.

Se deberá incluir todos los elementos metálicos susceptibles de estar bajo tensión eléctrica, a la red de tierras de la vivienda que existía previamente.

Se deberá cumplir con la sección del cableado tal que la caída de tensión no sea superior al 1,5% en cualquier tramo de la instalación fotovoltaica.

La protección contra sobreintensidades, en la parte de corriente continua, será proporcionada por un dispositivo de protección mediante magnetotérmico o por fusibles, dependiendo de las necesidades de la instalación y por motivos de mantenimiento.

El conjunto de acumuladores e inversor, deberán ser instalados en un recinto fresco y sin incidencia directa del sol, que garantice estar dentro del rango de temperaturas adecuado para su uso.

1.9 MODALIDAD DE AUTOCONSUMO

El presente proyecto, consistirá en la implementación de una “**Instalación generadora de Baja tensión**”, considerada en el “Real Decreto 244/2019”, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

La instalación será abastecida principalmente a través de módulos fotovoltaicos, y solo cuando por necesidades adversas climatológicas o picos de consumo así lo exijan, se pondrá en marcha el grupo de respaldo.

Para garantizar el abastecimiento, se utilizarán acumuladores OPZS de vasos de 2V, por ser los más prácticos, rentables y de fácil montaje y mantenimiento.

En la residencia existirán dos redes principales diferenciadas por el tipo corriente que portan. La que abastece a los consumos y es generadora por combustible, en corriente alterna, a una tensión de 230V y una frecuencia de 50Hz. Y otra red que funcionará en corriente continua, que corresponde con la instalación generadora solar y de almacenamiento energético.

Por estas condiciones, la instalación será una “**Instalación Fotovoltaica Aislada**”.

No existirá acceso a suministro eléctrico de la red, debido a la falta de una conexión con la red pública capaz de abastecer a corto plazo a la vivienda y la necesidad de autosuficiencia.

De manera previsor, escogeremos un inversor capaz de realizar la conexión a red, cuando se disponga de ella y se requiera de su enlace con la residencia.

1.10 MARCO NORMATIVO

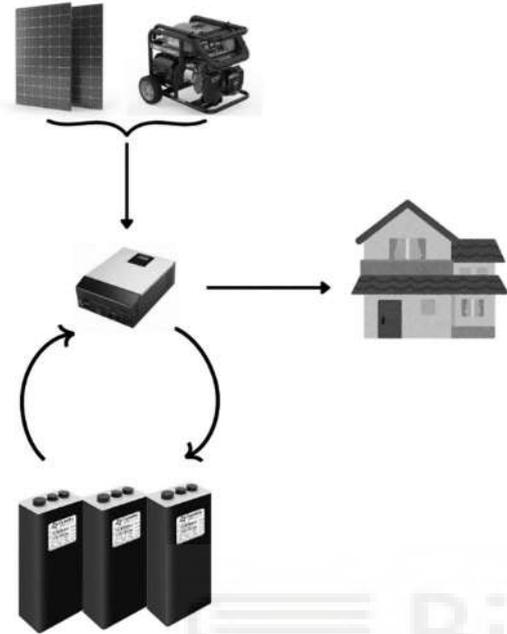
Para el presente proyecto, se utilizará la normativa indicada a continuación:

- Real Decreto 244/2019 (“Regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica”)
- Ley 54/1997 (“BOE-A-1997-25340”).
- Real Decreto 842/2002 (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión).
- Real Decreto 314/2006 (Código Técnico de la Edificación).
- Real Decreto 900/2015 (“Condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo”).

- Real Decreto 413/2014 (“Actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos”).
- Resolución de 31 de mayo de 2001 (“Acuerdos multilaterales”).
- Real Decreto 661/2007 (“Actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial”).
- Real Decreto 1955/2000 (“Actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica”).
- Ley 24/2013 (“Aunque regula las instalaciones conectadas a red, establece el marco general para la generación de energía y aspectos como la seguridad y la eficiencia”).
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, (“Prevención de Riesgos Laborales”).
- Real Decreto 1627/1997 (“Disposiciones Mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción”).
- Real Decreto 1849/2000 (“Reglamento sobre la utilización de aparatos y productos industriales”).
- Real Decreto 1215/1997 (“Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo”).
- Real Decreto 542/2020 (“Establecimiento de especificaciones técnicas adecuadas tendentes a prevenir a los usuarios contra los riesgos derivados de la utilización de aparatos y productos industriales.”).
- Código Técnico de la Edificación (CTE) (“Regula los requisitos para el diseño y construcción de edificios, incluyendo aspectos relacionados con la eficiencia energética y la integración de energías renovables, como la solar, en edificaciones aisladas”).

1.11 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN Y COMPONENTES

1.11.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA INSTALACIÓN



Los módulos fotovoltaicos se encargarán de captar la energía solar.

Esta energía será llevada a través del inversor a los acumuladores, baterías opzs de 2V, y al cuadro principal de la residencia.

Cuando no haya irradiación solar los acumuladores de energía la proporcionaran.

Excepcionalmente y como medida de respaldo, en caso de largos periodos de baja radiación solar, donde no se pueda satisfacer la demanda energética con la energía con la energía almacenada en los acumuladores, se activará automáticamente el grupo de respaldo.

1.11.2 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En el presente proyecto, se emplearán módulos fotovoltaicos de diferentes marcas y potencias, debido a que tendrán más funciones que las de la generación eléctrica.

En la “Zona A”, los módulos tendrán una función adicional como elemento arquitectónico para proporcionar sombra a la terraza de la vivienda. Por este motivo, se seleccionará unos módulos más orientados a satisfacer este propósito.

Y en la “Zona B”, los módulos tendrán exclusivamente la función de generación eléctrica, por lo que se seleccionarán los que proporcionen la mejor potencia posible frente al costo.

1.11.2.1 DESCRIPCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE LA “ZONA A”

Seleccionamos el módulo, **AS-6P-340W (340W)**

El módulo proporciona calidad y fiabilidad durante un gran periodo de tiempo, según ficha técnica ofrece un rendimiento del 80% tras 30 años de uso.

Tiene unas dimensiones de 1.956x0.992 m² en superficie y un peso total de 23Kg.

Dispone de conexión rápida y fácil para hacer las uniones rápidas y eficientemente con conector tipo 4 de alta seguridad.

El módulo utiliza tecnología policristalina de silicón, el cual con los años ha mejorado significativamente y no supone mucha diferencia de rendimiento con respecto a los monocristalinos.



1.11.2.2 DESCRIPCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE LA “ZONA B”

Seleccionamos el módulo, **JAM72S30-550/MR (550W)**.

Cuenta con una garantía de eficiencia del 80% tras 25 años de uso, ofrece una potencia competitiva en un reducido espacio. Cuenta con unas dimensiones de 2.279x1.134m² en superficie y un peso de 28.6Kg.

Dispone de conexión rápida y fácil para hacer las uniones rápidas y eficientemente con conector tipo 4 de alta seguridad.

Utiliza tecnología monocristalina de PERC, los cuales ofrecen mayor potencia que los policristalinos en el mismo espacio.



1.11.3 INVERSOR

Consideraciones generales

El inversor es el elemento más crítico del sistema, y deberá ser cuidadosamente dimensionado.

Principalmente, es el encargado de administrar la energía procedente de los módulos fotovoltaicos y del grupo electrógeno.

En primer lugar, siempre que exista demanda será prioritario el abastecimiento de la vivienda, y la energía sobrante será dirigida a los acumuladores.

Es el encargado de gestionar la carga y descarga de los acumuladores, así como de su mantenimiento. Cuando se estime oportuno, se encargará de realizar las ecualizaciones de las baterías con el fin de igualar el voltaje de cada uno de los vasos.

Es el encargado de establecer el límite de potencia que es posible suministrar a la residencia, por este motivo seleccionaremos un modelo capaz de suministrar la potencia calculada en el estudio de demanda más exigente.

Seleccionamos el inversor, **AXPERT MKS II DS 5K**.

Principales características técnicas:

Es un inversor programable desde su pantalla integrada y ofrece visión de datos de energía vía ethernet.

Con una potencia máxima de 5000W/VA es capaz de satisfacer las necesidades de la vivienda.

Como cargador solar posee un gran rango efectivo comprendido entre los 90Vdc y los 430Vdc, voltaje procedente de los módulos fotovoltaicos. Admitiendo un máximo de 100A y 450Vdc.

Como subministrador energético, proporciona una tensión de 230Vac, 50/60Hz, 22A con un coseno de ϕ de 1

Y como cargador de acumuladores, ofrece carga para sistemas de hasta 54Vdc, con una carga estándar de 30A pudiendo llegar hasta los 100A según necesidades.



1.11.4 ACUMULADORES

En esta instalación, del tipo “Instalaciones generadoras aisladas”, se espera que la vida útil de los acumuladores sea elevada, procurando no elevar demasiado el coste global de la instalación. Por este motivo, empleamos baterías CPZS de 2V. Cuenta con un periodo de vida esperado entre 10 y 15 años.

Seleccionamos los acumuladores, **CYNETIC CPZS 1160**.

Características técnicas principales:

Posee unas dimensiones individuales de 198 x 119 x 595 mm y un peso de 43 Kg.

Permite una descarga de:

1160Ah en un periodo de 100 horas. (C100)

825Ah en un periodo de 10 horas. (C10)



Construcción, conexionado y mantenimiento:

Son construidos de forma estándar con una configuración estanca que evita la sulfuración de los bornes. Y un sistema de conexionado entre acumuladores prediseñado de puentes eléctricos suministrados por el propio fabricante.

Cuenta con un sistema de mantenimiento semiautomático. Como mayor inconveniente, este tipo de baterías necesita de un suministro regular de agua destilada para su funcionamiento.

Como elementos adicionales, cuentan con visor de nivel del electrolito y un sencillo sistema de abastecimiento de agua destilada, mediante un sistema en serie de tubos prediseñado.



Visor de nivel de electrolito



Llenado automático de serie



Conexiones estancas

1.11.5 GRUPO ELECTRÓGENO

El grupo electrógeno no supondrá una medida de suministro energético regular, solo se empleará en casos especiales. Cuando por condiciones climatológicas se limite la generación fotovoltaica, o cuando se prevea un aumento puntual considerable de la demanda energética.

El grupo deberá poder suministrar el 80% de la potencia nominal, valor reducido debido a que no se considera como fuente de energía principal.

Seleccionamos el grupo electrógeno, **GENERGY LIMITED 5000**.

Características técnicas principales:

- **Potencia Versátil:** Ofrece una potencia nominal continua de 4000W con la capacidad de manejar picos de hasta 4500W, lo que lo hace adecuado para iluminación, electrodomésticos y herramientas eléctricas. Gracias a la regulación electrónica de voltaje, los equipos electrónicos estarán protegidos.
- **Arranque Fácil y Cómodo:** El generador cuenta con un arranque eléctrico y manual, lo que facilita su puesta en marcha sin complicaciones. Este atributo resulta especialmente cómodo para su uso diario y en diversas condiciones.
- **Autonomía y Eficiencia:** Con un depósito de gasolina de 9 litros de capacidad, el generador puede funcionar hasta 7.3 horas continuamente. Además, su motor OHV de 4 tiempos está diseñado para un bajo consumo de combustible, lo que proporciona una eficiente gestión de la energía y una relación favorable entre la duración del funcionamiento y la capacidad del depósito.
- **Sistemas de protección:** Parada automática por falta de aceite que protege el motor de graves daños, en caso de nulo o bajo nivel de aceite lubricante.



El grupo cuenta con una garantía de 3 años por fabricante y se deberá instalar en un espacio abierto y aireado, para evitar posibles acumulaciones de gases, y deberá estar protegido de la lluvia.

1.11.6 OPTIMIZADORES DE MÓDULOS SOLARES

Consideraciones generales:

Los optimizadores de potencia, son dispositivos electrónicos instalados individualmente en los módulos solares del sistema fotovoltaico. Su función principal, es maximizar la producción de energía de cada panel ajustando su punto de máxima potencia, independientemente de los otros módulos en el sistema.

Nuestro proyecto cuenta con restricciones técnicas, estas restricciones hacen que cuente con módulos de diferentes potencias y gran superficie susceptible de ser afectada por sombras climáticas, como sombras provocadas por nubes.

Por ello, se implementará este dispositivo para resolver estas restricciones técnicas y mejorar la captación de radiación solar.

Seleccionamos el optimizador, **TIGO 700W**.

Principales beneficios:

- Maximización de la eficiencia: Cada módulo puede operar en su punto de máxima potencia óptimo, lo cual es crucial en situaciones donde hay sombras parciales, suciedad, o variaciones en la orientación e inclinación de los módulos.
- Monitoreo a nivel de módulo: Permiten un seguimiento detallado del rendimiento de cada panel, facilitando la detección de problemas y la planificación de mantenimientos.
- Mayor seguridad: Reducen automáticamente el voltaje de los paneles en situaciones de emergencia, como incendios, mejorando la seguridad del sistema.



Consideraciones clave:

- Son especialmente útiles en instalaciones con condiciones de sombra parcial o con módulos orientados en diferentes direcciones.
- La inversión en optimizadores puede incrementar el costo inicial del sistema solar, pero se compensa con una mayor producción de energía y una mejor gestión de mantenimiento.

1.11.7 CABLEADO

Para la elección del cableado, seguiremos las directrices establecidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), y las normativas que establezcan requisitos mínimos de calidad para los conductores.

1.11.7.1 CABLEADO CONTINUA

El cableado que unirá el inversor a los **módulos fotovoltaicos**, deberá cumplir con lo establecido en la norma UNE-HD 60364-7-712 (“Requisitos para sistemas de alimentación fotovoltaica”). Y la tensión de aislamiento de estándar a 1500V, EN 50618. Escogiendo el modelo en color rojo para el positivo, y el negro para el negativo.

Seleccionamos el **Cable Unifilar SOLFLEX PV ZZ-F (H1Z2Z2-K)**

Características del diseño

- Por el diseño de sus materiales, puede ser instalado a la intemperie con total garantía.
- Conductor: Cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) UNE-EN 60228
- Cubierta: Color Rojo o Negro.

Características eléctricas

- Baja tensión CA: 0,6/1kV.
- Baja tensión CC: 1,8kV.

Características térmicas

- Temperatura máxima del conductor: 120°C
- Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (Max 5 segundos)
- Temperatura mínima del servicio: - 40°C

Características frente al fuego (Cca s1b, d2, a1)

- No propagación de la llama, UNE-EN 60332-1-2
- Libre de halógenos, UNE-EN 60754
- Baja emisión de humos, UNE-EN 61034-2
- Baja emisión de gases corrosivos, UNE-EN 60754-2

Características térmicas

- Radio de curvatura: 3 x diámetro exterior.
- Resistencia a los impactos: AG2 medio.

Características químicas

- Resistencia a grasas y aceites.
- Resistencia a los ataques químicos.
- Resistencia a los rayos ultravioleta: EN 50618
- Resistencia al agua: AD8 sumergida.



El cableado, que unirá el inversor con los **acumuladores**, no se encontrará bajo irradiación directa solar, por lo que emplearemos un tipo distinto de cableado para su conexión al inversor.

Seleccionamos el **Cable Unipolar RZ1-K (AS) 0,6/1kV**

Características del diseño

- Conductor: Cobre electrolítico flexible (Clase V) según UNE-EN 60228
- Aislamiento: Polietileno reticulado (XLPE), según UNE 21123
- Cubierta: Poliolefina termoplástica tipo ST8 Libre de alógenos, según UNE 21123

Características eléctricas

- Baja tensión CA: 0,6/1kV
- Tensión de ensayo: 3500 V c.a
- Normas y certificaciones: CE

Características térmicas

- Temperatura máxima del conductor: 90°C

Características frente al fuego (Cca -s1b, d1, a1)

- No propagación de la llama, UNE-EN 60332-1-2
- No propagación de incendio, UNE-EN 60332-3
- Bajo contenido de halógenos, IEC 60754-1
- Baja emisión de humos, UNE-EN 61034-2
- Baja emisión de gases tóxicos, UNE-EN 50267
- Baja emisión de gases corrosivos, UNE-EN 60754-2



1.11.7.2 CABLEADO ALTERNA

El lado de alterna, se realiza el enlace desde el cuadro principal de producción fotovoltaica hasta el **grupo electrógeno y CGPM**.

Seleccionamos el **Cable Unifilar H07Z1-K (AS) 450/750V**

Características del diseño

- Conductor: Cobre clase 5, según UNE- EN 60288
- Aislamiento: Material termoplástico libre de halógenos, PVC

Características eléctricas

- Baja tensión CA: 450/750V
- Tensión de ensayo: 2500 V c.a
- Normas y certificaciones: CE, RoHS

Características térmicas

- Temperatura máxima del conductor: 70°C

Características frente al fuego (Cca-s1b, d1, a1)

- No propagación de la llama, UNE-EN 60332-1-2
- No propagación de incendio, UNE-EN 60332-3
- Bajo contenido de halógenos, IEC 60754-1
- Baja emisión de humos, UNE-EN 61034-2
- Baja emisión de gases tóxicos, UNE-EN 50267
- Baja emisión de gases corrosivos, UNE-EN 60754-2



1.11.7.3 ACCESORIOS GENERALES DEL CABLEADO

ELEMENTO	MODELO	IMAGEN
Tubo rígido	M16	
	M20	
	M32	
Tubo flexible	M25	
Manguito unión tubos rígidos	M16	
	M20	
	M32	
Manguito unión tubos flexibles	M25	
Caja empalmes	230x180 IP 65	
Abrazadera	M20-25	
	M16	
Cable Acero	Acero 2 mm	
Grapa Suspensión	Fijación cable acero	
Tensor Cable de acero	Fijación cable acero	

1.11.8 ACCESORIOS DE LA INSTALACIÓN

MONITOR DE BATERÍA



Se selecciona un medidor estándar, que conectará en bornes del banco de baterías y medirá voltaje para mostrarlo en pantalla.

Se escogerá un monitor que tenga función de alarma, en rango de voltaje inferior y superior.

Se programará en unos valores que adviertan en caso de que el inversor permita la descarga excesiva del banco de baterías, o en caso contrario, que realice una carga excesiva.



1.12 ESTUDIO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA

1.12.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Se realizan dos estudios de las necesidades energéticas de los residentes, uno para verano y otro para el invierno. Esto es debido a que hay varios consumos que disminuyen y aumentan su demanda energética en cada periodo.

Se pretende con este estudio, asegurar que se obtiene el mayor valor de demanda energética posible. Típicamente en instalaciones similares, este valor pico se produce en los meses de verano.

Para asegurar el abastecimiento, se aplica un sobredimensionamiento en la demanda energética resultante del 15%.

Adicionalmente, se elabora un estudio para determinar la potencia que debe de ser capaz de proporcionar el inversor de la instalación.

1.12.2 DEMANDA ENERGÉTICA DURANTE EL VERANO

	Potencia instalada	Horas al día	Consumo al día
Iluminación	180	8	1440
Microondas	300	1	300
Frigorífico	500	1,5	750
Ventilador	60	5	300
Vitrocera mica	1200	1	1200
Termo-eléctrico	1300	1,5	1950
TV	100	5	500
Aire Acondicionado	1100	2,5	2750
Ordenadores	500	2	1000
Bomba-piscina	1000	4	4000
		14190	Wh/día
	15%	16318,5	Wh/día

1.12.3 DEMANDA ENERGÉTICA DURANTE EL INVIERNO

	Potencia instalada	Horas al día	Consumo al día
Iluminación	180	8	1440
Microondas	300	1	300
Frigorífico	500	1,5	750
Ventilador	60	0	0
Vitrocerámica	1200	1	1200
Termo-eléctrico	1300	2	2600
TV	100	5	500
Aire Acondicionado	1100	2	2200
Ordenadores	500	2	1000
Bomba-piscina	1000	2	2000
		11990	Wh/día
	15%	13788,5	Wh/día

Para los meses de verano se espera una demanda energética diaria de 16318,5 Wh, y para los meses de invierno se espera un consumo de 13788,5 Wh.

Como se esperaba, en los meses de verano es cuando se produce la mayor demanda energética de todo el año, y será el valor usado para el dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos.

1.12.4 DEMANDA DE POTENCIA

CONSUMOS Y POTENCIA	
Iluminación	100 W
Microondas	200 W
Frigorífico	500 W
Ventilador	60 W
Vitrocerámica	1500 W
Termo-eléctrico	1400 W
TV	100 W
Aire Acondicionado	1100 W
Ordenadores	500 W
Bomba-piscina	1000 W
Potencia instalada	6460 W
Factor de Simultaneidad	70%
Demanda de Potencia Total	4489,7 W

1.13 ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

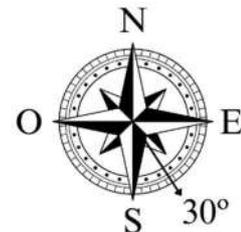
1.13.1 ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS DE LA ZONA A

Para la orientación de los módulos de la “Zona A”, se opta por llevar a cabo la instalación, siguiendo orientación de la estructura del techo de la residencia.

De esta manera, los módulos fotovoltaicos actúan efectivamente como techado y pueden generar sombra en la terraza, manteniendo la estética de la residencia.

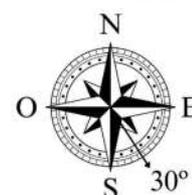
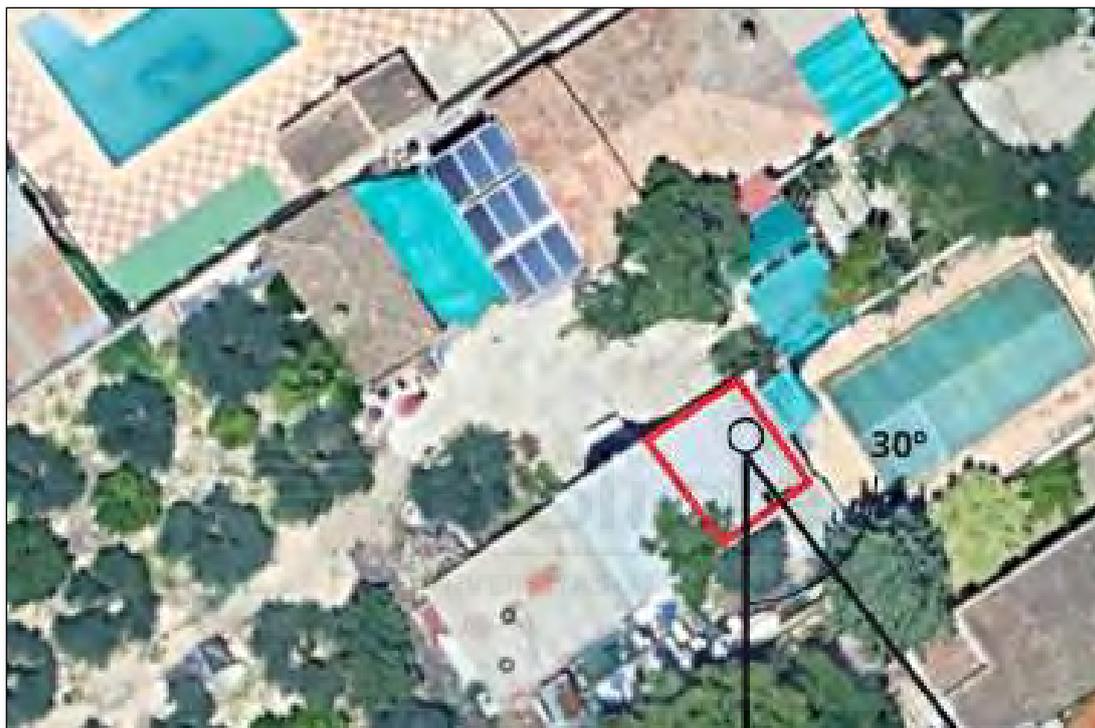
La terraza sigue una disposición a 30° , siguiendo la orientación “Sur-Sureste”

Esta orientación es fija, y está dentro de los límites recomendados en este tipo de instalaciones.



1.13.2 ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS DE LA ZONA B

La orientación de los módulos fotovoltaicos en la “Zona B” del proyecto, ha sido determinada tras un análisis de pérdidas en la producción energética detallado en el ANEXO II del presente proyecto. Considerando las pérdidas producidas por las diferencias de orientaciones frente a las razones estéticas.



1.14 INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La inclinación de los módulos ha sido calculada en el apartado “2.2 CÁLCULO DE ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN”, del presente proyecto. Por el que se establece, una inclinación óptima anual de 30°.

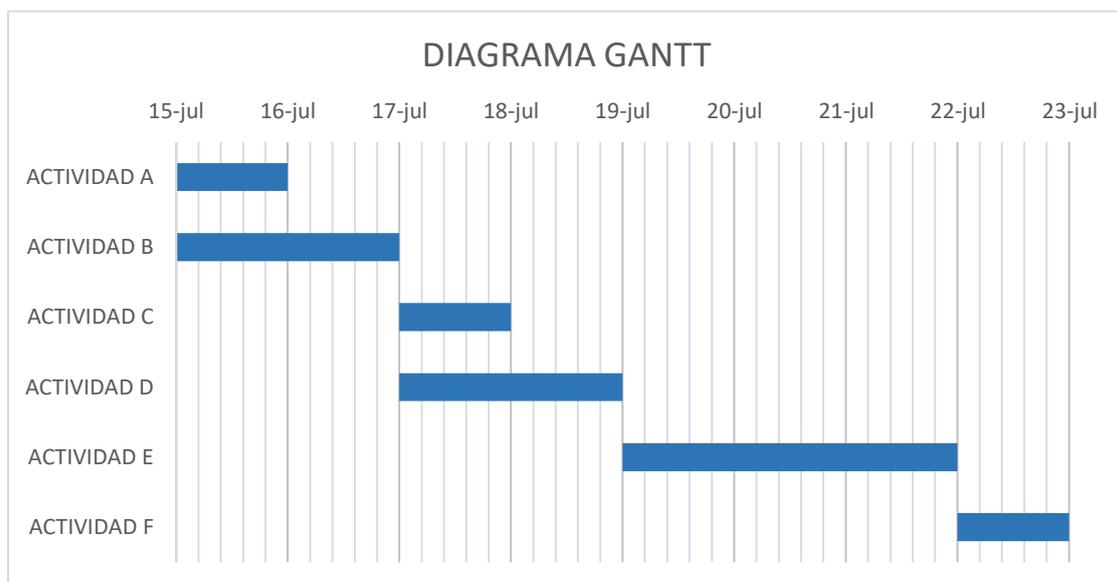
Esta inclinación permite una generación óptima anual, y respetar la estética general del emplazamiento donde se ejecuta la instalación.

1.15 PLANIFICACIÓN TEMPORAL

La planificación temporal del proyecto se ha elaborado con un diagrama de Gantt, que organiza las distintas actividades de la instalación solar fotovoltaica aislada de manera clara y estructurada. Las fechas asignadas a cada tarea son orientativas y están sujetas a posibles ajustes en función del desarrollo de los trabajos, las condiciones del entorno y la disponibilidad de recursos.

ACTIVIDAD A	Preparación del terreno y área de trabajo
ACTIVIDAD B	Montaje de la estructura de soporte
ACTIVIDAD C	Instalación de los módulos fotovoltaicos
ACTIVIDAD D	Instalación de equipos eléctricos
ACTIVIDAD E	Pruebas
ACTIVIDAD F	Finalización y entrega

	Fecha inicio	Duración	Fecha Fin
ACTIVIDAD A	15-jul	1	16-jul
ACTIVIDAD B	15-jul	2	17-jul
ACTIVIDAD C	17-jul	1	18-jul
ACTIVIDAD D	17-jul	2	19-jul
ACTIVIDAD E	19-jul	3	22-jul
ACTIVIDAD F	22-jul	1	23-jul



2. CÁLCULOS

2.1 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

2.1.1 DIMENSIONAMIENTO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

2.1.1.1 INTRODUCCIÓN

Para el dimensionamiento de los módulos fotovoltaicos emplearemos los datos de necesidades energéticas, ya calculadas en los estudios de demanda en el apartado “1.12 Estudio de la demanda energética”.

Además de esto, necesitaremos obtener las Horas Solar Pico del emplazamiento y las pérdidas que apliquen por condiciones reales alejadas de las condiciones STC (Standard Test Conditions), analizadas en detalle en el “ANEXO III” del presente proyecto.

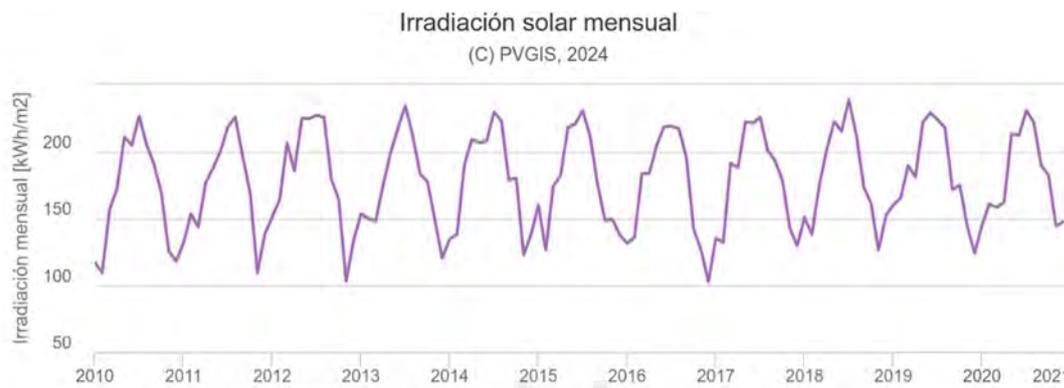
2.1.1.2 CÁLCULO DE LAS HSP

Las Horas Solar Pico (HSP), son una unidad que mide la irradiación solar a lo largo de un día. Se define como la energía por unidad de superficie que se recibiría con una hipotética irradiancia solar constante de 1000 W/m^2 .

Para obtenerlas, podemos recurrir a bases de datos existentes en internet que proporcionan un valor general para cada comunidad autónoma. Pero al ser una instalación aislada de la red, usaremos datos reales proporcionados por PVGIS en las coordenadas del proyecto, esto nos acercarán más a la realidad de la zona.

Para obtener las “Horas de Sol Pico” con esta herramienta, establecemos las coordenadas de nuestra instalación, y exportaremos los datos de irradiancia mensuales.

Estos valores son proporcionados en KWh/m^2 , y son el resultado del sumatorio diario de cada mes. Por lo que, para obtener la media diaria de HSP, debemos dividir entre el número de días de cada mes.



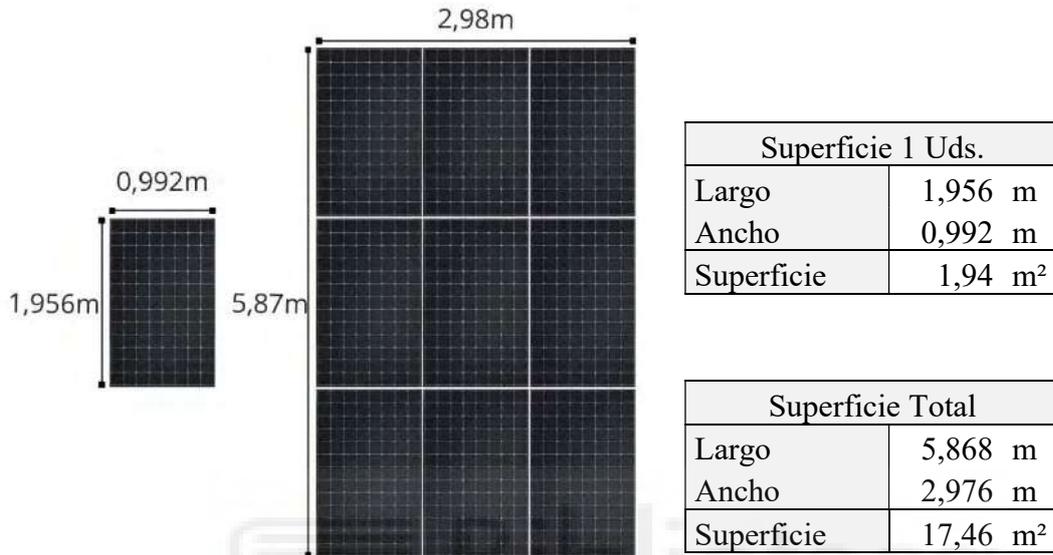
CALCULO HSP CON PVGIS 2024

	Irradiación (KWh/m²)	Días	HSP
Enero	145,09	31	4,7
Febrero	160,45	28	5,7
Marzo	157,86	31	5,1
Abril	162,09	30	5,4
Mayo	213,35	31	6,9
Junio	212,03	30	7,1
Julio	230,53	31	7,4
Agosto	221,84	31	7,2
Septiembre	189,57	30	6,3
Octubre	182,15	31	5,9
Noviembre	144,53	30	4,8
Diciembre	147,67	31	4,8
Diciembre 2016	102,16	31	3,3

	HSP	PERIODO
Mínimo 2020	4,7	Enero
Media 2020	5,9	Media anual
Mínimo histórico	3,3	Diciembre 2016

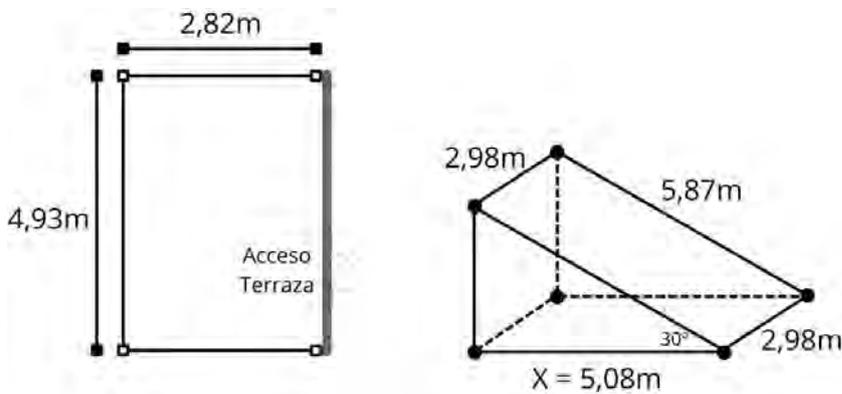
2.1.1.3 ANÁLISIS DE LOS MÓDULOS DE LA “ZONA A” COMO ELEMENTO ARQUITECTÓNICO ARROJADOR DE SOMBRA

El objetivo es dar una función adicional a los módulos fotovoltaicos de la “Zona A”, esta es cubrir de sombra toda la extensión transitable de la terraza. Para ello, se comparará la superficie útil de la terraza con la sombra proyectada por los módulos seleccionados.



Como los módulos irán instalados en un ángulo de 30°. la sombra proyectada diferirá de la superficie ocupada por estos.

A continuación, se realiza el cálculo de la sombra que proyectan en horas en las que más se precisa su actuación, siendo al mediodía, cuando el sol incide verticalmente.



RESULTADOS DIMENSIONAMIENTO

	TERRAZA	SOMBRA PROYECTADA	Cumple
Largo	4,93m	5,08m	Sí
Ancho	2,82m	2,98m	Sí
Superficie	13,9m ²	15,14m ²	Sí

Se verifica que la instalación cumple con los requisitos dimensionales mínimos.

Para llevar a cabo su función adicional y ocupar de forma útil la superficie a cubrir, son necesarios **9 módulos fotovoltaicos “AS-6P-340W”**.

Esta cantidad será fija, y la potencia demandada restante a cubrir será entregada por los módulos de la “zona B”.



2.1.1.4 ANÁLISIS DE LA CANTIDAD MÍNIMA DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS PARA LA GENERACIÓN

Consideraciones generales

Para realizar una selección más exacta a las necesidades reales de la instalación, aplicaremos una serie de pérdidas en los módulos fotovoltaicos que se darán en los momentos de mayor irradiación solar.

El estudio en el que obtenemos los valores de las pérdidas por condiciones diferentes a las STC (Standard Test Conditions), en cada zona, queda reflejado en el “ANEXO III” del presente proyecto.

También aplican las pérdidas estimadas por orientación e inclinación, calculadas según IDAE en el apartado del presente proyecto: “2.2 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN”

Las pérdidas por Irradiación diferente a la STC no aplican, pues ya se consideran al usar las HSP media más desfavorables de los últimos 7 años.

Se aplicará unas pérdidas estimadas del 10% al total de la potencia útil calculada, como medida de seguridad. Debido a que la componente de radiación global contiene una componente de radiación difusa. Esta radiación difusa, no es completamente aprovechable por los módulos fotovoltaicos.

Cálculos

Para el cálculo de la potencia fotovoltaica se empleará la siguiente fórmula:

$$\text{Potencia fotovoltaica demandada (W)} = \frac{\text{Demanda en Verano } \left(\frac{\text{Wh}}{\text{día}}\right)}{\text{HSP } \left(\frac{\text{h}}{\text{día}}\right)}$$

$$\text{Potencia fotovoltaica demandada (W)} = \frac{16318,5 \left(\frac{\text{Wh}}{\text{día}}\right)}{3,3 \left(\frac{\text{h}}{\text{día}}\right)} = 4945 \text{ W}$$

La cantidad de módulos fotovoltaicos para la “Zona A”, será la determinada en el estudio como elemento arrojador de sombra, siendo necesarios 9 módulos.

$$P. \text{ Util. Zona. A (W)} = 340 * 1 - \left(\frac{4,1 + 4 + 1,3}{100}\right) = 308,95 \text{ W}$$

$$P. \text{ Util. Dispon. A (W)} = P. \text{ Util. Zona. A (W)} * Uds = 308,95 * 9 = 2780,54 \text{ W}$$

Para el cálculo de los módulos fotovoltaicos mínimos necesarios en la zona B, emplearemos la fórmula:

$$\text{Módulos Zona B (Uds.)} = \frac{P. \text{Foto. Demandada (W)} - P. \text{Util. Disponible. A (W)}}{P. \text{Util. Zona. B (W)}}$$

$$P. \text{Util. Zona. B (W)} = 550 * 1 - \left(\frac{3,5 + 4 + 1,45}{100} \right) = 502,13W$$

$$\text{Módulos Zona B (Uds.)} = \frac{4945 (W) - 2780,54 (W)}{502,13 (W)} = 4,31 \text{ Uds} \rightarrow 6 \text{ Uds}$$

Como requisito para validar el estudio, la potencia útil total corregida debe ser superior a la potencia fotovoltaica demandada.

$$P. \text{Util. Disponible. B (W)} = 6 \text{ Uds} * 502,13 = 3012,79 W$$

Aplicando las pérdidas estimadas por captación solar de radiación difusa:

$$P. \text{Util. Disponible (W)} = (2780,54 W + 3012,79 W) = 5793,33 W$$

$$P. \text{Util. Corregida (W)} = 5793,33 W * 0,9 = 5213,99 W$$

$$P. \text{Util. Corregida (W)} \geq \text{Potencia fotovoltaica demandada (W)}$$

$$5249,42 (W) \geq 4945 (W) \text{ CUMPLE}$$

Informe de resultados

DATOS INSTALACIÓN	
HSP Mínima 2016	3,3 h/día
Demanda esperada más elevada (verano)	16318,5 Wh/día
Potencia fotovoltaica demandada	4945,00 W
CÁLCULO DE PÉRDIDAS EN LOS MÓDULOS	
ZONA A	
Potencia nominal	340,00 W
Pérdidas estimadas STC por Temperatura	4,1%
Pérdidas orientación e inclinación (IDAE)	4%
Pérdidas transporte	1,3%
Potencia útil	308,95 W
ZONA B	
Potencia nominal	550,00 W
Pérdidas estimadas STC por Temperatura	3,5%
Pérdidas orientación e inclinación (IDAE)	4%
Pérdidas transporte	1,45%
Potencia útil	502,13 W
CÁLCULO DE PANELES NECESARIOS	
Cantidad requerida para zona A	9 Uds.
Potencia nominal zona A	3060 W
Potencia útil disponible en zona A	2780,54 W
Potencia útil necesaria en zona B	2164,46 W
Cantidad mínima zona B	4,31 Uds.
Cantidad más razonable zona B	6 Uds.
Potencia nominal zona B	3300 W
Potencia útil disponible en zona B	3012,79 W
RESULTADOS	
Potencia nominal Total	6360,00 W
Potencia útil disponible	5793,33 W
Corrección por radiación difusa (10%)	5213,99 W
5213,99 W > 4945,00 W	CUMPLE

2.1.2 DIMENSIONAMIENTO ACUMULADORES

Un correcto dimensionamiento de los acumuladores nos proporcionará como resultado, una instalación energéticamente estable a lo largo de todo el año, y una larga vida útil del considerado “elemento más costoso de la instalación”.

En este apartado, nos centramos en: El dimensionamiento del sistema de voltaje que empleara el banco de baterías, capacidad de los acumuladores y dimensionamiento de la autonomía mínima requerida.

2.1.2.1 SISTEMA DE VOLTAJE

Para instalaciones que superen los 10 kWh/día se recomienda el uso de sistemas de voltajes de 48 voltios. Esto se debe a que las pérdidas que se producen en sistemas de inferior voltaje empiezan a ser fugas energéticas importantes.

Además, en sistemas de voltajes inferiores la intensidad de carga y descarga aumenta y esto también aumenta la temperatura de todos los elementos.

Para lograr esta tensión, se unirán en serie bajo las instrucciones del fabricante, 24 baterías de vasos de 2V.

2.1.2.2 AUTONOMÍA DE LA INSTALACIÓN

Nuestra instalación cuenta con grupo electrógeno, para situaciones de baja irradiancia o de alta demanda energética. Por ello, no necesitaremos de una excesiva autonomía de los acumuladores.

Se dimensionarán para que tengan una capacidad mínima suficiente para albergar la demanda máxima durante tres días aproximadamente, en un formato de C100 (descarga lenta).

2.1.2.3 CAPACIDAD DE LOS ACUMULADORES

Los cálculos que se presentan a continuación, considerarán factores clave como la capacidad de almacenamiento necesaria, la demanda energética diaria, el sistema de voltaje y la eficiencia del inversor.

Demanda Máxima Verano (Wh/día)	16318,5
--------------------------------	---------

Para obtener la intensidad por hora necesaria para esta instalación, aplicamos la fórmula general de dimensionamiento de acumuladores:

$$\text{Capacidad (Ah)} = \frac{\text{Consumo diario } \left(\frac{\text{Wh}}{\text{día}}\right)}{\text{Eficiencia Inversor}(\%) * \text{Sistema Voltaje(V)}} * \text{Dias Aut.}$$

$$\text{Capacidad (Ah)} = \frac{16318,5 \left(\frac{\text{Wh}}{\text{día}}\right)}{0,9 (\%) * 48 (\text{V})} * 3 = 1133,23 \text{ Ah}$$

SELECCIÓN BATERIAS ESTACIONARIAS OPZS 2V

	TOTAL
Consumo diario (Wh/día)	16318,5
Eficiencia Inversor	0,9
Voltaje Sistema (V)	48
Capacidad (Ah/día)	377,7
Autonomía (3 Días) (Ah)	1133,23

FORMATOS DISPONIBLES	
275	Ah
360	Ah
575	Ah
750	Ah
930	Ah
1160	Ah
1500	Ah

$$\text{Capacidad (Wh)} = \text{Intesidad(Ah)} * \text{Voltaje (V)}$$

$$\text{Capacidad (Wh)} = 1160 (\text{Ah}) * 48 (\text{V}) = 55680 \text{ Wh}$$

CAPCIDAD ENERGÉTICA				
Cantidad (Uds.)	Tensión (V)	Voltaje (V)	Intensidad (Ah)	Capacidad (Wh)
24	2	48	1160	55680

Requisitos básicos, según IDAE:

“5.4.2 Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.”

$$I_{cc} \text{ generador fotovoltaico} = I_{sc} (\text{Zona A}) + I_{sc} (\text{Zona B})$$

$$I_{sc} (\text{Zona A}) = I_{sc} (\text{AS-6P-340W}) * N.^{\circ} \text{ Strings}$$

$$I_{sc} (\text{Zona B}) = I_{sc} (\text{JAM72S30-550/MR}) * N.^{\circ} \text{ Strings}$$

$$I_{cc} \text{ generador fotovoltaico} = 14 * 2 + 9,5 * 3 = 56,5 \text{ A}$$

$$\text{Comprobación IDAE: } I_{cc} \text{ generador fotovoltaico} * 25$$

$$\text{Comprobación IDAE: } 25 * 56,5 = 1412,5 \text{ Ah}$$

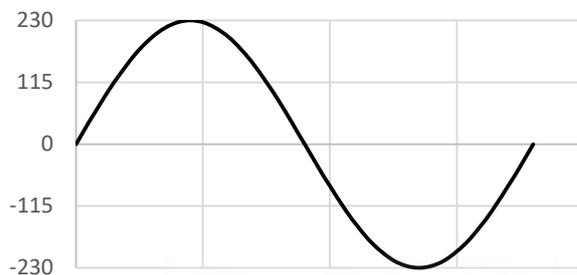
Capacidad acumulador elegida: **1160 Ah < 1412,5 Ah CUMPLE**

2.1.3 DIMENSIONAMIENTO INVERSOR

2.1.3.1 TIPO DE ONDA

Para una vivienda, se elige típicamente un inversor de **onda sinusoidal pura**. Este tipo de onda es crucial porque es idéntica a la que proporciona la red eléctrica convencional, garantizando que todos los dispositivos, desde electrodomésticos hasta equipos electrónicos sensibles, funcionen de manera óptima y segura.

El inversor seleccionado, Axpert MKS II DS 5K, de proyecto tiene una onda de salida sinusoidal pura, proporcionando una tensión de 230 VAC 50/60Hz Autoajutable.



2.1.3.2 POTENCIA DE SALIDA NOMINAL

Resultados del estudio de demanda de potencia en la residencia:

Potencia instalada (demanda)	6460 W
Factor de Simultaneidad	70%
Demanda instantánea	4489,7 W

El inversor de proyecto Axpert MKS II DS 5K, tiene una capacidad de 5000VA/5000W en funcionamiento nominal, cumpliendo los requisitos de potencia nominal.

2.1.3.3 CORRIENTE DE ENTRADA

Para calcular la intensidad máxima que debe admitir el inversor calcularemos por separado la intensidad proporcionada en cada zona de generación. Para ello, usaremos la intensidad que suministra cada una, en condiciones de máximo rendimiento y lo multiplicaremos por el número de string que las componen.

	MÓDULOS FOTOVOLTAICOS		
	ZONA A	ZONA B	SIMULTANEAMENTE
Isc stc (A)	9,5	14	
Cantidad de Strings	3	2	
Isc stc total (A)	28,5	28	56,5

La intensidad mínima de entrada que debe soportar es de 56,5 A.

El inversor seleccionado Axpert MKS II DS 5K, tiene una capacidad de entrada de corriente máxima de 100A, por lo que se verifica que cumple con los requisitos de intensidad máxima admisible por el inversor.

2.1.3.4 MÁXIMO Y MÍNIMO DE PANELES SOLARES ACEPTADOS POR EL INVERSOR

Para el estudio del número de paneles que podemos instalar usaremos los datos del inversor seleccionado en el proyecto “**Axpert MKS II DS 5K**”, y las fichas técnicas de los dos tipos de módulos fotovoltaicos presentes en la instalación. Para poder realizar los cálculos, se estimará una media entre los valores de voltaje de funcionamiento para cada módulo.

Para el cálculo del máximo y mínimo de módulos permitidos en serie por string, empleamos las fórmulas generales:

$$\text{Mínimo de paneles solares (Uds)} = \frac{\text{Voltaje mínimo en operación inversor (V)}}{\text{Voltaje máxima potencia (V)}}$$

$$\text{Máximo de paneles solares (Uds)} = \frac{\text{Voltaje máximo en CA inversor (V)}}{\text{Voltaje CA (V)}}$$

DATOS INVERSOR	
CARGA SOLAR	
VOLTAJE DE ENTRADA EN OPERACIÓN	90-430 VDC
EN CIRCUITO ABIERTO	40-450 VDC
(Usaremos 90 V, para el mínimo de módulos)	
(Usaremos el 450 V, para el máximo de módulos)	

DATOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS			
ZONA A (340W)		CONJUNTAMENTE	
Voltaje máxima potencia (V)	37,5	Voltaje máxima potencia (V)	40
Voltaje CA (V)	46,1	Voltaje CA (V)	48
ZONA B (550W)			
Voltaje máxima potencia (V)	41,96		
Voltaje CA (V)	49,9		

$$\text{Mínimo de paneles solares (Uds)} = \frac{90 \text{ (V)}}{40 \text{ (V)}} = 2,25 \rightarrow 3 \text{ Uds}$$

$$\text{Máximo de paneles solares (Uds)} = \frac{450 \text{ (V)}}{48 \text{ (V)}} = 9,37 \rightarrow 9 \text{ Uds}$$

Informe resultados

	RANGO PERMITIDO DE MÓDULOS
Mínimo de paneles	2,25 → 3
Máximo de paneles	9,37 → 9

Cada String debe de tener una cantidad comprendida entre tres y nueve módulos fotovoltaicos.

La tensión de funcionamiento para cada string, queda establecida por la configuración de los módulos solares de la “Zona A” en combinación con los de la “Zona B”.

Esto se debe a que en la “Zona A”, al necesitar de 9 módulos para cubrir la extensión de la terraza, solo es válida la configuración de 3 y 9 módulos por string para hacer las posibles combinaciones en serie. Y, como máximo, se estima la instalación de 6 paneles fotovoltaicos en la “Zona B” haciendo inviable la configuración de 9 módulos y seleccionando la de 3.

2.1.3.5 RANGOS DE VOLTAJE A LA ENTRADA DEL INVERSOR

En este apartado, se considera la fluctuación del voltaje entregado por cada módulo, debido a las variaciones de la temperatura en las que trabajan. Estos rangos han de ser comprobados para asegurarnos que operan dentro del rango de funcionamiento permitido por el inversor seleccionado.

Rango de tensión nominal:

Voltaje String (CA): $40 * 3 = 120$

Voltaje String (CC): $48 * 3 = 144$

Rango de tensión con los efectos de la temperatura:

Coefficiente más desfavorable, “Zona B”: $-0,35\%/^{\circ}\text{C}$

- Coeficiente calculado para 70°C

$$-0,35\%/^{\circ}\text{C} * (70-25) ^{\circ}\text{C} = -15,75\%$$

Voltaje String (CA): $120 - 15,75 * 120 / 100 = 101,1 \text{ V}$

Voltaje String (CC): $144 - 15,75 * 144 / 100 = 121,3 \text{ V}$

- Coeficiente calculado para -10°C

$$-0,35\%/^{\circ}\text{C} * (-10-25) ^{\circ}\text{C} = +12,25\%$$

Voltaje String (CA): $120 + 12,25 * 120 / 100 = 134,7 \text{ V}$

Voltaje String (CC): $144 + 12,25 * 144 / 100 = 161,64 \text{ V}$

	MPPT INFERIOR (V)	VOLTAJE STRING (V)	MPPT SUPERIOR (V)	CRITERIO
C.ABIERTO				
Temp. (70°C)	90	101,1	430	CUMPLE
Temp. (-10°C)	90	134,7	430	CUMPLE
C.CERRADO				
Temp. (70°C)	90	121,3	430	CUMPLE
Temp. (-10°C)	90	161,64	430	CUMPLE

2.1.3.6 POTENCIA DE ENTRADA AL INVERSOR

Introducción

La potencia de entrada al inversor será suministrada por el conjunto módulos fotovoltaicos instalados. Estos llevan asociados una potencia nominal, la cual asegura el fabricante en unas condiciones de prueba estándar conocidas como STC. Estas pruebas rara vez se replican en la realidad, y dimensionar el inversor a ella puede provocar que no trabaje en su punto de funcionamiento nominal a lo largo del año.

La estrategia típica que se emplea en instalaciones solares aisladas para evitar sobredimensionar el inversor, como es nuestro caso, es emplear el “clipping”.

Esta estrategia consiste en usar inversores con una potencia de entrada inferior a la potencia fotovoltaica pico instalada, pues la máxima potencia solo se dará algunas pocas horas durante los meses de verano y nuestra instalación ha de ser eficiente durante todo el año.

Justificación del clipping

- Pérdidas por Orientación, Inclinación, Temperatura e Irradiancia

La orientación, la inclinación de los paneles, y las variaciones en temperatura e irradiancia provocan pérdidas de rendimiento en el sistema. Estas condiciones reducen la producción de energía, lo que minimiza la ocurrencia de clipping.

- Eficiencia en el punto de trabajo nominal

Alejar el sistema de su punto de trabajo nominal reduce la eficiencia global del inversor. Por ello, es importante mantener el sistema en su rango óptimo para maximizar la generación de energía.

- Degradación de los paneles con el tiempo

Los paneles solares sufren degradación con el tiempo, lo que disminuye su capacidad de generar energía. Esto significa que, incluso si ocurre clipping en los primeros años, su incidencia se reducirá naturalmente con la degradación del sistema.

- El Clipping se presenta muy pocas veces al año

El clipping solo ocurre en momentos de alta irradiancia, cuando se llega a los 1000 W/m², lo cual es poco frecuente. Esto implica que el impacto del clipping en la producción total es mínimo.

- Rentabilidad: Ahorro en el inversor

Dimensionar el inversor para que funcione de manera eficiente sin sobredimensionarlo permite reducir costos, haciendo el proyecto más rentable sin sacrificar significativamente la generación de energía.

Cálculo del factor de escala

El valor de factor de escala suele estar comprendido entre 1 y 1,5. Se realiza el análisis para dimensionar el factor de la manera más óptima para todo el año.

Para el estudio del factor de escala se irán aplicando las pérdidas producidas por las desviaciones de la realidad frente a las STC. Estas son analizadas en detalle con datos reales proporcionados por PVGIS en el “ANEXO III”, del presente proyecto.

$$\text{Factor de escala} = 1 + (\text{P. Irradiación} + \text{P. Temperatura} + \text{P. Transporte})/100$$

$$\text{Factor de escala} = 1 + (36,5 + 3,8 + 0,7)/100 = 1,41$$

	MÓDULOS FOTOVOLTÁICOS		
	ZONA A	ZONA B	SIMULTANEAMENTE
Potencia Máxima STC (W)	340	550	890
Potencia Instalada STC (W)	3060	3300	6360
Pérdidas Radiación (%)	36,50%	36,50%	36,50%
Pérdidas Temperatura (%)	4,10%	3,50%	3,80%
Pérdidas Transporte (%)	0,62%	0,77%	0,70%
Pérdidas STC (%)	41,22%	40,77%	41,00%

$$\text{Potencia nominal óptima entrada inversor (W)} = \frac{\text{Potencia solar instalada (W)}}{\text{Factor de Escala}}$$

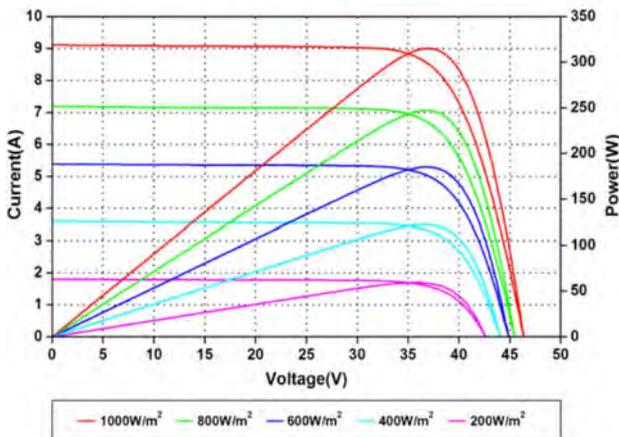
$$\text{Potencia nominal óptima entrada inversor (W)} = \frac{6360 \text{ W}}{1,41} = 4510,6 \text{ W}$$

Factor de escala	1,41
Potencia nominal óptima entrada al inversor (W)	4510,6

Cálculo de la generación fotovoltaica según irradiancia incidente

Para poder comparar la generación eléctrica de los módulos fotovoltaicos con la irradiancia incidente, empleamos la relación establecida en la gráfica de producción según radiación solar, establecida la ficha técnica de los módulos fotovoltaicos.

ZONA A



Datos extraídos de la gráfica:

1000W/m ²	=>	320W
800W/m ²	=>	250W
600W/m ²	=>	185W
200W/m ²	=>	60W

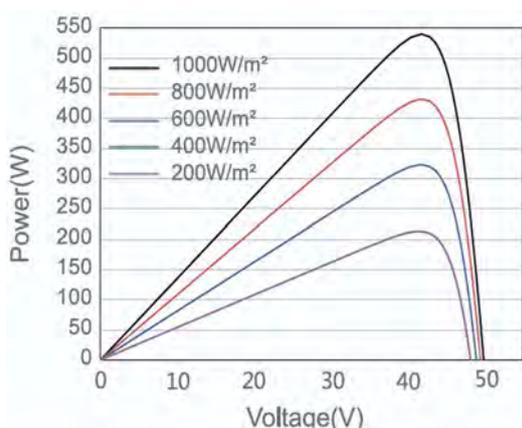
La ecuación más aproximada a la ficha técnica de los datos de la gráfica sería:

$$P(W) = 0,3236 * I(W/m^2) - 6,5714$$

Multiplicando la ecuación por los 9 módulos que componen la “Zona A”:

$$P(W) = 2,9121 * I(W/m^2) - 59,143$$

ZONA B



Datos extraídos de la gráfica:

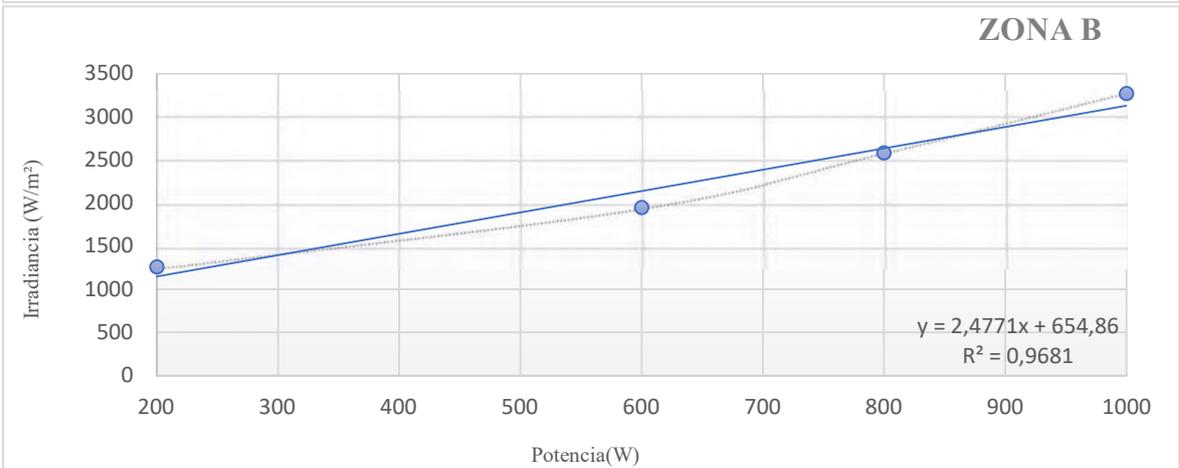
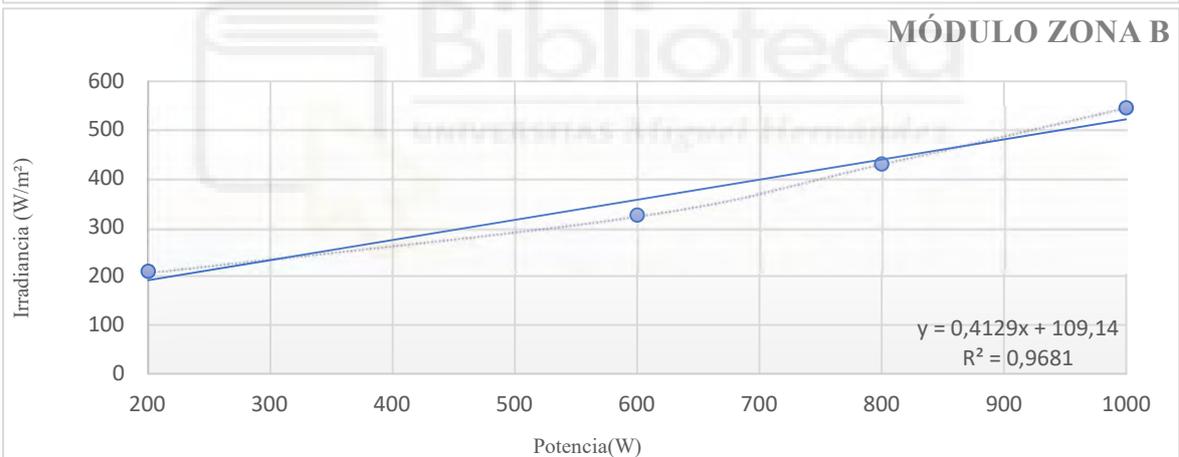
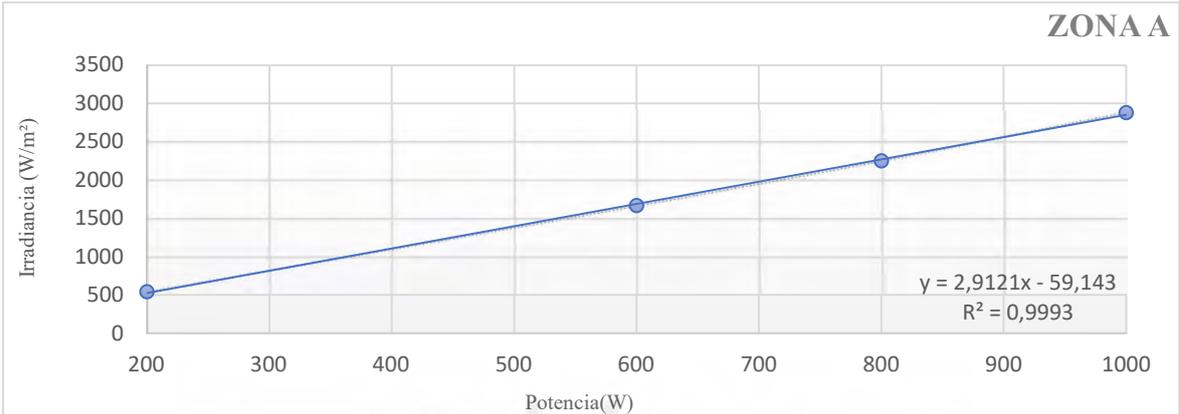
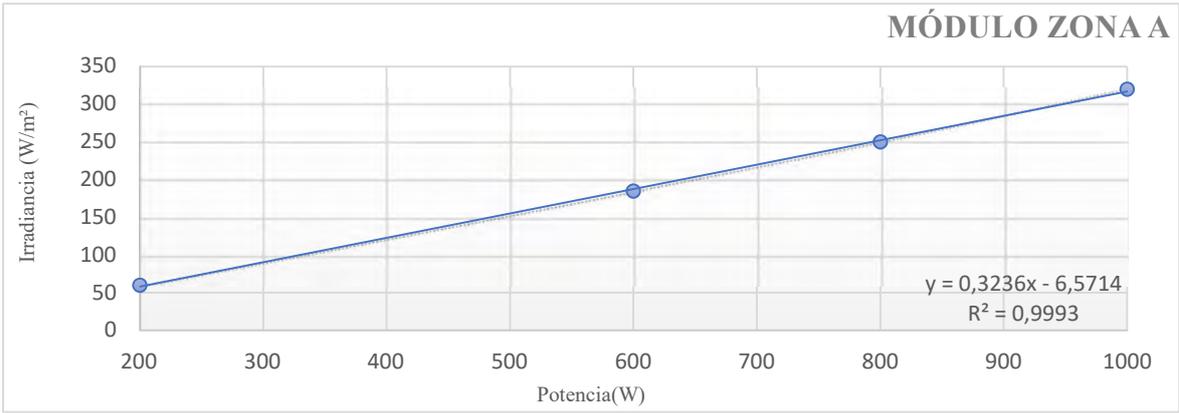
1000W/m ²	=>	545W
800W/m ²	=>	430W
600W/m ²	=>	325W
200W/m ²	=>	210W

La ecuación más aproximada a la ficha técnica de los datos de la gráfica sería:

$$P(W) = 0,4129 * I(W/m^2) + 109,14.$$

Multiplicando la ecuación por los 6 módulos que componen la “Zona B”:

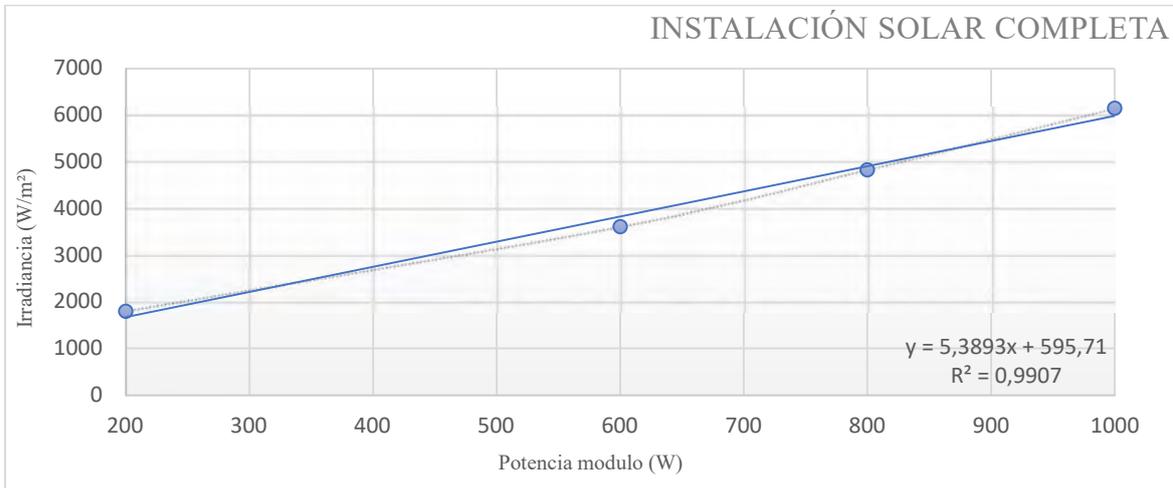
$$P(W) = 2,4771 * I(W/m^2) + 654,86$$



ZONA A + ZONA B

Siguiendo el sistema usado, conseguimos la ecuación que refleja los datos de producción global de la instalación según la irradiancia incidente:

$$P(W) = 5,3893 * I(W/m^2) + 595,71$$

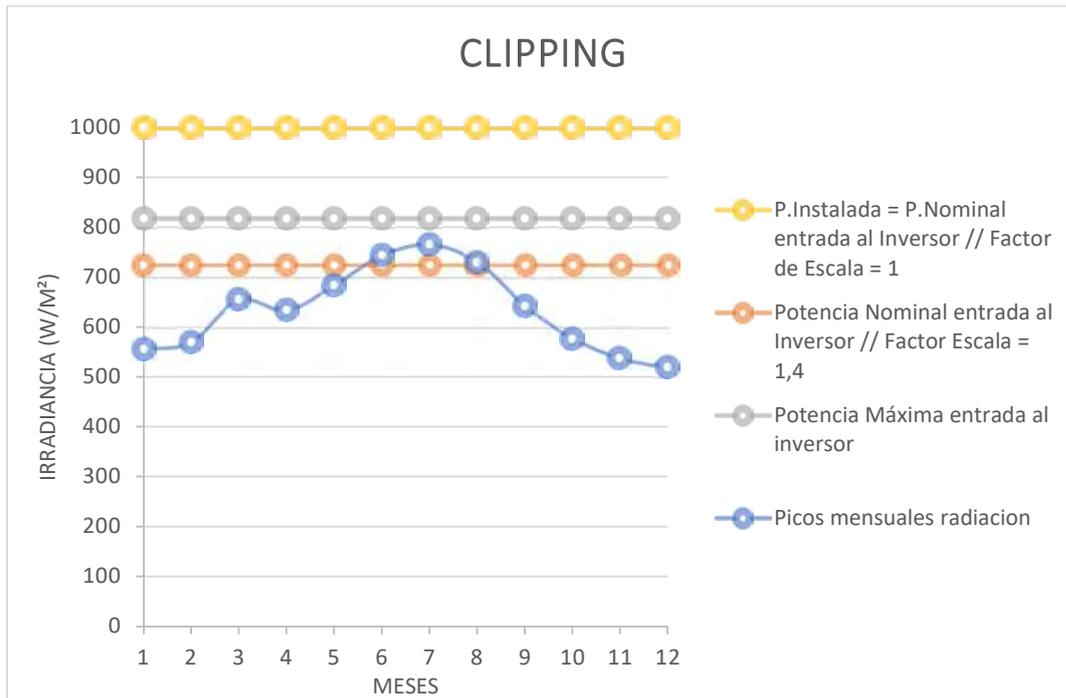


Con la ecuación obtenida obtenemos los valores de radiación necesarios para llegar a la máxima potencia admitida y la potencia nominal de trabajo del inversor.

RADIACIÓN GLOBAL (W/m²)	GENERACIÓN SOLAR TOTAL(W)
500	3290,36
600	3829,29
700	4368,22
724,5	4500,3
800	4907,15
817,5	5001,5
900	5446,08
1000	5985,01

CONVERSIÓN	POTENCIA NOMINAL	POTENCIA MÁXIMA	POTENCIA INSTALADA
Potencia de entrada al inversor (W)	4500	5000	5985,01
Irradiancia solar necesaria (W/m²)	724,5	817,5	1000

Resultados del “Clipping” aplicado a la instalación



- **Factor de Escala =1:** Hace referencia al supuesto de escoger un inversor con la misma potencia nominal de funcionamiento que la potencia fotovoltaica instalada.
- **Factor de Escala=1,4:** Hace referencia a la media calculada anteriormente para que el inversor pueda trabajar más cerca de su punto de funcionamiento nominal a lo largo de todo el año
- **Potencia Máxima de entrada al inversor:** Hace referencia a la potencia de entrada, a la cual el inversor estaría en su límite, y con riesgo de desconexión por seguridad.
- **Picos mensuales de irradianción:** Hace referencia a la radiación real disponible, con pérdidas consideradas, que nuestra instalación puede transformar en electricidad en unas pocas horas del día de cada mes.

Podemos observar como el clipping afecta desplazando verticalmente la línea horizontal “FC=1” hasta un valor más centrado e igualado con los picos mensuales de irradianción a lo largo de todo el año.

Con esto conseguimos trabajar en el punto de funcionamiento nominal durante más tiempo, y solo en los meses de verano superamos este valor. El inversor cuenta con un margen máximo de potencia de entrada hasta los 5000W para la captación solar.

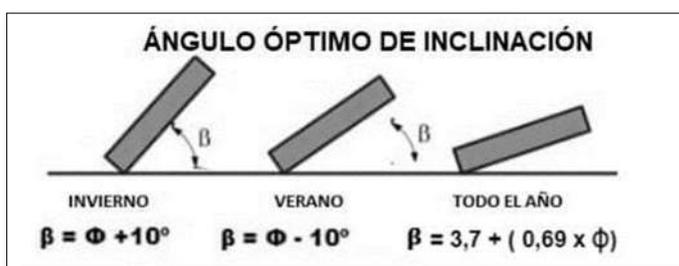
Por lo que, aun estando por encima de la potencia nominal en verano, se podrá captar la totalidad de la energía solar durante este periodo.

2.2 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

2.2.1 ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS

La orientación de los módulos correspondientes a la “Zona A y Zona B”, seguirán una orientación basada en los criterios de diseño establecidos en el apartado “1.13 ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS” para la “Zona A”, y en “ANEXO II” para la “Zona B”, siendo de 30° al Este (desde el Sur) para ambos casos.

2.2.2 ÁNGULO DE INCLINACIÓN ÓPTIMO, MEDIANTE FORMULA GENERAL



Se optimizará el ángulo para el uso de la instalación durante todo el año.

$$\text{Ángulo óptimo} = 3,7 + (0,69 * 37,96) = 3,7 + 26,22 = 29,89^\circ$$

2.2.3 ÁNGULO DE INCLINACIÓN ÓPTIMO, MEDIANTE PVGIS

Datos:
Coordenadas: 37.960113, -1.254932
Base de datos: PVGIS-SARAH2
Tecnología: Silicio Cristalino
Posición montaje: Sobre tejado/integrado en edificio
Marcamos: Optimizar inclinación
Azimut: -30°

Resultados de la simulación:	
Ángulo de inclinación [°]:	34 (opt)
Ángulo de azimut [°]:	-30

2.2.4 COMPROBACIÓN LÍMITES POR PÉRDIDAS DE ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBRAS SEGÚN EL CÓDIGO TÉCNICO DE LA EDIFICACIÓN.

La comprobación de las pérdidas de orientación e inclinación, seguirán el análisis indicado en el documento del Código Técnico de la Edificación, proporcionado por el IDAE. En las zonas seleccionadas, los módulos no estarán afectados por proyecciones de sombra de elementos externos como estructuras o árboles.

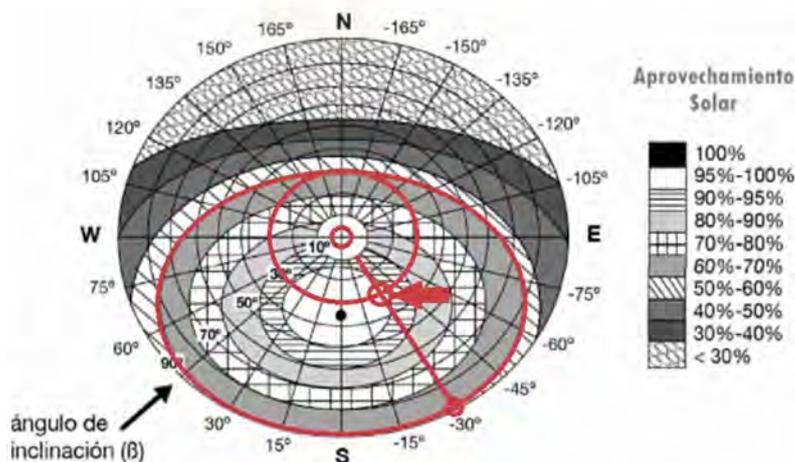
• ZONA A

Los módulos solares de esta zona, al tener que actuar una doble función como elemento arquitectónico arrojador de sombra en la terraza, hace que se les incluyan en el caso de integración arquitectónica.

Caso	Orientación e inclinación
General	10 %
Superposición	20 %
Integración arquitectónica	40 %

El Código Técnico de la Edificación, permite unas pérdidas de hasta el 40% por orientación e inclinación.

Ángulo azimut	-30°
Ángulo inclinación	30°
Latitud	37, 96°



Cálculo analítico de los límites de inclinación:

Inclinación mínima: 0°

Inclinación máxima: 90° Inclinación máxima corregida: $90 - (41 - 37.96) = 86, 96^\circ$

Con una inclinación de 30 °, se cumple con lo establecido por el Código Técnico de la Edificación, produciendo unas pérdidas en torno al 4%.

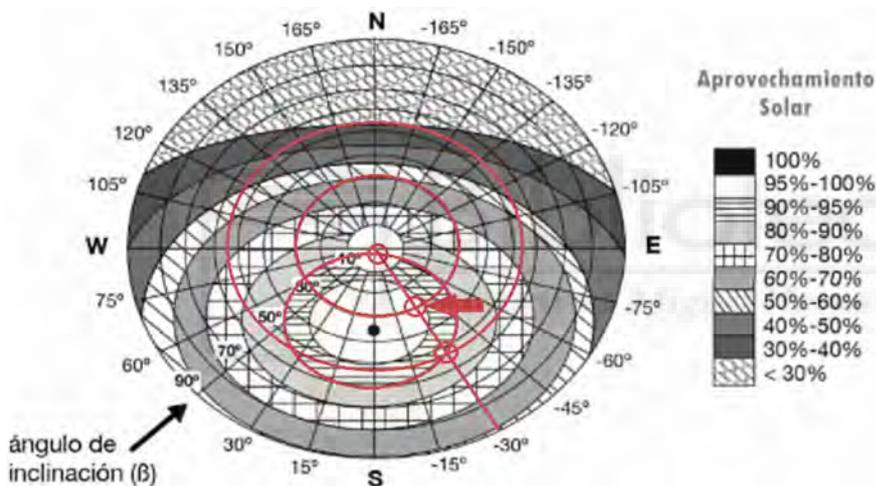
- **ZONA B**

Los módulos solares de esta zona, tiene exclusivamente la función de generación eléctrica, esto hace que se les incluya en el caso general.

Caso	Orientación e inclinación
General	10 %
Superposición	20 %
Integración arquitectónica	40 %

El Código Técnico de la Edificación, permite unas pérdidas de hasta el 10% por orientación e inclinación.

Ángulo azimut	-30°
Ángulo inclinación	30°
Latitud	37,96°



Cálculo analítico de los límites de inclinación:

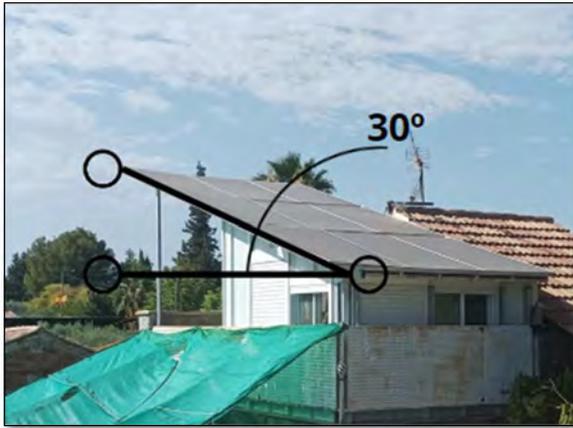
Inclinación mínima: 4° Inclinación máxima corregida: $4 - (41-37.96) = 0,96^\circ$

Inclinación máxima: 54° Inclinación máxima corregida: $54 - (41-37.96) = 50,96^\circ$

Con una inclinación de 30°, se cumple con lo establecido por el Código Técnico de la Edificación, produciendo unas pérdidas en torno al 4%.

2.2.5 RESULTADOS ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

ZONA A



Orientación: 30° Este (desde el Sur)

Inclinación: 30°

Perdidas por orientación e inclinación IDAE: 4%

Perdidas por orientación e inclinación PVGIS (ANEXO II): 3,15%

ZONA B

Orientación: 30° Este (desde el Sur)

Inclinación: 30°

Perdidas por orientación e inclinación IDAE: 4%

Perdidas por orientación e inclinación PVGIS (ANEXO II): 3,15%

2.3 CONFIGURACIÓN DE LA INSTALACIÓN

2.3.1 CONFIGURACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS CON OPTIMIZADORES

2.3.1.1 COMPATIBILIDAD ENTRE MÓDULOS

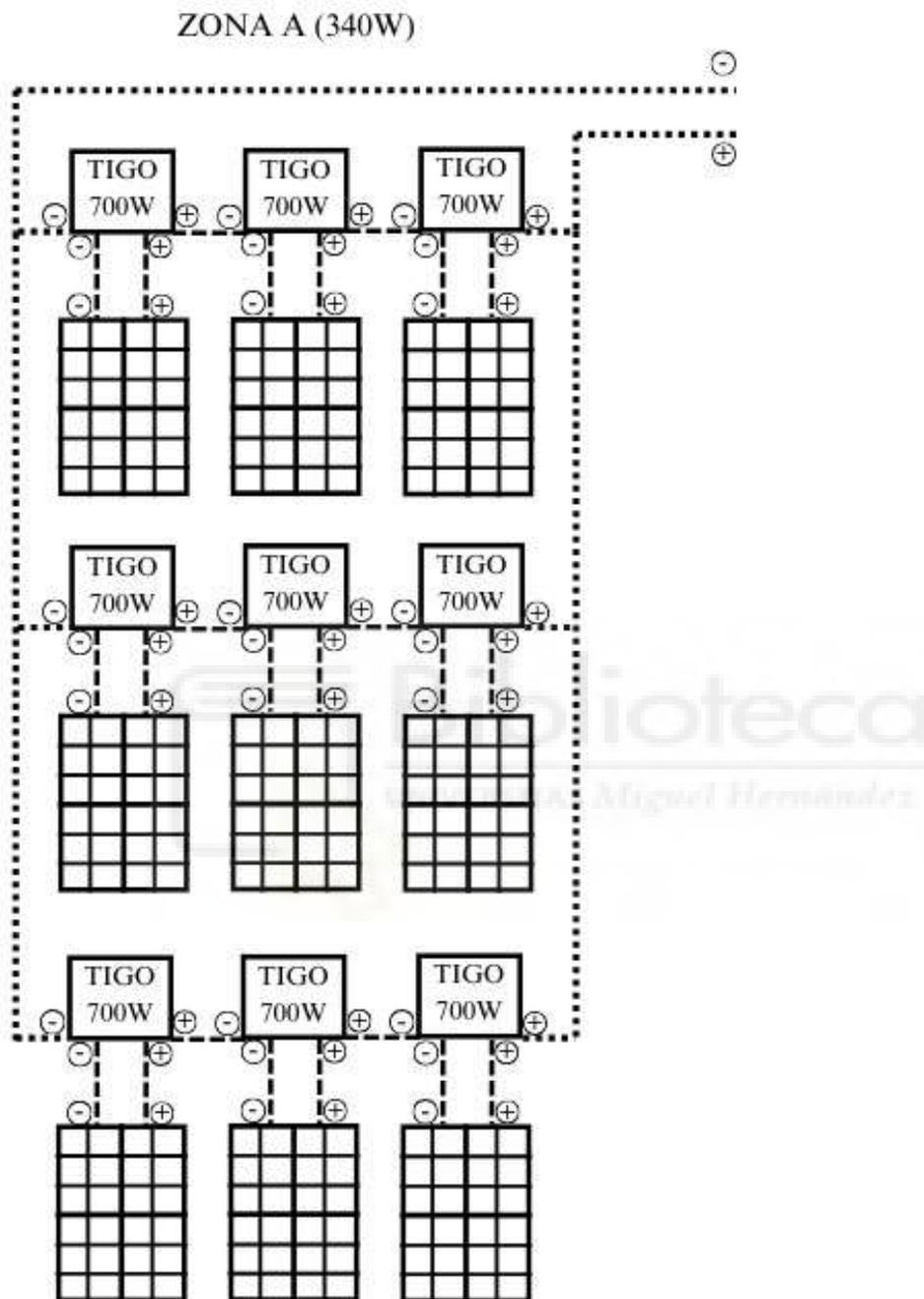
En el diseño de la instalación, se han utilizado módulos con diferentes tecnologías y potencias, cada uno elegido por sus características específicas y propósitos diferenciados. La elección de diferentes tecnologías responde a la necesidad de cumplir con propósitos específicos en cada zona, mejorando así la funcionalidad del sistema.

Para garantizar la compatibilidad y el funcionamiento óptimo del sistema, se ha implementado una estrategia de integración planificada:

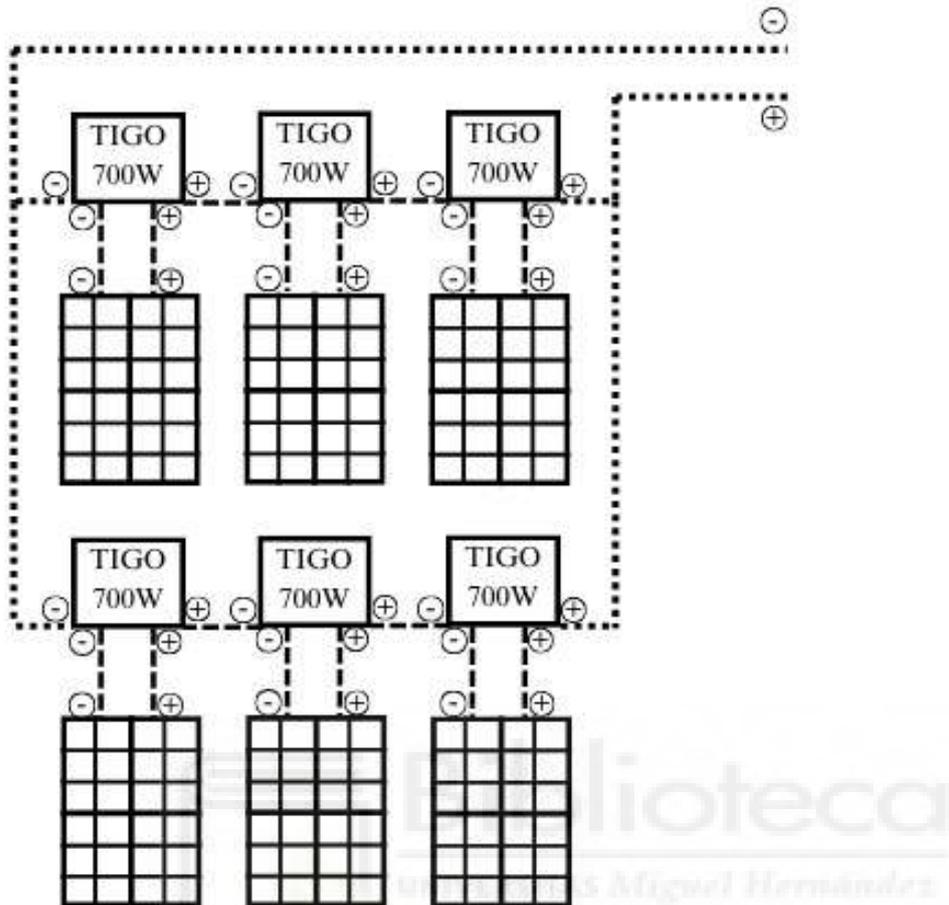
- Cada string opera con un voltaje de trabajo similar, para asegurar una integración armónica dentro del sistema.
- Los módulos de cada zona incorporan optimizadores en cada unidad, lo que permite maximizar el rendimiento individual de cada módulo y resolver las diferencias técnicas entre módulos.
- Los optimizadores hacen trabajar individualmente los módulos en su punto de trabajo nominal, y eliminan las pérdidas que se puedan provocar por las diferencias de voltaje y potencia.

Esta configuración no solo asegura la compatibilidad entre los diferentes módulos, sino que también optimiza la eficiencia general de la instalación.

2.3.1.2 ESQUEMA DE LA CONFIGURACIÓN



ZONA B (550W)



2.3.1.3 JUSTIFICACION DE LOS OPTIMIZADORES

La justificación para el uso de optimizadores en la instalación solar, a pesar de no estar expuesta a sombras de elementos externos, radica en varios factores clave.

En primer lugar, los módulos fotovoltaicos instalados pertenecen a diferentes tecnologías, lo que genera ligeras variaciones en los voltajes de funcionamiento. Estas discrepancias podrían provocar un desbalance en la producción energética si los módulos no operan de manera independiente, e incluso llegar a bloquear el suministro de la zona de menor voltaje debido a los diodos de bloqueo que impiden que los módulos actúen como consumidores en lugar de generadores.

Diferencias de voltaje	Vmp (V)	Vmp por String (V)
ZONA A	37,5	112,5 V
ZONA B	41,96	125,88 V

En segundo lugar, las restricciones técnicas del número de módulos por string a 3 módulos de la Zona A hacen inviable el uso de inversores con dos entradas MPPT, puesto que estas gamas presentan voltajes de entrada para el seguimiento MPPT muy elevados y normalmente fuera del rango de nuestra configuración, además de encarecer excesivamente la instalación.

En tercer lugar, el uso de optimizadores en cada uno de los módulos fotovoltaicos recurre en un aumento del costo de la instalación, pero no muy superior a lo que supondría recurrir a un inversor de mayor calibre que admitiera la entrada independiente de los dos MPPT.

Por estos motivos, se ha optado por implementar un sistema formado por optimizadores individuales que garanticen que los módulos trabajen en el punto de trabajo óptimo, sin necesidad de recurrir a inversores de mayor calibre que no proporcionarían la máxima producción al no tratar de manera individual cada módulo. Y de esta manera se crea una estabilidad con los dos tipos de módulos fotovoltaicos seleccionados

Además, el uso de optimizadores proporciona mejoras de mantenimiento y seguimiento al proporcionar la opción de monitoreo individual de cada módulo en tiempo real.

Estas restricciones se presentan con el ejemplo de inversor “Deye Sun Hybrid 5kW monofásico 2 MPPT SG03LP1-EU”, considerando que es el que más se aproxima a cubrir las necesidades de nuestra instalación al menor precio posible.

MOTIVO 1 – Seguimiento MPPT

Según su ficha técnica y en general por construcción la de los inversores similares, en voltaje de entrada que deben tener los strings para poder realizar el seguimiento MPPT deberá estar comprendido entre los 150-425 V.

Este motivo es fundamental, puesto que por restricciones técnicas no podemos realizar la configuración de la Zona A en Strings superiores a 3 módulos y quedaría fuera del rango de seguimiento MPPT en todo momento.

MOTIVO 2 – Económico

	INV. DEYE 2 MPPT	INV. AXPERT + OPT.	DIFERENCIA
PRECIO	1.259,00€	1.487,08	228,08€

El encarecimiento de la solución elegida, no es lo suficientemente cara como para obviar las pérdidas energéticas producidas por trabajar fuera del rango MPPT, y las mejoras de producción anuales obtenidas a través del seguimiento individual de los módulos

2.3.1.4 CONEXIONADO

En las conexiones eléctricas de la instalación se emplearán conectores rápidos, también conocidos como conectores **MC4**. Estos conectores facilitan una conexión eficiente y segura entre los módulos, permitiendo un ensamblaje rápido sin necesidad de herramientas adicionales.

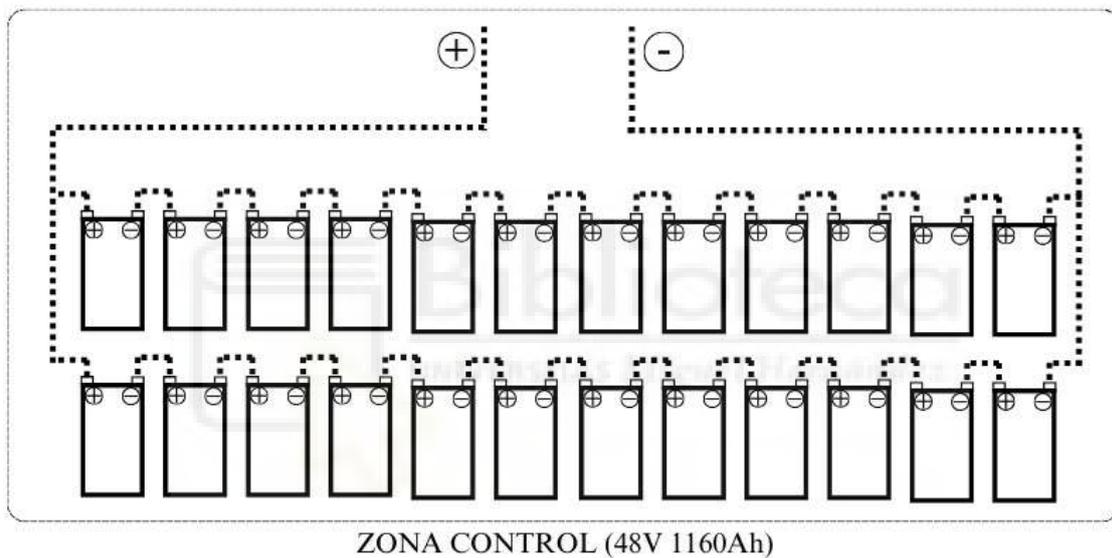
La utilización de conectores rápidos asegura una instalación limpia, minimiza el tiempo de montaje y proporciona una conexión robusta y resistente a las condiciones ambientales adversas.

2.3.2 CONFIGURACIÓN DE LOS ACUMULADORES

2.3.2.1 CONEXIONADO Y ESQUEMA DE LA CONFIGURACIÓN

Para la conexión de los acumuladores, se utilizarán puentes prefabricados suministrados por el fabricante. Estos puentes están diseñados para ofrecer una conexión segura y eficiente entre las baterías, facilitando una instalación rápida y precisa.

Además, estos puentes están contruidos con materiales de alta calidad, garantizando una conducción eléctrica fiable y una durabilidad prolongada en el sistema de almacenamiento de energía.



2.3.2.2 PARÁMETROS DE CARGA

Para optimizar el rendimiento y la eficiencia del sistema de almacenamiento de energía, es fundamental programar el inversor en función de los parámetros específicos de la batería.

Esto incluye ajustar configuraciones clave como el voltaje de absorción, el voltaje de flotación y otros valores críticos que afectan la operación del sistema. Los cálculos de estos parámetros permiten una integración efectiva entre el inversor y las baterías, garantizando una carga y descarga adecuadas y una protección óptima.

A continuación, se presentan los cálculos detallados para cada uno de estos parámetros según las directrices del fabricante:

Profundidad de descarga	Máximo 80% de acuerdo con la tensión final de descarga de cada elemento. No descargar ningún elemento por debajo de 1,70V bajo ningún concepto
Corriente de carga	Máximo 0,15X C10
Tensiones de absorción	2,48V en función de la profundidad de descarga diaria a 25°C
Tensión de flotación	2,27V a 25°C
Carga de igualación	2,60V al menos una vez cada 30 días en régimen de ciclos a 25°C Factor de corrección por temperatura 0,0055V / °C por celda.

Modelo	Capacidad	Capacidad	Dimensiones	Peso
<i>Tipo de celda</i>	<i>C10 Ah</i>	<i>C100 Ah</i>	<i>Largo x Ancho x Alto mm</i>	<i>Kg</i>
CPZS 1160	825 Ah	1160 Ah	198 x 119 x 595	43

Tensión de flotación:	2,27 * 24 =	54,48V
Tensión de absorción:	2,48 * 24 =	59,52V
Carga de igualación/ecualización:	2,6 * 24 =	62,4V
Tensión crítica sistema baterías:	1,7 * 24 =	40,8V

Recomendación fabricante:

Corriente de carga máximo el 15% de la capacidad de carga en 10 horas.

$$0,15 * 825Ah = 123,75 A$$

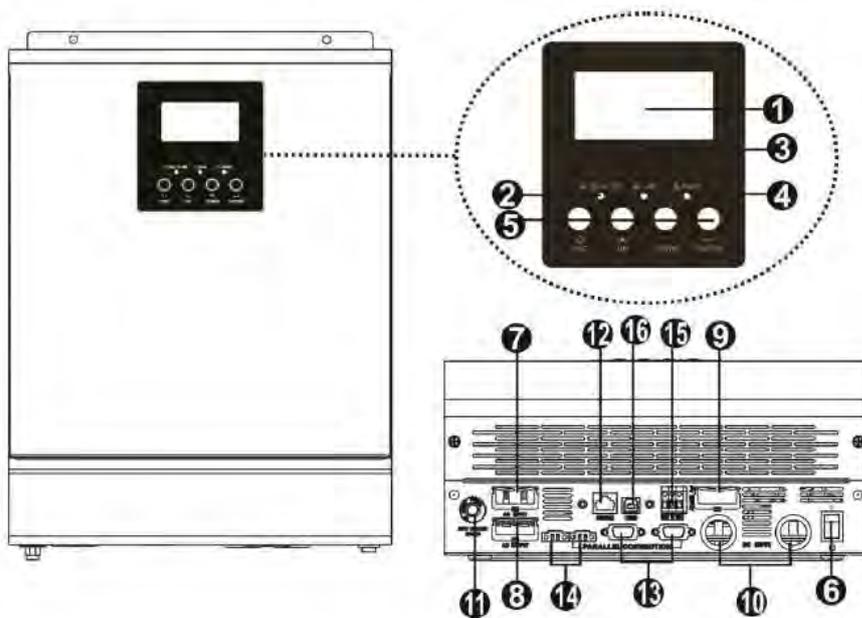
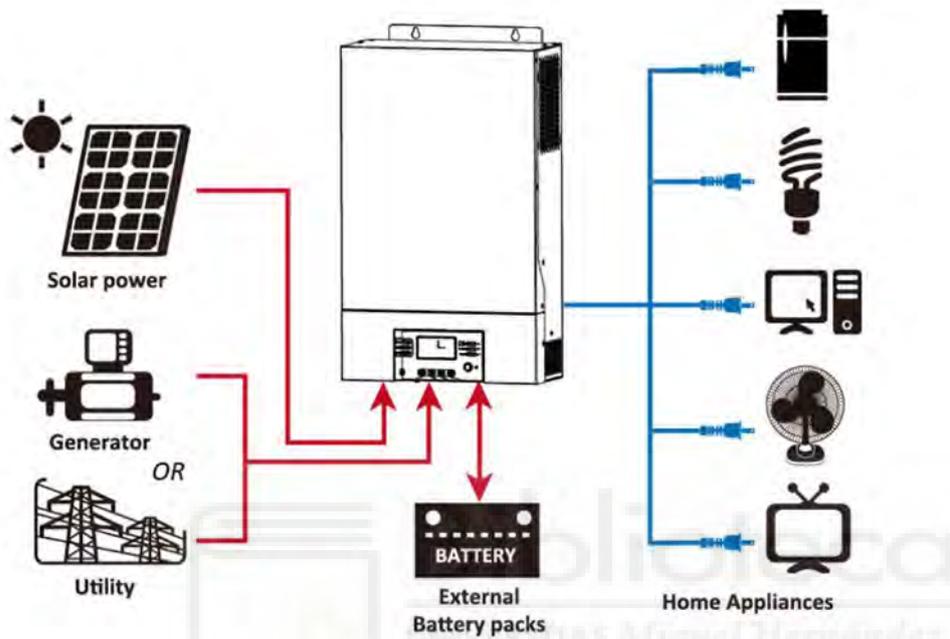
Coefficiente de 10% por seguridad:

$$0,10 * 825Ah = 82,5 A \Rightarrow \mathbf{80A}$$

2.3.3 CONFIGURACIÓN DEL INVERSOR

Se presenta la configuración recomendada, y podrá ser cambiada según proceda durante la instalación y puesta en marcha, siempre que se verifique que cumple con los requisitos técnicos de seguridad de la instalación.

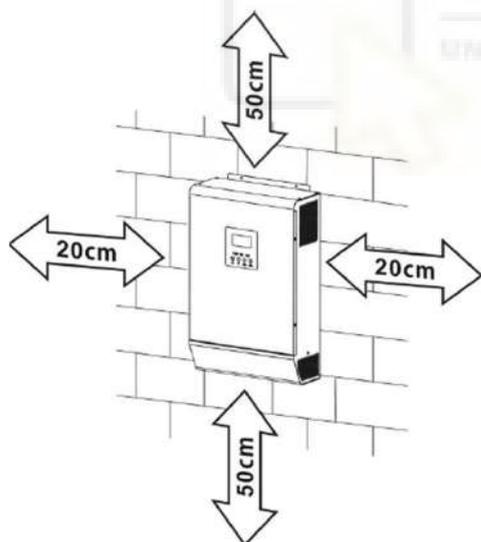
- **Esquema y conexión**



REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
1	LCD Display
2	Indicador de Estado
3	Indicador de Carga
4	Indicador de Error
5	Botones de función
6	Switch ON/OFF
7	Entrada AC
8	Salida AC
9	Entrada PV
10	Entrada Baterías
11	Entrada Disyuntor
12	Puerto de comunicación RS232
13	Cable de comunicación paralelo (solo para modelo paralelo)
14	Cable compartido de corriente (solo para modelo paralelo)
15	Dry Contact (Relé solo para señales)
16	Puerto de comunicación USB

- **Instalación**

Considere los siguientes puntos antes de seleccionar dónde instalar:



- No monte el inversor sobre materiales de construcción inflamables.

- Montar sobre una superficie sólida

- Instale este inversor a la altura de los ojos para permitir que la pantalla LCD se pueda leer en todo momento.

- La temperatura ambiente debe estar entre 0°C y 55°C para garantizar un funcionamiento óptimo.

- La posición de instalación recomendada es adherir a la pared verticalmente.

- Asegúrese de mantener otros objetos y superficies como se muestra en el diagrama de la derecha para garantizar una disipación de calor suficiente y tener suficiente espacio para retirar los cables.



SOLO APTO PARA MONTAJE SOBRE HORMIGÓN U OTRA SUPERFICIE NO COMBUSTIBLE.

- **Programación parámetros**

Aclaración: Cuando se produzca alguna referencia a la **utilidad**, se considerará en lugar de la red eléctrica pública, el **grupo generador** que integra la instalación del actual proyecto.

PROGRAMA	DESCRIPCIÓN	CONFIGURACIÓN
00	Salir del modo ajuste	“ESC”
01	Prioridad de fuente de salida: para configurar la prioridad de fuente de salida	“SBU” 1º Solar 2º Baterías 3º Utilidad La utilidad subministra energía cuando el voltaje de la batería cae a un nivel establecido en el: Programa 12
02	Corriente de carga máxima baterías: (Corriente de carga máxima = carga solar + carga utilidad)	“80” Amperios
03	Rango de voltaje de entrada de CA	“UPL” 90-280 Vac
04	Modo de ahorro de energía Conexión o desconexión del inversor si se detecta nivel de carga bajo	“SdS” Desactivado
05	Tipo de Batería	“USE” Si se selecciona “Definido por el usuario”, el voltaje de carga de la batería y el voltaje de corte de CC bajo se pueden configurar en los programas 26, 27 y 29.
06	Reinicio automático cuando se produce una sobrecarga	“Lte” Habilitado (Por defecto)

07	Reinicio automático cuando ocurre sobre temperatura	“ctE” Habilitado (Por defecto)
08	Tensión de salida (sólo disponible para modelos 110/120Vac)	NO PROCEDE
09	Frecuencia de salida	“50” Hz
11	Corriente máxima de carga	“80” A
12	Establecer el punto de voltaje MÍNIMO en baterías para la conexión con la red eléctrica “prioridad SBU” o “Solar primero” en el programa 01.	“46” V (Por defecto) El mínimo establecido por el fabricante de tensión crítica, es de 40,8 V
13	Establecer el punto de voltaje MÁXIMO en baterías para la desconexión con la red eléctrica “prioridad SBU” o “Solar primero” en el programa 01.	“52” V El valor de tensión de flotación a máxima carga es de 54,48 V
16	Prioridad de la fuente del cargador	“CSO” La energía solar cargará la batería como primera prioridad. La utilidad cargará la batería sólo cuando la energía solar no está disponible y se supere el umbral establecido en el Programa 12.
18	Control de alarma	“bON” Alarma encendida
19	Auto retorno a la pantalla inicial	“ESP” Volverá automáticamente la pantalla de visualización predeterminada (Voltaje de entrada / voltaje de salida), tras no presionarse ningún botón durante 1 minuto.
20	Control de retroiluminación	“LON” Encendido (Por defecto)
22	Pitido cuando la fuente de energía primaria se interrumpe	“AOF” Alarma apagada

23	Bypass de sobrecarga: Cuando se active, la unidad pasa al modo en línea si se da una sobrecarga en el modo batería.	“BYE” Habilitado Permite usar la utilidad como fuente de energía si no se puede desde las baterías
25	Guardar código de fallo	“FEN” Activado
26	Voltaje de carga (C.V voltaje) Voltaje máximo de funcionamiento	“59,5” V Tensión de absorción, según fabricante: 59,52 V
27	Voltaje en flotación	“54,4” V Tensión de flotación, según fabricante: 54,48 V
29	Voltaje de desconexión Si las baterías alcanzan este voltaje, el equipo se apaga.	“42,5” V Con este punto,
31	Balance de energía solar: Cuando está activada, la energía de entrada solar se ajustará automáticamente según la potencia de carga conectada.	“SBE” (Por defecto) La energía solar se usará para alimentar la carga y para cargar las baterías
32	Tiempo de carga (C.V etapa)	“AUT” (Por Defecto) El inversor decidirá de forma automática según las condiciones.
33	Ecuación de batería	“EEN” Habilitado (Por defecto)
34	Voltaje de ecuación	“62,4” V Tensión de igualación, según fabricante: 62,4 V
35	Tiempo de ecuación	“60” min (por defecto)
36	Tiempo de espera de ecuación	“120” min (por defecto)
37	Intervalo de ecuación	“30” días (por defecto)
38	Ecuación activada manualmente	“AdS” Desactivado (por defecto)

2.3.4 CONFIGURACIÓN DEL MONITOR DE NIVEL DE BATERÍA

2.3.4.1 CONEXIONADO

El conexionado se realizará con cable de 1,5 mm² como recomienda el fabricante para longitudes inferiores a 15 metros.

Se realizará la conexión directamente en paralelo con los bornes del banco de baterías.

2.3.4.2 PROGRAMACIÓN ALERTA SONORA

Los valores de tensión de alerta, se deben programar para que avise antes de que llegue a tensión crítica indicada por el fabricante. Además, será el indicador de que las baterías tienen una tensión mínima establecida por el inversor y se recurre al grupo electrógeno de respaldo.

Para el nivel de tensión máxima se considerará el periodo de ecualización, y deberá ser ligeramente superior al elevado voltaje que provoca.

Parámetros:

Nivel mínimo = 45,5V

Nivel máximo = 64V

El monitor se instalará en la escalera de acceso a la zona de control, al ser una ubicación visible y sin obstáculos, para una advertencia efectiva.

2.4 SEPARACIÓN MÓDULOS

2.4.1 SEPARACIÓN MÓDULOS DE LA ZONA A

Los módulos de la “Zona A”, serán usados como elemento arrojador de sombra, por lo que la separación será mínima, garantizando la integridad de la estructura.

Se dejará una separación mínima entre módulos de distintas filas de 15cm, para evitar que las condiciones climáticas puedan provocar el levantamiento por viento.

Estos espacios, actuarán como aliviaderos frente la presión ejercida por fuertes vientos.



2.4.2 SEPARACIÓN MÓDULOS DE LA ZONA B

Los módulos de la “Zona B”, irán montados sobre estructuras soporte por cada string.

Al estar en paralelo, no se considera que arrojen sombra alguna entre ellos, aunque si se debe respetar unas medidas de separación de cada string y la estructura del techo del aparcamiento, para prevenir el levantamiento por viento.

Estos espacios destinados a ser usados como aliviaderos de viento, tendrán que respetar una distancia mínima de 10 cm, entre la parte inferior de la estructura y el techado.

2.5 DIMENSIONAMIENTO Y PROTECCIÓN DE LOS CIRCUITOS POR TRAMOS

2.5.1 GENERALIDADES

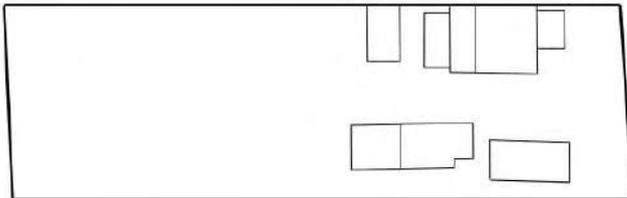
El Código Técnico del IDAE, proporciona unas bases a seguir en cualquier instalación solar, concretamente para las instalaciones aisladas proporciona los siguientes requisitos de calidad:

- 5.8.1 Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.
- 5.8.2 Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.
- 5.8.3 Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.
- 5.8.4 Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.
- 5.8.5 Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

2.5.2 ASIGNACIÓN DE LOS TRAMOS

CIRCUITO/TRAMO	INICIO	FIN
TRAMO 1	Módulos Zona A	Inversor
TRAMO 2	Módulos Zona B	Inversor
TRAMO 3	Inversor	Baterías
TRAMO 4	Inversor	CGPM
TRAMO 5	Inversor	Grupo Electrónico

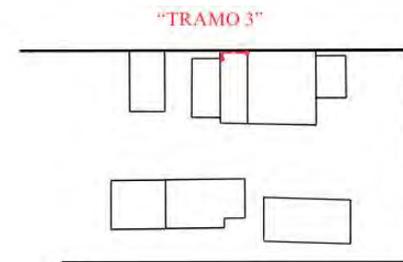
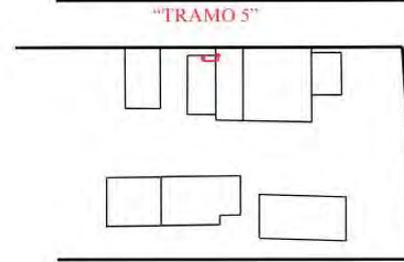
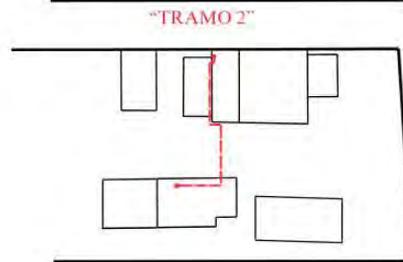
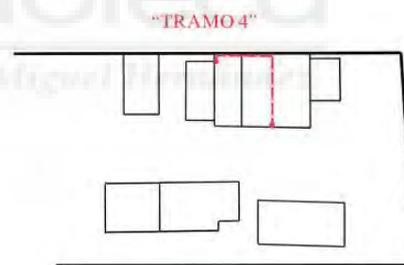
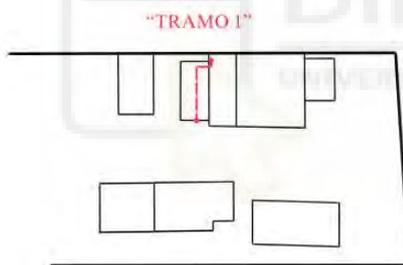
2.5.3 UBICACIÓN ESTIMADA DE LOS TRAMOS.



CROQUIS DE LOS TRAMOS

CORRIENTE CONTÍNUA

CORRIENTE ALTERNA



2.5.4 CÁLCULOS SECCIONES Y PROTECCIONES POR TRAMOS

2.5.4.1 DATOS DE LOS TRAMOS.

En lo referente a la intensidad elegida para la generación fotovoltaica, se disponen de los valores de cortocircuito proporcionados por el fabricante en lugar de sus valores nominales. Esto nos permitirá determinar por los criterios nominales y de cortocircuito simultáneamente.

Por seguridad, y debido a que la instalación funcionará bajo el sol y a lo largo de todo el año, se elige el valor más restrictivo de conductividad del cobre, siendo este para el XLPE de 90°C.

La intensidad máxima de las baterías, considerada en el peor momento posible, cuando estén descargadas y tengan que ser recargadas por energía solar y grupo electrógeno, simultáneamente. Se marca el límite según programación del inversor, correspondiente a 80 Amperios.

	CONTINUA			ALTERNA	
	TRAMO 1	TRAMO 2	TRAMO 3	TRAMO 4	TRAMO 5
Principio	Zona A	Zona B	Inversor	Inversor	Inversor
Final	Inversor	Inversor	Baterías	CGPM	Grupo
L (m)	6,5	13,5	3	10,5	5,5
P máx. (W)	3206,25	3524,64	3840	5000	5000
I máx. (A)	28,5	28	80	21,74	21,74
$\sigma_{90} \left(\frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \right)$	44	44	44	44	44
Voltaje	112,5	125,88	48	230	230

2.5.4.2 CONSIDERACIONES Y NORMATIVAS GENERALES.

Para realizar el cálculo de las secciones y dimensionamiento de los conductores, se tendrán en cuenta las normativas de aplicación. Y durante los mismos, se consultará el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, y el Pliego de Condiciones Técnicas del “IDAE”.

2.5.4.3 CÁLCULO DE SECCIÓN. CRITERIO DE CAÍDA DE TENSIÓN.

Según la ITC 40 Punto 5, “La caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la red de distribución pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal”. Esto aplica a los tramos 1 y 2.

Según IDAE, “5.8.2 Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.”

Para el tramo 3, se limita la CDT a un valor estándar en este tipo de instalaciones del 1%.

Por ser secciones clave en el transporte eléctrico, se limita la CDT de los tramos 4 y 5 a un máximo del 0,5% al ser, respectivamente, la línea principal de alimentación de la vivienda y el tramo de transporte energético que requiere el uso de combustibles.

$$\text{CDT máx. (V)} = \text{Voltaje} * \text{CDT máx. (\%)}$$

$$\text{(tramo 1) CDT máx. (V)} = 112,5 * \frac{1,5}{100} = 1,6875 V$$

$$\text{(tramo 2) CDT máx. (V)} = 125,88 * \frac{1,5}{100} = 1,89 V$$

$$\text{(tramo 3) CDT máx. (V)} = 48 * \frac{1}{100} = 0,48 V$$

$$\text{(tramo 4) CDT máx. (V)} = 230 * \frac{0,5}{100} = 1,15 V$$

$$\text{(tramo 5) CDT máx. (V)} = 230 * \frac{0,5}{100} = 1,15 V$$

	TRAMO 1	TRAMO 2	TRAMO 3	TRAMO 4	TRAMO 5
CDT máx. (%)	1,50%	1,50%	1%	0,5%	0,5%
CDT máx. (V)	1,6875	1,89	0,48	1,15	1,15

Para el cálculo de la sección mínima de cada tramo, empleamos las fórmulas específicas para corriente continua y alterna:

Tramos en continua

$$S \text{ mín. (mm}^2\text{)} = \frac{2 * I \text{ máx. cc. (A)} * L \text{ (m)}}{\sigma 90 \left(\frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \right) * \text{CDT máx. (V)}}$$

$$\text{(tramo 1) } S \text{ mín. (mm}^2\text{)} = \frac{2 * 28,5 * 6,5}{44 * 1,6875} = 4,99 \text{ mm}^2$$

$$\text{(tramo 2) } S \text{ mín. (mm}^2\text{)} = \frac{2 * 28 * 13,5}{44 * 1,89} = 9,1 \text{ mm}^2$$

$$\text{(tramo 3) } S \text{ mín. (mm}^2\text{)} = \frac{2 * 80 * 3}{44 * 0,48} = 22,73 \text{ mm}^2$$

Tramos en alterna

Se considera un $\cos(\varphi) = 1$

$$S \text{ mín. (mm}^2\text{)} = \frac{2 * I \text{ máx. cc. (A)} * L \text{ (m)} * \cos(\varphi)}{\sigma 90 \left(\frac{\text{m}}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \right) * \text{CDT máx. (V)}}$$

$$\text{(tramo 4) } S \text{ mín. (mm}^2\text{)} = \frac{2 * 21,74 * 10,5 * 1}{44 * 1,15} = 9,02 \text{ mm}^2$$

$$\text{(tramo 5) } S \text{ mín. (mm}^2\text{)} = \frac{2 * 21,74 * 5,5 * 1}{44 * 1,15} = 4,73 \text{ mm}^2$$

Resultados del criterio por caída de tensión máxima por tramos

Para cada sección mínima calculada, se establece una sección de conductor normalizada inmediatamente superior.

	TRAMO 1	TRAMO 2	TRAMO 3	TRAMO 4	TRAMO 5
S mín. (mm ²)	4,99	9,1	22,73	9,02	4,73
S (mm ²)	6	10	25	10	6

2.5.4.4 CÁLCULO DE SECCIÓN. CRITERIO DE INTENSIDAD MÁXIMA.

Para conseguir la intensidad máxima que deberán soportar los conductores, se deberá aplicar una serie de factores de corrección que aplicarán tanto a la parte de corriente continua como de alterna.

Según ITC BT 40 (Punto 5), se ha de aplicar un 125% a la intensidad de los cables de conexión. Para transformarlo en un coeficiente aplicable conjuntamente a los demás, realizamos la siguiente operación:

$$\text{Coeficiente por ser instalación generadora} = \frac{1}{1,25} = 0,8$$

También aplican, los coeficientes de corrección para la intensidad máxima admisible requeridos en los distintos apartados del REBT, según cada método de instalación.

La instalación se realizará con conductores de cobre flexible, con aislamiento de XLPE.

Tramos en continua

Para el tramo 3, que une las baterías con el inversor, se sobredimensiona por motivos de seguridad. Considerando una temperatura de trabajo de 50°C, siendo un caso que no se espera para el funcionamiento normal de las mismas.

CORRECCIÓN INTENSIDAD MÁXIMA					
ID	DEFINICIÓN	NORMA/REGLAMENTO	TRAMO 1	TRAMO 2	TRAMO 3
K1	Por acción solar directa	(UNE 20435 3.1.2.1.4) (ITC-BT 06 Punto 4.2.2.1.)	0,9	0,9	1
K2	Por ser instalación fotovoltaica generadora	(ITC-BT 40 Punto 5)	0,8	0,8	0,8
K3	Por temperatura de 50 °C en intemperie	(UNE-HD 60364-5-52:2014) (ITC-BT 06 Tabla 7)	0,9	0,9	0,9
K4	Por agrupamiento de circuitos	(UNE-HD 60364-5-52, tabla C.52.3)	1	1	1

$$K_{n1} (\text{tramo 1}) = K1 * K2 * K3 * K4 = 0,9 * 0,8 * 0,9 * 1 = 0,648$$

$$K_{n2} (\text{tramo 2}) = K1 * K2 * K3 * K4 = 0,9 * 0,8 * 0,9 * 1 = 0,648$$

$$K_{n3} (\text{tramo 3}) = K1 * K2 * K3 * K4 = 1 * 0,8 * 0,9 * 1 = 0,72$$

	TRAMO 1	TRAMO 2	TRAMO 3
COEFICIENTES (Kn)	0,648	0,648	0,72

Para obtener la intensidad corregida aplicamos la formula general:

$$I \text{ máx. corregida (A)} = \frac{I \text{ máx. (A)}}{Kn}$$

$$I \text{ máx. corregida (A)}(\text{tramo 1}) = \frac{28,5}{0,648} = 43,98 \text{ A}$$

$$I \text{ máx. corregida (A)}(\text{tramo 2}) = \frac{28}{0,648} = 43,21 \text{ A}$$

$$I \text{ máx. corregida (A)}(\text{tramo 3}) = \frac{80}{0,72} = 111,11 \text{ A}$$

Según ITC 19, dependiendo del método de instalación, conllevarán diferentes secciones de las tablas de intensidades máximas admisibles. Para los tramos 1,2 y 3 de nuestra instalación serán las siguientes:

METODO DE INSTALACIÓN	DESCRIPCIÓN	TIPO
	Cables unipolares en tubo sobre pared	B1
	Cables unipolares en rejilla sobre pared	E

Aunque el primer tramo sea mixto, una parte aérea y una parte bajo tubo sobre pared, se considerará la más restrictiva de ambas, en cuanto a intensidad máxima admisible, para mejorar la seguridad de la instalación.

	TRAMO 1	TRAMO 2	TRAMO 3
Tipo de instalación	Tubo Unipolar Superf.	Tubo Unipolar Superf.	Unipolar Rejilla
Tabla	B1	B1	E
Aislamiento	2xXLPE	2xXLPE	2xXLPE
Columna	10b	10b	12
I máx. corregida (A)	43,98	43,21	111,11

NO ENTERRADOS TABLA B1 (10B)		
SECCIÓN (mm ²)	I.MÁX ADMISIBLE (A)	
1,5	20	
2,5	28	
4	38	
6	49	Tramo 1 y Tramo 2
10	68	
16	91	
25	115	
35	143	

NO ENTERRADOS TABLA E (12)		
SECCIÓN (mm ²)	I.MÁX ADMISIBLE (A)	
1,5	23	
2,5	32	
4	44	
6	57	
10	78	
16	104	
25	135	Tramo 3
35	168	

Tramos en alterna

CORRECCIÓN INTENSIDAD MÁXIMA				
ID	DEFINICIÓN	NORMA/REGLAMENTO	TRAMO 4	TRAMO 5
K2	Por ser instalación fotovoltaica generadora	(ITC-BT 40 Punto 5)	0,8	0,8

$$K_{n4} (\text{tramo 4}) = K_2 = 0,8$$

$$K_{n5} (\text{tramo 5}) = K_2 = 0,8$$

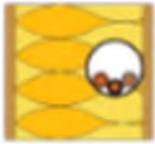
Para obtener la intensidad corregida aplicamos la formula general:

$$I \text{ máx. corregida (A)} = \frac{I \text{ máx. (A)}}{K_n}$$

$$I \text{ máx. corregida (A)} (\text{tramo 4}) = \frac{21,74}{0,8} = 27,17 \text{ A}$$

$$I \text{ máx. corregida (A)} (\text{tramo 5}) = \frac{21,74}{0,8} = 27,17 \text{ A}$$

Según la ITC 19, la instalación corresponde con el tipo unipolar empotrado bajo tubo, (tipo A1)

METODO DE INSTALACIÓN	DESCRIPCIÓN	TIPO
	Cables unipolares en tubo en una pared térmicamente aislante	A1

	TRAMO 4	TRAMO 5
Tipo de instalación	Tubo Unipolar Emp.	Tubo Unipolar Emp.
Tabla	A1	A1
Aislamiento	2xXLPE	2xXLPE
Columna	7b	7b
I máx. corregida (A)	27,17	27,17

NO ENTERRADOS TABLA A1 (7B)	
SECCIÓN (mm ²)	I.MÁX ADMISIBLE (A)
1,5	16,5
2,5	22
4	30
6	39
10	54
16	72

Tramo 4 y Tramo 5

Resultados del criterio de intensidad máxima admisible por tramos

Criterio Intensidad Máxima Admisible	TRAMO 1	TRAMO 2	TRAMO 3	TRAMO 4	TRAMO 5
Sección mín. (mm ²)	6	6	25	4	4

2.5.4.5 SELECCIÓN DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD. INTENSIDAD NOMINAL

Procedimiento

Para que un dispositivo de protección sea válido, según la ITC BT 22, el calibre del dispositivo de protección debe estar comprendido entre la intensidad de cortocircuito y la intensidad máxima admisible por el conductor.

$$I_{\text{demandada corregida}} < I_{\text{nominal magnetotérmico}} < I_{\text{máx. admisible por el cable}}$$

Para obtener la Intensidad máxima admisible, se elige la intensidad máxima admisible obtenida en los anteriores criterios. En caso de que este valor no esté por encima de la intensidad del dispositivo de protección, se ampliará la sección del conductor para obtener una mayor intensidad máxima admisible que cumpla con el criterio.

Tramos en continua

Al emplear magnetotérmicos automáticos para DC y no un sistema de protección por fusibles, el factor de corrección que aplica es únicamente el establecido en la ITC BT 40 P.5, del 125% en intensidad, al ser una instalación generadora.

	Icc máx. (A)	Factor de Corrección	I. corr. (A)	I nom. mag. (A)	I máx. (A)
Zona A (tramo 1)	28,5	1,25 (ITC 40 P.5)	35,63	40	49
Zona B (tramo 2)	28	1,25 (ITC 40 P.5)	35	40	68
Baterías (tramo 3)	80	1,25 (ITC 40 P.5)	100	125	135

Tramos en alterna

	Icc (A)	Factor de Corrección	I. corr. (A)	I nom. mag. (A)	I máx. (A)
CGPM (tramo 4)	21,74	1,25 (ITC 40 P.5)	27,17	32	54
Grupo (tramo 5)	21,74	1,25 (ITC 40 P.5)	27,17	32	39

2.5.4.6 SELECCIÓN DISPOSITIVOS DE SEGURIDAD. PODER DE CORTE POR CORTOCIRCUITO

Para realizar los cálculos, se utiliza la formula indicada en GUÍA-BT-22 para un valor de 145°C, indicado en la norma UNE 20003/IEC 28:

Rectificación de la conductividad del cobre para una temperatura de 145°C:

$$\rho_{CuT} = \frac{1}{58} * (1 + 0,00393 * (T - 20))$$

$$\rho_{Cu145} = \frac{1}{58} * (1 + 0,00393 * (145 - 20)) = 0,0257 \text{ mm}^2\Omega / \text{m}$$

Tramos en continua

Los tramos de las zonas de módulos fotovoltaicos al inversor, ya se ha considerado la corriente de cortocircuito en el cálculo de la intensidad máxima admisible al usar como valor de intensidad el valor de cortocircuito de los módulos.

DATOS TRAMO 3		
ρ_{Cu145}	0,0257	mm ² Ω /m
L	3	m
L total	6	m
V	48	v
S	25	mm ²

$$Z \approx R = \frac{\rho_{Cu145} * L \text{ total}}{S}$$

$$Z \approx R = \frac{0,0257 * 6}{25} = 0,0062 \Omega$$

$$I_{cc \text{ min}} = \frac{0,8 * V}{R}$$

$$I_{cc \text{ min}} = \frac{0,8 * 48}{0,0062} = 6223 \text{ A}$$

Tramos en alterna

DATOS TRAMO 4		
ρ Cu145	0,0257	$\text{mm}^2\Omega / \text{m}$
L	10,5	m
L total	21	m
V	230	v
S	10	mm^2

$$Z \approx R = \frac{\rho \text{ Cu145} * L \text{ total}}{S}$$

$$Z \approx R = \frac{0,0257 * 21}{10} = 0,054 \Omega$$

$$I_{cc \text{ min}} = \frac{0,8 * V}{R}$$

$$I_{cc \text{ min}} = \frac{0,8 * 230}{0,054} = 3408 \text{ A}$$

DATOS TRAMO 5		
ρ Cu145	0,0257	$\text{mm}^2\Omega / \text{m}$
L	5,5	m
L total	11	m
V	230	v
S	6	mm^2

$$Z \approx R = \frac{\rho \text{ Cu145} * L \text{ total}}{S}$$

$$Z \approx R = \frac{0,0257 * 11}{6} = 0,0471 \Omega$$

$$I_{cc \text{ min}} = \frac{0,8 * V}{R}$$

$$I_{cc \text{ min}} = \frac{0,8 * 230}{0,0471} = 3903 \text{ A}$$

2.5.4.7 RESULTADOS DE SECCIONES Y PROTECCIONES

Escogemos la sección más adecuada para cubrir los dos criterios de diseño para la sección mínima de cada cable.

RESUMEN CRITERIOS	TRAMO 1	TRAMO 2	TRAMO 3	TRAMO 4	TRAMO 5
CDT – Sección mín. (mm ²)	6	10	25	10	6
I máx. - Sección mín. (mm ²)	6	6	25	4	4
Sección de los tramos	6	10	25	10	6

	TRAMO 1	TRAMO 2	TRAMO 3	TRAMO 4	TRAMO 5
CDT (%)	1,25%	1,36%	0,91%	0,45%	0,39%
CDT (V)	1,4	1,72	0,44	1,04	0,91
I.nom (A)	28,5	28	80	21,74	21,74
I máx. conductor (A)	49	68	135	54	39
I.Protecciones Magnt. (A)	40	40	125	32	32
Poder de corte mín. (A)	40	40	6223	3408	3903

2.5.5 TUBOS, CANALES PROTECTORAS Y CONDUCTOR DE TIERRA

Este apartado presenta los cálculos para dimensionar los tubos de conducción de cables eléctricos, conforme a las normativas vigentes.

- La UNE-EN 61386, establece los requisitos generales para sistemas de conducción, incluyendo resistencia mecánica y protección.
- La UNE 50086, especifica los requisitos para los sistemas de tuberías y accesorios para cables eléctricos, garantizando la adecuación y seguridad de los tubos.
- El Reglamento (UE) N°305/2011, que reemplaza a la antigua Directiva de Productos de la Construcción, asegura que los materiales cumplan con los requisitos de resistencia mecánica, estabilidad y resistencia al fuego.
- La ITC-BT-21 del REBT, fija los criterios de instalación y dimensionamiento exigidos.
- La ITC 18 del REBT, especifica el calibre del conductor de tierra en función del conductor de fase

Sección de los conductores de fase de la instalación S (mm ²)	Sección de los conductores de protección S_p (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

En función en estas normativas y del REBT, se determinan las dimensiones óptimas para los tubos y canales protectoras para el presente proyecto.

	INICIO FIN	Tubo	Reglamento	Sección (mm ²)	Sección TT (mm ²)	Diámetro externo Tubo/Canal (mm)
Tramo 1	Zona A Inversor	Tubo Rígido	ITC 21 Pto.1.2.1	2x6	6	20
Tramo 2	Zona B Inversor	Tubo Flexible/Rígido	ITC 21 Pto.1.2.3	2x10	10	25
Tramo 3	Inversor Baterías	Rejilla (Rejiband)	ITC 19	2X25	16	35x60
Tramo 4	Inversor CGPM	Tubo Empotrado	ITC 21 Pto.1.2.2	2x10	NO	25
Tramo 5	Grupo Inversor	Tubo Empotrado	ITC 21 Pto.1.2.2	2X6	6	25

2.6 PROTECCIONES DE CORRIENTE CONTINUA

2.6.1 REQUISITOS DE DISEÑO

La intensidad nominal y el poder de corte de los dispositivos de protección ha sido calculados en el apartado “2.5.4 CÁLCULOS SECCIONES Y PROTECCIONES POR TRAMOS”, del presente proyecto.

El grado de aislamiento que se exigirá para los dispositivos de protección es calculado con un factor de corrección de “1,2”, recomendado por seguridad en este tipo de instalaciones.

	V (Vdc)	Corrección	Total (Vdc)	Aisl. mín. (Vdc)	In (A)	PC mín. (A)
Zona A (tramo 1)	138,3	1,2	165,96	500V	40	40
Zona B (tramo 2)	149,7	1,2	179,64	500V	40	40
Baterías (tramo 3)	48	1,2	57,6	500V	125	6223

Para obtener la curva mínima de disparo ante cortocircuito se siguen las restricciones técnicas indicadas en la ITC 24 del REBT junto con la curva característica general reflejada en la norma UNE 60898-1:2020.

Por cortocircuito, interesa analizar el tiempo de corte en el tramo 3, al disponer de una intensidad de cortocircuito que podría poner en peligro la integridad de los conductores.

Justificación del uso de magnetotérmicos en lugar de protección por fusibles.

Particularmente en este proyecto debido al número de strings y su elevada intensidad, además de la alta capacidad de acumulación en las baterías, se requieren varios fusibles y surge la necesidad de elementos seccionadores para las tareas de mantenimiento, aumentando el coste total.

Los acumuladores, representan aproximadamente el 60% del coste total de la instalación. Al instalar un dispositivo de seguridad magnetotérmico en lugar de uno por fusibles, se mejora la calidad del mantenimiento de este elemento crucial para este proyecto, permitiendo seccionar ambos polos simultáneamente.

Por estos motivos, se opta por los elementos magnetotérmicos de fácil rearme que mejoran del mantenimiento individual.

2.6.2 PROTECCION MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

MAGNETOTÉRMICO 40A 2P 1000V 1,5kA



Características (Beny BB2-40):

- Intensidad nominal: 40A
- Número de polos: 2
- Empleo del magnetotérmico: instalaciones DC, energías renovables
- Poder de corte del magnetotérmico: 1,5 kA
- Tensión asignada de aislamiento: 1000 Vdc
- Curva de disparo: B
- Normativa: UNE-EN 60947-2:2018
- Marcado: CE
- Capacidad de conexión: cable 25mm²
- Ancho: 35,5 mm
- Temperatura de servicio: -25°C / 70°C

PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGAS 2P 1000V



Características (CHWBKJ SPD CBY1-PV40):

- Intensidad de descarga nominal: 20 kA
- Intensidad de descarga máxima: 40 Ka
- Instalaciones: Instalaciones DC, energías renovables
- Nivel de protección Up: 1,8 kV
- Clase: 2
- Polos: 2
- Normativa: UNE-EN 61643-31:2021
- Uc: 1000Vdc
- Marcado: CE

2.6.3 PROTECCION ACUMULADORES

MAGNETOTÉRMICO 125A 2P 500V 10kA



Características (SeanRo TXDM1-63):

- Intensidad nominal: 125A
- Número de polos: 2
- Empleo del magnetotérmico: instalaciones DC, energías renovables
- Poder de corte del magnetotérmico: 10 kA
- Tensión asignada de aislamiento: 500 Vdc
- Curva de disparo: C
- Normativa: UNE-EN 60947-2:2018
- Marcado: CE
- Capacidad de conexión: cable 50 mm²
- Ancho: 53,4 mm
- Temperatura de servicio: -5°C / +40°C

2.7 PROTECCIONES DE CORRIENTE ALTERNA

2.7.1 REQUISITOS DE DISEÑO

La intensidad nominal y el poder de corte de los dispositivos de protección ha sido calculados en el apartado “2.5.4 CÁLCULOS SECCIONES Y PROTECCIONES POR TRAMOS”, del presente proyecto.

	Vn (Vac)	Aislamiento mín. (Vac)	I. Protección Magnetotérmico (A)	Poder Corte mín. (A)
CGPM (tramo 4)	230	500V	32	3408
GRUPO (tramo 5)	230	500V	32	3903

Además de la protección contra sobre cargas y cortocircuitos se incluirá protección diferencial, específica para este tipo de instalaciones.

Puesto que en algún momento el inversor puede generar por error alguna parte de continua en su componente de alterna, el dispositivo diferencial será de **Clase A o clase superinmunizado**, con una sensibilidad de 30mA.

2.7.2 PROTECCIÓN CGPM Y GRUPO

MAGNETOTÉRMICO 32A 2P 500V 6kA



Características (Hager MN532V):

- Intensidad nominal: 32A
- Número de polos: 2
- Poder de corte del magnetotérmico: 6 kA
- Tensión asignada de aislamiento: 500 Vdc
- Curva de disparo: C
- Normativa: UNE-EN 60898-1
- Marcado: CE
- Capacidad de conexión: cable 25 mm²
- Ancho: 35 mm
- Temperatura de servicio: -25°C / +70°C

DIFERENCIAL 40A 2P 30mA CLASE A



Características (Legrand 402060 RX32)

- Intensidad nominal: 40^a
- Clase: Superinmunizado “Clase A”
- Número de polos: 2
- Sensibilidad: 30 mA
- Tensión asignada de aislamiento: 500 Vdc
- Normativa: IEC/EN 61008
- Marcado: CE
- Capacidad de conexión: cable 25 mm²
- Ancho: 35 mm
- Temperatura de servicio: -25°C / +60°C

2.8 PUESTA A TIERRA

Unión con el resto de la tierra de la instalación

Según las indicaciones del Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones Aisladas proporcionado por el “IDAE”, se podrá usar como puesta a tierra la existente en la instalación de la vivienda.

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

Conexión a tierra

Se conectarán a tierra todos los elementos principales que componen la instalación. Estos elementos serán: los marcos y estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos, el inversor y el grupo electrógeno de respaldo.

Bus de tierras

La conexión de la estructura de cada módulo fotovoltaico, se conectará a un bus de tierras en paralelo, de forma que se permita retirar por mantenimiento cualquier módulo sin afectar a la continuidad de las tomas a tierra del resto.

Protección contra sobrecargas o rayos

Debido a la gran extensión metálica expuesta en la instalación, se recomienda la instalación de un dispositivo contra potenciales sobretensiones debidas a rayos. El dispositivo se instalará a la entrada de los módulos fotovoltaicos en el inversor y se conectará de la forma más directa posible a la tierra de la vivienda

2.9 CALCULO ESTRUCTURAL

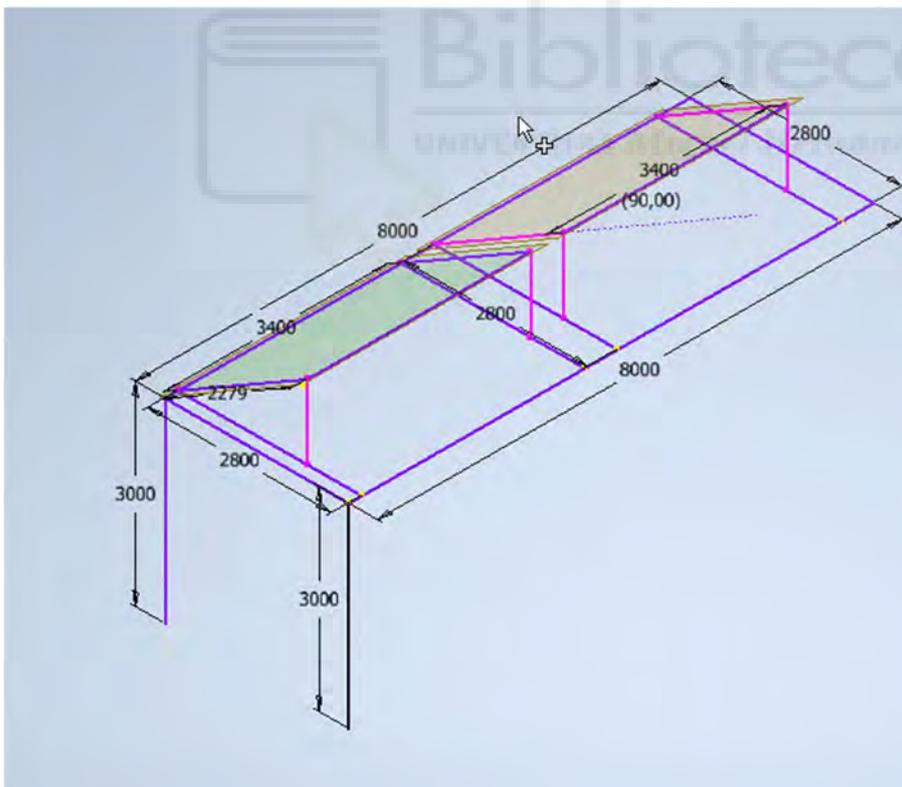
2.9.1 RESISTENCIA MECÁNICA ESTRUCTURA PRINCIPAL

La “Zona A”, será afectada por las mismas fuerzas que la “Zona B”, y puesto que posee una estructura mucho más resistente que la que conforma el techado del aparcamiento, se considerará como “apta” en caso de que la “Zona B” también obtenga la calificación de “apta”.

Para realizar el estudio de resistencia estructural nos apoyaremos de la herramienta “INVENTOR”, asegurando así que instalar los módulos fotovoltaicos no compromete la estructura ya existente.

Quedan reflejados los pasos para la elaboración de la estructura, así como los materiales, simulaciones realizadas y calificación otorgada (**Apto / No Apto**).

2.9.1.1 CREACIÓN DE LA ESTRUCTURA EN MODELO DE ALAMBRES.



2.9.1.2 ENSAMBLAJE Y ELECCIÓN DE LOS MATERIALES QUE COMPONENTEN LA ESTRUCTURA.

PILARES

▼ Miembro de estructura

Categoría	<input checked="" type="radio"/> Tubos redondos
Norma	ISO
Familia	ISO 10799-2 (Sección hueca circular - Conformada en frío)
Tamaño	101.6x4.0
Material	Acero, suave
Aspecto	Como material

Fusionar miembros de estructura

VIGAS

▼ Miembro de estructura

Categoría	<input checked="" type="checkbox"/> Tubos cuadrados/rectangulares
Norma	ISO
Familia	ISO 10799-2 (Rectangular) - Acero para construcciones - S
Tamaño	120x80x5
Material	Acero, suave
Aspecto	Como material

Fusionar miembros de estructura

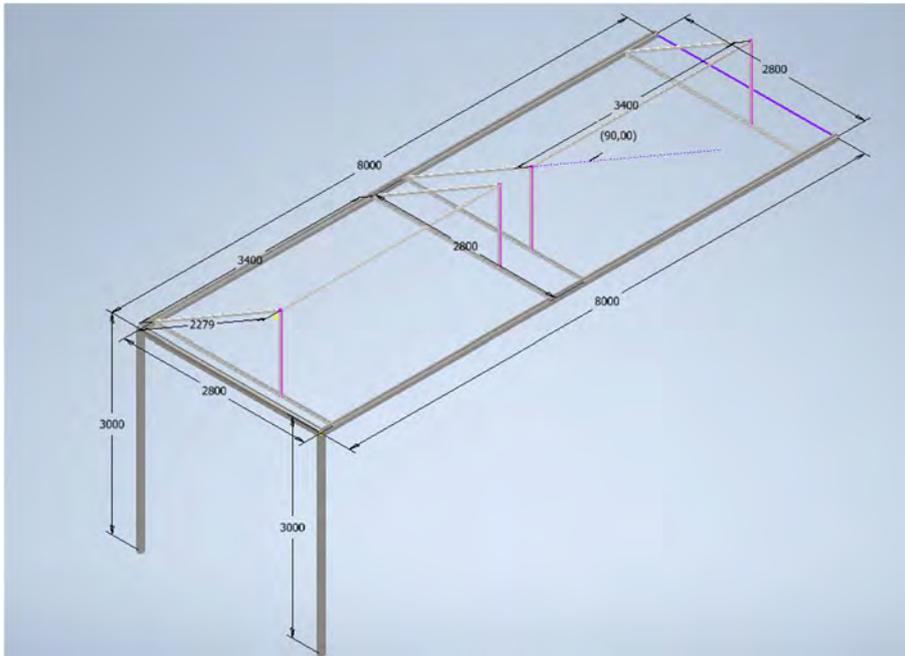
ESTRUCTURA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

▼ Miembro de estructura

Categoría	<input checked="" type="checkbox"/> Tubos cuadrados/rectangulares
Norma	ISO
Familia	ISO 10799-2 (Rectangular) - Acero para construcciones - S
Tamaño	50x30x3
Material	Acero, suave
Aspecto	Como material

Fusionar miembros de estructura

ESTRUCTURA COMPLETA



2.9.1.3 FUERZAS APLICADAS A LA ESTRUCTURA

GRAVEDAD

Aplica a cualquier elemento presente en la simulación, viene por defecto.

$$F(1) = 9,81 \text{ (m/s}^2\text{)}$$

PROPIO PESO DE LA ESTRUCTURA

Peso de los elementos que conforman la estructura, como las vigas. Vienen por defecto al escoger el material de construcción. Esta fuerza aplica continuamente en las simulaciones.

CHAPA ONDULADA

Peso de la chapa ondulada:

$$\text{Peso Específico Uds.} = 4,8 \text{ Kg/m}^2$$

$$\text{Superficie total} = 106,33 \text{ m}^2$$

$$\text{Peso Total} = 510,38 \text{ Kg}$$

Repartido entre la longitud ocupada por las vigas:

Longitud Vigas en Contacto con las chapas = 30,25 m

Peso Específico = 510,38 (Kg) / 30,25 (m) = 16,87 Kg/m

Fuerza ejercida a lo largo de la viga por el peso de la chapa ondulada:

$$F (2) = 16,87 \text{ (Kg/m)} * 9,81 \text{ (m/s}^2\text{)} = 165,51 \text{ N/m}$$

Esta fuerza, aplica a la toda la longitud total de vigas que conforman el techo de forma continua.

MÓDULOS FOTOVOLTAÍCOS

Peso 1 módulo = 28,6 Kg

Peso 6 módulos = 171,6Kg

Longitud Vigas en Contacto con Módulos = 12,4 m

Fuerza ejercida a lo largo de la viga por el peso total de los módulos:

$$F (3) = 171,6 \text{ (Kg)} * 9,81 \text{ (m/s}^2\text{)} / 12,4 \text{ (m)} = 135,75 \text{ N/m}$$

Esta fuerza, aplica a la longitud en contacto con la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos, de forma continua.

ACCIÓN DEL VIENTO

Tendrá un valor calculado según el Código Técnico de la Edificación “CTE”

$$q_e = q_b \cdot c_e \cdot c_p$$

$$q_e = 0,46 \text{ (kN/m}^2\text{)} \cdot 2,1 = 0,966 \text{ kN/m}^2 = 966 \text{ N/m}^2$$

q_b = Presión dinámica del viento



$q_b = 0,46 \text{ kN/m}^2$ Zona B (Murcia)

c_e = Coeficiente de exposición al viento

Entorno (grado de aspereza)	Altura del punto considerado (m)							
	3	6	9	12	15	18	24	30
I Bordo del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	2,4	2,7	3,0	3,1	3,3	3,4	3,5	3,7
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	2,1	2,5	2,7	2,9	3,0	3,1	3,3	3,5
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	1,6	2,0	2,3	2,5	2,6	2,7	2,9	3,1
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	1,3	1,4	1,7	1,9	2,1	2,2	2,4	2,6
V Centro de negocio de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	1,2	1,2	1,2	1,4	1,5	1,6	1,9	2,0

$c_e = 2,1$

c_p = Coeficiente de presión

Según CTE DBSE-AE “2 En edificios con cubierta plana la acción del viento sobre la misma, generalmente de succión, opera habitualmente del lado de la seguridad, y se puede despreciar.”

ACCIÓN DE LA NIEVE

Tendrá un valor calculado según el Código Técnico de la Edificación “CTE”

Fórmulas generales:

$$qn = \mu \cdot Sk$$

$$\mu = 1 + \beta/30^\circ$$

Zona climática de invierno:



Tabla valor de carga de nieve:

Altitud (m)	Carga de Nieve (KN/m ²) según Zona climática de invierno						
	1	2	3	4	5	6	7
0	0,3	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
200	0,5	0,5	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
400	0,6	0,6	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2
500	0,7	0,7	0,3	0,4	0,4	0,3	0,2
600	0,9	0,9	0,3	0,5	0,5	0,4	0,2
700	1	1	0,4	0,6	0,6	0,5	0,2
800	1,2	1,1	0,5	0,8	0,7	0,7	0,2
900	1,4	1,3	0,6	1	0,8	0,9	0,2

Cálculos:

$$Sk = 0,2 \text{ kN/m}^2$$

$$\mu = 1 + 30/30 = 2$$

$$qn = 0,2 \text{ kN/m}^2 * 2 = 0,4 \text{ kN/m}^2 = 400 \text{ N/m}^2$$

2.9.1.4 SIMULACIÓN CON VIENTO

La acción del viento, ejerce presión sobre la superficie vertical ocupada por los módulos.

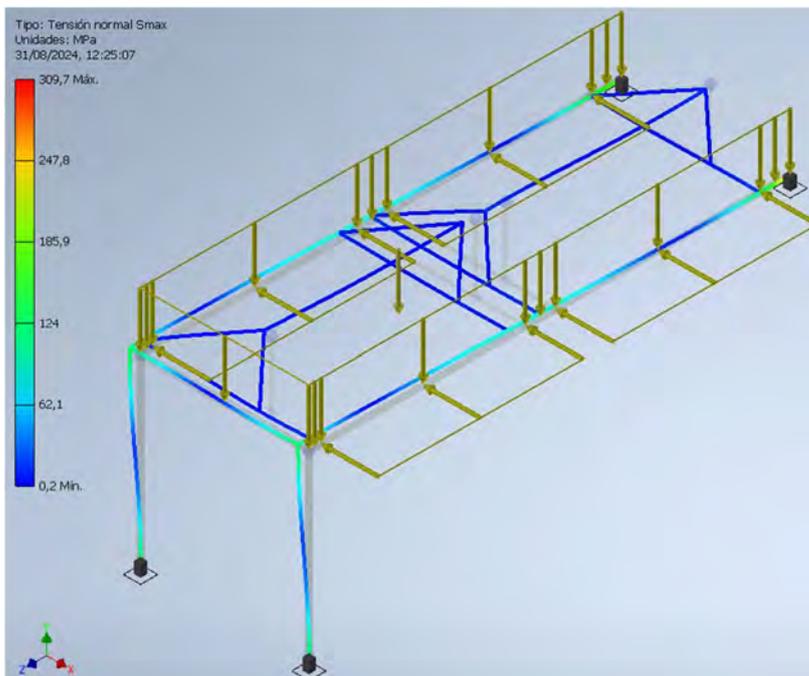
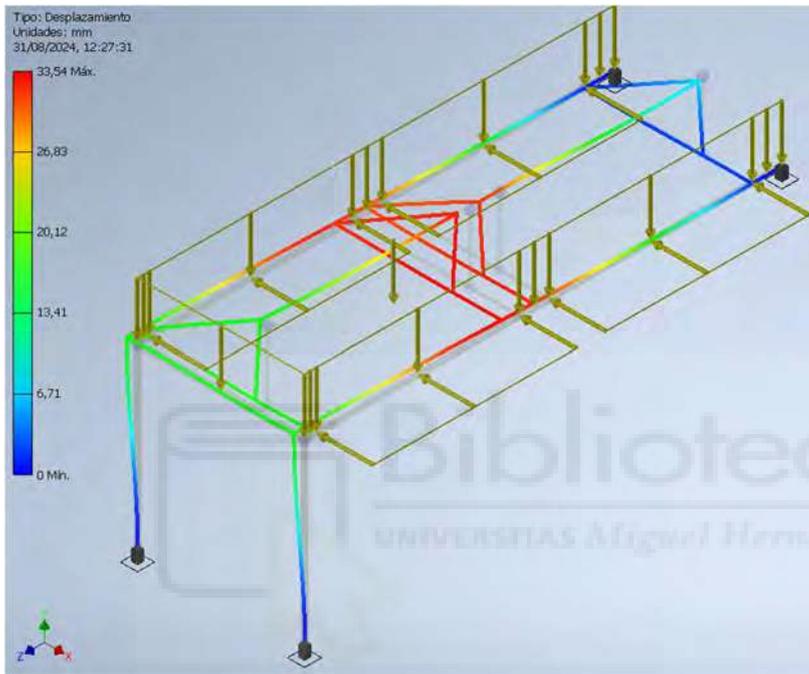
$$\text{Fuerza Viento} = 966 \text{ N/m}^2$$

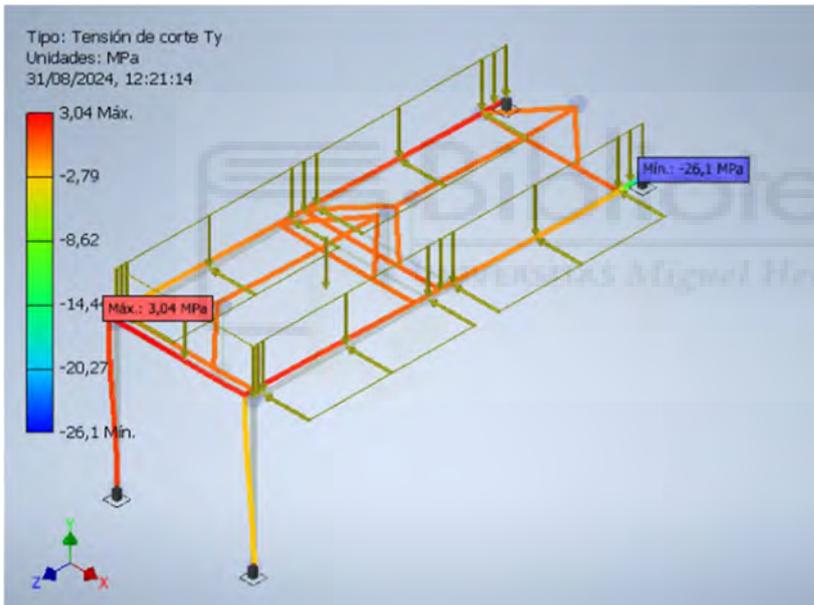
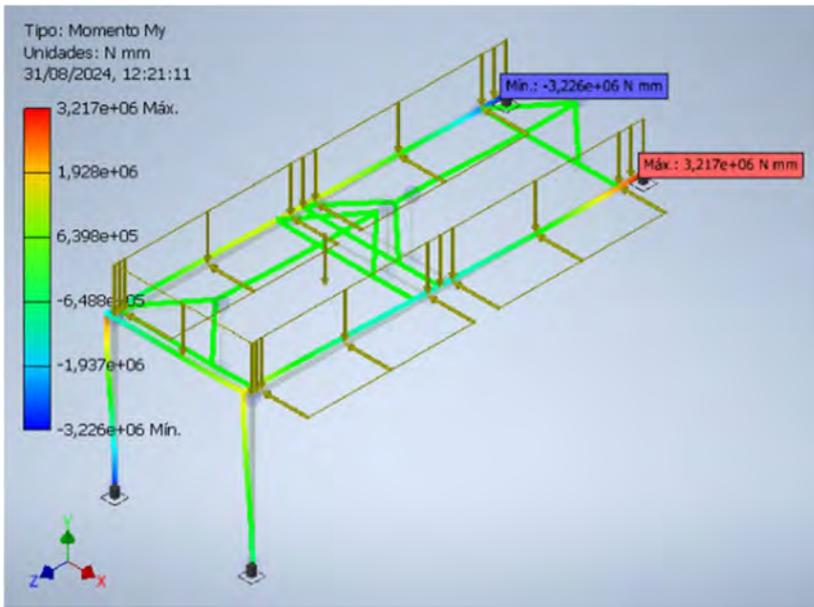
$$\text{Superficie Vertical Módulos} = (2,279 * 3,4 * 2) * \text{sen}(30) = 7,753 \text{ m}^2$$

$$\text{Superficie Vigas} = (3,4 * 4) = 13,6 \text{ m}$$

$$\text{Fuerza ejercida sobre las vigas} = 966 \text{ N/m}^2 * 7,753 \text{ m}^2 / 13,6 \text{ m} = 550,69 \text{ N/m}$$

Esta fuerza, aplica sobre las vigas en contacto horizontal en contra del viento.





2.9.1.5 SIMULACIÓN CON NIEVE

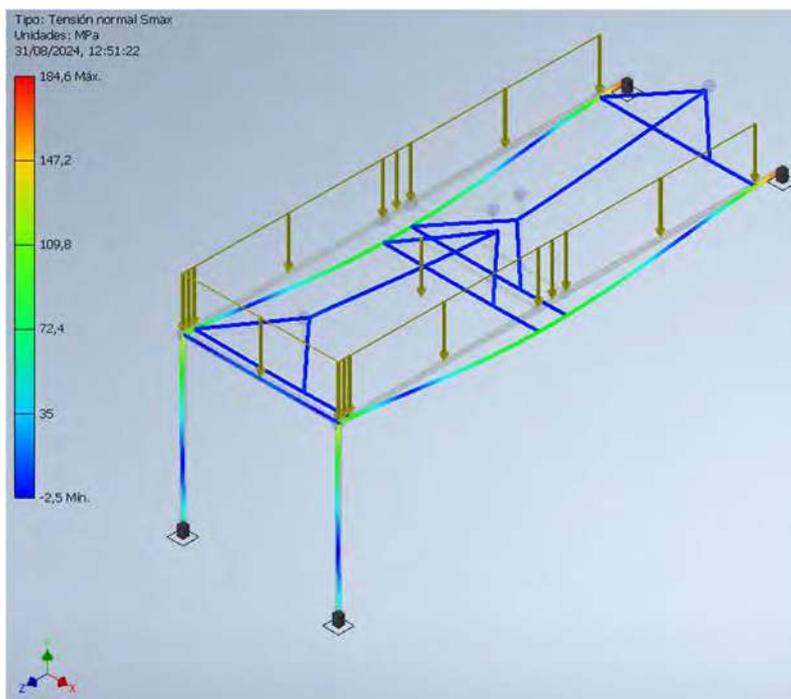
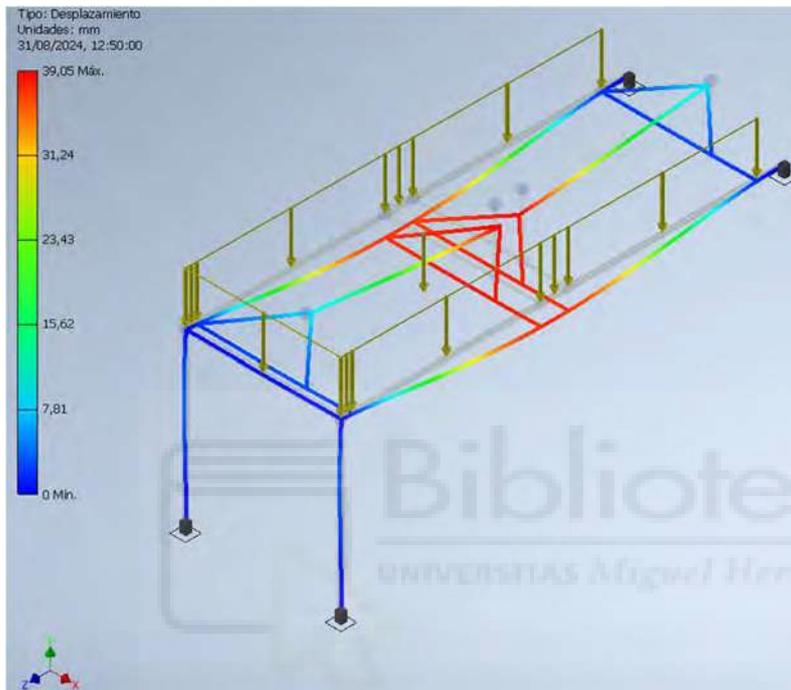
Esta fuerza, aplica verticalmente sobre las vigas principales que forman la estructura del techado en forma rectangular.

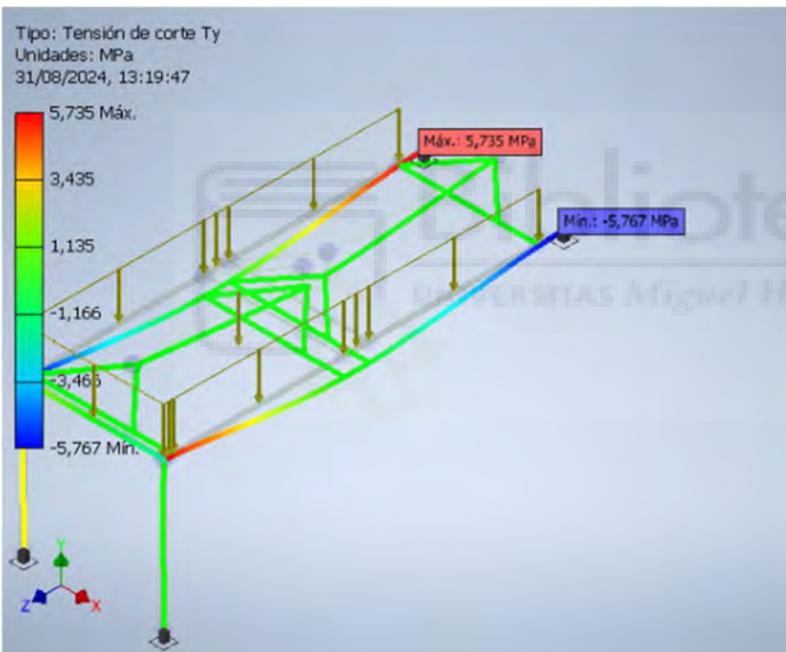
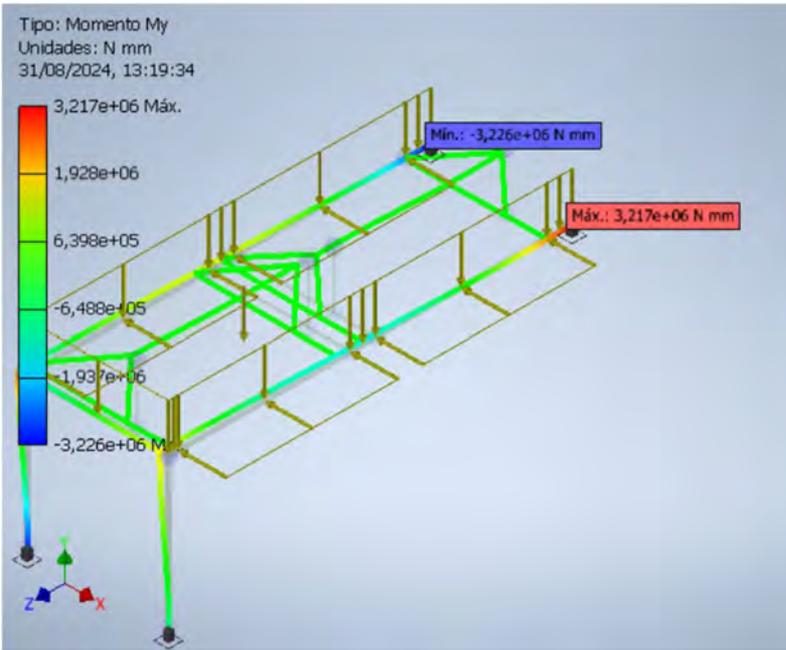
Fuerza de la nieve = 400 N/m²

Superficie techada = 30,4 m²

Superficie vigas = 21,6 m

Fuerza ejercida sobre las vigas = 400N/m² * 30,4 m² / 21,6 m = 562,92 N/m





2.9.1.6 RESULTADOS

Características mecánicas de los perfiles tubulares para construcción de acero no aleado según normas EN 10210 y EN 1021

DESIGNACIÓN DE ACERO	LÍMITE ELÁSTICO MÍNIMO N/mm ²	RESISTENCIA A LA TRACCIÓN N/mm ²			ALARGAMIENTO MÍNIMO %		RESISTENCIA A LA FLEXIÓN POR CHOQUE	
	ESPESOR NOMINAL T ≤ 16 mm	ESPESOR NOMINAL			ESPESOR NOMINAL T ≤ 40 mm		TEMPERATURA DE RECARGO °C	ENERGÍA MEDIA MIN. AUTORIZADA PARA LAS PROBETAS NORMALIZADAS J
		T < 3 mm	FRÍO	CALIENTE				
			3 mm ≤ T ≤ 40 mm	3 mm ≤ T ≤ 40 mm	FRÍO	CALIENTE		
S 355 J2H	355	510/680	470/630		-20*	22	-20	27

* Para tamaños de perfil D/T < 15 (sección circular) y (B+H)/2T < 12.5 (sección cuadrada y rectangular) el alargamiento mínimo se reduce a la mitad

Tensión Normal

Según el Código Técnico de la Edificación para estructuras de acero, en la tabla “Tabla 4.1 Características mecánicas mínimas de los aceros UNE EN 10025”, se establece como valor de límite elástico 355 N/mm²

Momento - Resistencia a la Flexión de la Viga

$$M_{adm, max} = \frac{f_y \cdot I_{xx}}{C \cdot \gamma_m} = \frac{355 \left(\frac{N}{mm^2} \right) \times 3,530,000 (mm^4)}{60 (mm)} = 20.885.833 Nm$$

$$= \frac{20,89 kNm}{1,5} = 13,93 kNm$$

$$f_y = 355 (N/mm^2) \text{ (Ficha Técnica)}$$

$$\gamma_m = 1,5 = \text{Factor de seguridad}$$

$$C = \frac{h(mm)}{2} = \frac{120 mm}{2} = 60 mm$$

$$I_{xx} = 353 cm^4 \text{ (Ficha Técnica)}$$

Resistencia al Cortante máxima de la Viga

Para obtener la resistencia al cortante, se aplica comúnmente una estimación que garantiza la seguridad para este tipo de elementos constructivos, sometidos a muy bajas fuerzas cortantes.

$$\tau_{adm} = 0,6 \cdot f_y = 0,6 \cdot 355 (N/mm^2) = 213 N/mm^2$$

Informe resultados

Parámetro	Valor máx. simulado		Valor máx. acero	Criterio
	Viento	Nieve		
Desplazamiento	3,35 cm	3,9 cm	-	APTO
Tensión Normal	309,7 MPa	184,6 MPa	355 MPa	APTO
Momento	3,21 kNm	3,21 kNm	13,93 kNm	APTO
Tensión de Corte (τ_{adm})	3,04 MPa	5,735 MPa	213 MPa	APTO



2.9.2 RESISTENCIA DEL ANCLAJE DEL SOPORTE DE LOS MÓDULOS

Tornillo Auto taladrante 6,3X100Mm P16 Cinc Índex 100 Pz

Cálculo de resistencia a tracción:

Fd = Fuerza aplicada
 An = Área Neta del tornillo
 FyK = Resistencia del acero
 $\sigma_{mo} = 1,05$

$$Fd = \frac{\text{Fuerza viento}}{N^{\circ} \text{ tornillos}} = \frac{966 \text{ (N/m}^2\text{)}}{6} = 161 \text{ N/m}^2$$

$$An = \pi * r^2 = \pi * (3,5\text{mm})^2 = 38,48 \text{ mm}^2 = 0,00003848 \text{ m}^2$$

$$FyK = 240 \text{ N/mm}^2 = 240.000.000 \text{ N/m}^2$$

$$\frac{Fd}{An} \leq \frac{FyK}{\sigma_{mo}}$$

$$\frac{161}{0,00003848} \leq \frac{240.000.000}{1,05} \quad 4.183.991,684 \text{ N} \leq 228.571.428,6 \text{ N}$$

$$4,18 \text{ MN} \leq 228,5 \text{ MN} \quad \text{APTO}$$



2.9.3 RESISTENCIA MECÁNICA DE LOS MÓDULOS

En la ficha técnica de los módulos fotovoltaicos, viene indicado su correspondiente valor de resistencia mecánica al viento y a la nieve.

FUERZA	FUERZA ADMISBL. MÓDULOS (kPa)		FUERZA APLICADA (kPa)	VERIFICACIÓN
	ZONA A	ZONA B		
VIENTO	2,4	2,4	0,966	APTO
NIEVE	5,4	5,4	0,4	APTO

2.9.4 SOBRECARGAS DE USO

Para la “Zona A”, al no disponer de estructura transitable se utilizará la maquinaria elevadora dispuesta en el mantenimiento.

Para la “Zona B”, se establece las cargas máximas según el CTE DBSE-AE (Tabla 3.1), las cargas de sobrecargas de uso máximas para el mantenimiento.

Según la leyenda, “(5) Se entiende por cubierta ligera aquella cuya carga permanente debida únicamente a su cerramiento no excede de 1 kN/m².”

Cargas Permanentes = Chapa ondulada + Estructura módulos (despreciable) + Módulos

Chapa ondulada = 4,8 Kg/m² * 9,81 m/s² = 47,088 N/m²

Módulos = 171,6 (Kg) * 9,81 (m/s²) / 106,33 m² = 15,83 N/m²

Cargas Permanentes = 47,088 + 15,83 = 62,92 N/m² = 0,629 kN/m²

Al ser muy inferior las cargas permanentes al valor indicado para cargas ligeras, de 1 kN/m², se considerará cubierta ligera.

Tabla 3.1. Valores característicos de las sobrecargas de uso

Categoría de uso		Subcategorías de uso		Carga uniforme [kN/m ²]	Carga concentrada [kN]
A	Zonas residenciales	A1	Viviendas y zonas de habitaciones en, hospitales y hoteles	2	2
		A2	Trasteros	3	2
B	Zonas administrativas			2	2
C	Zonas de acceso al público (con la excepción de las superficies pertenecientes a las categorías A, B, y D)	C1	Zonas con mesas y sillas	3	4
		C2	Zonas con asientos fijos	4	4
		C3	Zonas sin obstáculos que impidan el libre movimiento de las personas como vestíbulos de edificios públicos, administrativos, hoteles; salas de exposición en museos; etc.	5	4
		C4	Zonas destinadas a gimnasio u actividades físicas	5	7
		C5	Zonas de aglomeración (salas de conciertos, estadios, etc)	5	4
D	Zonas comerciales	D1	Locales comerciales	5	4
		D2	Supermercados, hipermercados o grandes superficies	5	7
E	Zonas de tráfico y de aparcamiento para vehículos ligeros (peso total < 30 kN)			2	20 ⁽¹⁾
F	Cubiertas transitables accesibles sólo privadamente ⁽²⁾			1	2
G	Cubiertas accesibles únicamente para conservación ⁽³⁾	G1 ⁽⁷⁾	Cubiertas con inclinación inferior a 20°	1 ^{(4),(6)}	2
			Cubiertas ligeras sobre correas (sin forjado) ⁽⁵⁾	0,4 ⁽⁴⁾	1
		G2	Cubiertas con inclinación superior a 40°	0	2

Conclusión

Podemos tener unas cargas temporales, destinadas al uso por mantenimiento de la instalación para la “Zona A” de 0 kN/m² y para la “Zona B” de 0,4 kN/m²,

2.10 INFORME DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA Y MÁXIMA

Datos

Latitud/Longitud:	37.954, -1.251
Base de datos:	PVGIS-SARAH2
FV instalado:	6360 Wp
Capacidad de la batería:	55680 Wh
Limitador de descarga:	40 %
Consumo diario:	16318.5 Wh
Angulo de inclinación:	30 °
Ángulo de azimut	-30 °

Rendimiento medio mensual

MES	E_d	E_I	f_f	f_e
Enero	15767.4	2696.1	52.2	9.7
Febrero	15914.7	4212.7	57.1	6.9
Marzo	16340.2	8316.3	74.8	3.4
Abril	16231.4	10678.4	83.8	2.7
Mayo	16298.2	12851.4	92.7	0.2
Junio	16352.6	15100.5	98.3	0.0
Julio	16312.1	15051.7	98.8	0.0
Agosto	16276.3	12745.1	96.4	0.0
Septiembre	16304.6	8745.4	84.4	1.3
Octubre	16032.8	4715.7	65.7	3.6
Noviembre	15282.2	2277.8	45.8	15.0
Diciembre	15570.3	1161.6	32.2	15.9

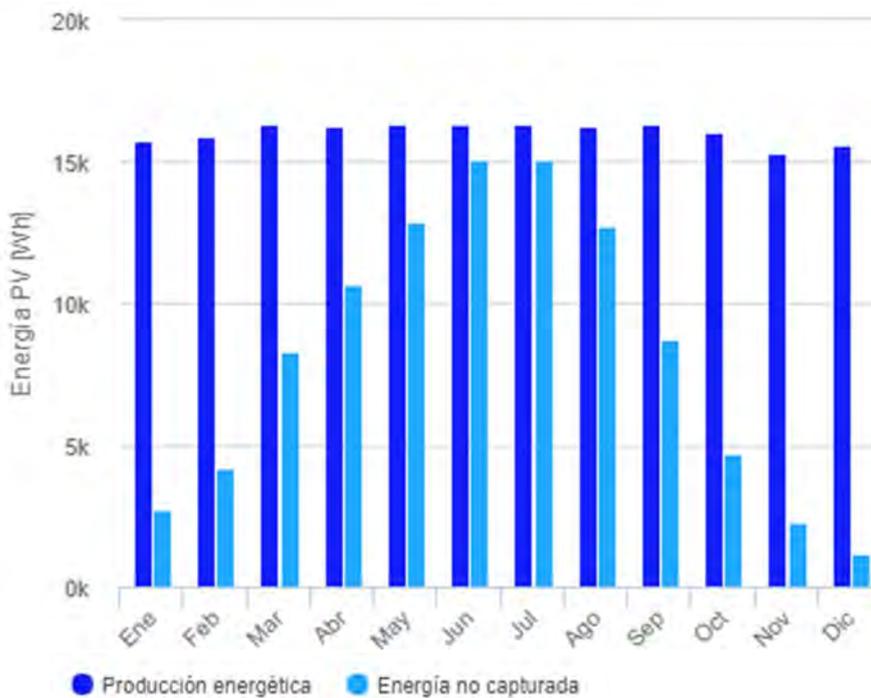
E_d: Producción energética media diaria [Wh/día].

E_l: Energía media diaria no capturada [Wh/día].

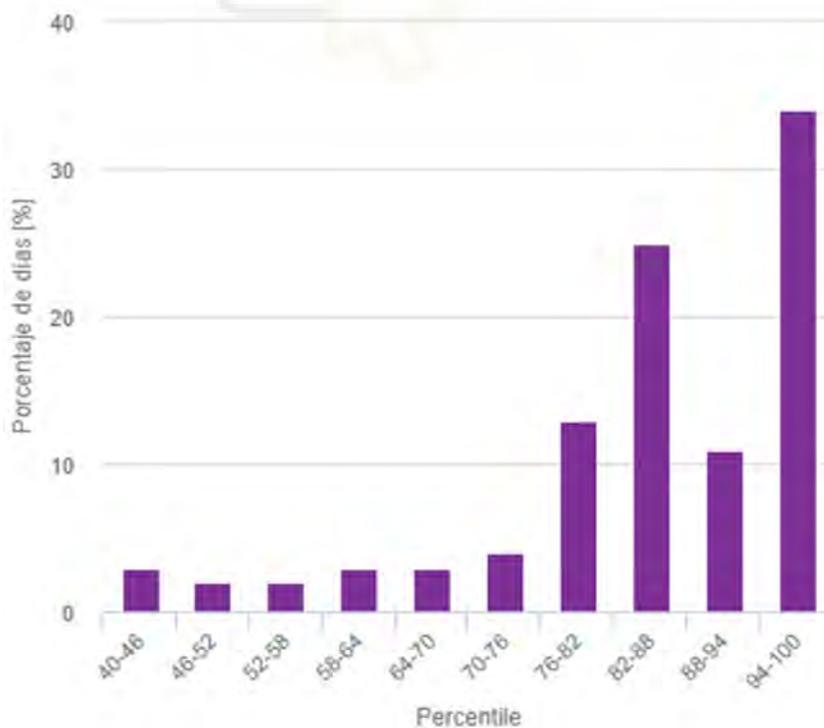
f_f: Porcentaje de días con la batería cargada completamente [%].

f_e: Porcentaje de días en los que la batería se descarga completamente [%].

Producción energética diaria estimada para un sistema FV autónomo (E_d):



Probabilidad del estado de carga de la batería al final del día:

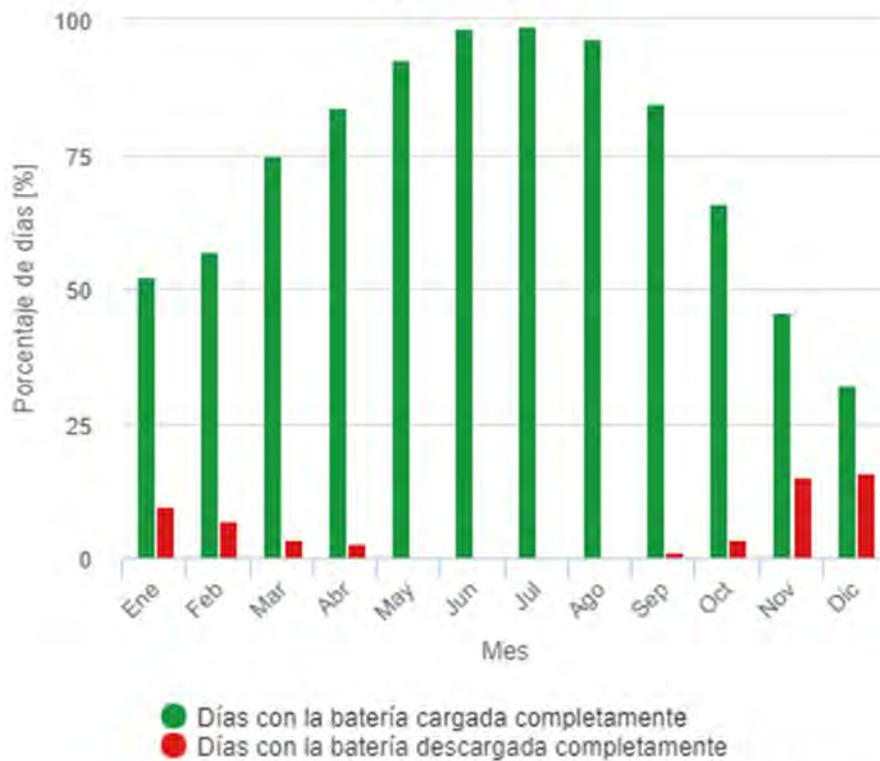


Cs	Cb
40-46	3.0
46-52	2.0
52-58	2.0
58-64	3.0
64-70	3.0
70-76	4.0
76-82	13.0
82-88	25.0
88-94	11.0
94-100	34.0

Cs: Estado de carga al final de cada día [%].

Cb: Porcentaje de días con este estado de carga [%].

Rendimiento de la batería para un sistema FV autónomo:



Producción energética anual esperada:

En los cálculos se considera que, si están cargadas las baterías y se ha satisfecho el consumo, los generadores fotovoltaicos no son capaces de producir energía sobrante que no es aprovechada por la residencia.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
E _d (kWh/día)	15,77	15,91	16,34	16,23	16,30	16,35	16,31	16,28	16,30	16,03	15,28	15,57
Días	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
TT (kWh/mes)	488,79	445,61	506,55	486,94	505,24	490,58	505,68	504,57	489,14	497,02	458,47	482,68

Total (kWh/año)	5861,25
------------------------	---------

Total (MWh/año)	5,86
------------------------	------

Producción energética anual máxima:

En estos cálculos, no se considera la limitación de producción real en la instalación. Muestran la capacidad máxima de producción anual que puede abastecer el sistema fotovoltaico.

Es decir, aunque los acumuladores estén llenos y la demanda haya sido satisfecha, se considera aprovechar la producción solar de la energía sobrante (E_I).

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
E_d (kWh/día)	15,77	15,91	16,34	16,23	16,30	16,35	16,31	16,28	16,30	16,03	15,28	15,57
E_I (kWh/día)	2,70	4,21	8,32	10,68	12,85	15,10	15,05	12,75	8,75	4,72	2,28	1,16
E_total (kWh/día)	18,46	20,13	24,66	26,91	29,15	31,45	31,36	29,02	25,05	20,75	17,56	16,73
Días	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
TT (kWh/mes)	572,37	563,57	764,35	807,29	903,64	943,59	972,28	899,66	751,50	643,20	526,80	518,69

Total (kWh/año)	8866,945
-----------------	----------

Total (MWh/año)	8,87
-----------------	------

Resultados:

Porcentaje días batería cargada:	73.64 %
Porcentaje días batería descargada:	4.87 %
Producción anual esperada	5861,25 kWh
Producción anual máxima	8866,94 kWh

3. PRESUPUESTO

3.1 CAPÍTULO 1: ELEMENTOS PRINCIPALES

	DESCRIPCIÓN	MEDICIÓN	PRECIO	TOTAL
1.1 Ud.	Módulos fotovoltaicos AS-6P-340W Módulo fotovoltaico de 340W con dimensiones de 1.956x0.992 m ² y 23 kg. Con rendimiento del 80% tras 30 años de uso. Tecnología policristalina. Incluye accesorios y mano de obra.	9	86,05 €	774,45 €
1.2 Ud.	Módulos fotovoltaicos JAM72S30-550/MR Módulo fotovoltaico de 550W con dimensiones de 2.279x1.134 m ² y 28.6 kg. Con rendimiento del 80% tras 25 años de uso. Tecnología monocristalina PERC. Incluye accesorios y mano de obra.	6	139,20 €	835,20 €
1.3 Ud.	Inversor Híbrido AXPERT MKS-MKS-II-5KVA Inversor programable con pantalla integrada y monitorización vía Ethernet. Ofrece 5000W/VA, soporte para energía solar (90-430VDC, 100A), y salida de 230VAC, 50/60Hz, 22A. Carga acumuladores hasta 54VDC y 100A.	1	762,08 €	762,08 €
1.4 Ud.	Acumulador CYNETIC CPZS 1160 Acumuladores con dimensiones de 198 x 119 x 595 mm y 43 kg. Ofrecen descarga de 1160Ah en 100 horas (C100) y 825Ah en 10 horas (C10).	24	243,80 €	5.851,20 €
1.5 Ud.	Grupo electrógeno GENERGY LIMITED 5000 Grupo electrógeno GENERGY LIMITED 5000, con potencia nominal de 4000W (picos de 4500W). Ideal para uso ocasional, arranque eléctrico/manual, 7.3 horas de autonomía, y sistemas de protección avanzados.	1	599,00 €	599,00 €
1.6 Ud.	Optimizadores TIGO 700W Optimizador solar Tigo 700W con potencia de 700W, voltaje de 22-60V, corriente de hasta 13A y eficiencia del 99.5%. Dimensiones de 138,4 x 139,7 x 22,9 mm, peso de 0.52 kg. Ofrece monitoreo individualizado y protección contra sombras.	15	55,00 €	825,00 €
			TOTAL	9.646,93 €

3.2 CAPÍTULO 2: CABLEADO Y CANALIZACIONES

	DESCRIPCIÓN	MEDICIÓN	PRECIO	TOTAL
2.1	<p>m Cable Unifilar SOLFLEX PV ZZ-F (H1Z2Z2-K) 10 mm² No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1. Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754 Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transmitancia luminosa > 60%. Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2. Incluye canalización y accesorios</p>	27	1,82 €	49,14 €
2.1	<p>m Cable Unifilar SOLFLEX PV ZZ-F (H1Z2Z2-K) 6 mm² No propagación de la llama según UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1. Libre de halógenos según UNE-EN 60754 e IEC 60754 Baja emisión de humos según UNE-EN 61034 e IEC 61034. Transmitancia luminosa > 60%. Baja emisión de gases corrosivos UNE-EN 60754-2 e IEC 60754-2. Incluye canalización y accesorios</p>	13	1,82 €	23,66 €
2.2	<p>m Cable Unipolar RZ1-K (AS) 0,6/1kV 25 mm² Aislamiento de polietileno reticulado, con conductor de cobre clase 5 según UNE-EN 60228 y cubierta de poliolefina ignifugada según UNE 21123-4. No es propagador de llama ni de incendio, baja opacidad de humos y libre de halógenos. Incluye accesorios necesarios.</p>	6	1,77 €	10,62 €
2.3	<p>m Bandeja portacables RS PRO de Acero electro galvanizado Dimensiones 100 mm x 30mm</p>	1	5,16 €	5,16 €
2.4	<p>m Cable Unifilar H07Z1-K (AS) 450/750V 16 mm² Aislamiento compuesto por material termoplástico tipo TIZ1, libre de halógenos, con reducida emisión de humos y resistencia al fuego, conforme a la norma UNE 211002:2000. Conductor de cobre electrolítico Clase V, según UNE-EN 60228, con una tensión nominal de 450/750 V y una tensión de ensayo de 3.500 V Color: Amarillo/Verde (Tierra), marrón, negro, azul, gris, rojo Empleado para alimentar CGPM y realizar las conexiones a tierra Incluye canalización y accesorios</p>	3	1,52 €	4,56 €

2.5	m	Cable Unifilar H07Z1-K (AS) 450/750V 10 mm² Aislamiento compuesto por material termoplástico tipo TIZ1, libre de halógenos, con reducida emisión de humos y resistencia al fuego, conforme a la norma UNE 211002:2000. Conductor de cobre electrolítico Clase V, según UNE-EN 60228, con una tensión nominal de 450/750 V y una tensión de ensayo de 3.500 V Color: Amarillo/Verde (Tierra), marrón, negro, azul, gris, rojo Empleado para alimentar CGPM y realizar las conexiones a tierra Incluye canalización y accesorios	34,5	1,40 €	48,30 €
2.6	m	Cable Unifilar H07Z1-K (AS) 450/750V 6 mm² Aislamiento compuesto por material termoplástico tipo TIZ1, libre de halógenos, con reducida emisión de humos y resistencia al fuego, conforme a la norma UNE 211002:2000. Conductor de cobre electrolítico Clase V, según UNE-EN 60228, con una tensión nominal de 450/750 V y una tensión de ensayo de 3.500 V Color: Amarillo/Verde (Tierra), marrón, negro, azul, gris, rojo Empleado para alimentar CGPM y realizar las conexiones a tierra Incluye canalización y accesorios	23	1,22 €	28,06 €
2.7	m	Cable bipolar comunicaciones a dos hilos Cable bicolor 2x1,5mm ² flexible plano divisible extruido con aislamiento de Poliolefina. Basado en la norma UNE 211030. Conductor Cobre pulido flexible Ø exterior: 2,6x5,4mm. Aislamiento Compuesto LSZH (libre de halógenos) tipo TI7 grosor: 0,50mm. Color rojo-negro. Tensión de prueba: 1.000 V C.A. Temperatura de servicio: -15°C a +70°C. Resistencia a 20°C: 13,3Ω/km. 34kg/km. Incluye canalización y accesorios.	5	0,54 €	2,70 €
				TOTAL	172,20 €

3.3 CAPÍTULO 3: PROTECCIONES

	DESCRIPCIÓN	MEDICIÓN	PRECIO	TOTAL
3.1 Uds.	<p>Magnetotérmico 40A 2P 1000V 1,5kA</p> <p>Modelo Beny BB2-40 o similar. Intensidad nominal de 40A y un poder de corte de 1,5 kA, adecuado para instalaciones en corriente continua (DC) con tensión de aislamiento de 1000 Vdc. De 2 polos y curva de disparo B, normativa aplicable UNE-EN 60947-2:2018 con marcado CE. Capacidad de conexión de 25 mm².</p>	2	11,17 €	22,34 €
3.2 Uds.	<p>Protección contra sobretensiones 2P 1000V</p> <p>Modelo CHWBKJ SPD CBY1-PV40 o similar. Protector básico contra sobretensiones transitorias CC 2P-40kA-20kA-1,8kV 1000V DC. Normativa 61643-31:2021</p>	1	38,00 €	38,00 €
3.3 Uds.	<p>Magnetotérmico 125A 2P 500V 10kA</p> <p>Modelo SeanRo TXDM1-63 o similar. Disyuntor Magnetotérmico DC 2P 125A 500v corriente continua CC. Normativa 60947-2:2018</p>	1	37,00 €	37,00 €
3.4 Uds.	<p>Magnetotérmico 32A 2P 500V 6kA</p> <p>Modelo HAGER MN532V o similar. Interruptor automático magnetotérmico 1P+N, 32A, curva C, 6KA. Normativa 60947-2:2018</p>	1	33,53 €	33,53 €
3.5 Uds.	<p>Diferencial 40A 2P 30mA CLASE A</p> <p>Modelo Legrand 402060 o similar. Interruptor Diferencial superinmunizado para vivienda 2 polos 40 A 30ma. Normativa UNE EN 61008-1:2015</p>	1	17,41 €	17,41 €
3.6 Uds.	<p>Cuadro eléctrico</p> <p>Cuadro eléctrico para protecciones térmicas y diferenciales, con cubierta resorte, carril de 35mm y libre de halógenos</p>	1	10,50 €	10,50 €
			TOTAL	158,78 €

3.4 CAPÍTULO 4: SEGURIDAD Y SALUD

	DESCRIPCIÓN	MEDICIÓN	PRECIO	TOTAL
4.1 Uds.	Cinturón reflectante (3 usos) Homologado y con certificado CE. R.D 773/97	2	3,21 €	6,42 €
4.2 Uds.	Chaleco reflectante (5 usos) Homologado y con certificado CE. R.D 773/97	2	3,20 €	6,40 €
4.3 Uds.	Arnés de seguridad de sujeción Para trabajo en altura, en uso de máquina elevadora. Con amarre dorsal y torsal fabricado con cintura ligera de cierre rectangular con cincha de nylon de 45 mm y elementos metálicos de acero inoxidable, incluso dispositivos anticaídas de cierre y apertura de doble seguridad, deslizamiento manual y bloqueo automático, equipado con cuerda de nylon D=15,5 mm y 20 de longitud, mosquetón de amarre de 24 mm, Homologado y con certificado CE. R.D 773/97	2	12,02 €	24,04 €
4.4 Uds.	Casco de seguridad Homologado y con certificado CE. R.D 773/97	2	1,50 €	3,00 €
4.5 Uds.	Gafas protectoras Contra impactos e incoloras. Homologado y con certificado CE. R.D 773/97	2	1,12 €	2,24 €
4.6 Uds.	Tapones anti ruido (1 uso) De silicona ajustables. Homologado y con certificado CE. R.D 773/97	2	0,55 €	1,10 €
4.9 Uds.	Guantes aislantes Para tensión hasta 5000V, protección contra contactos directos. Homologado y con certificado CE. R.D 773/97	2	7,22 €	14,44 €
4.9 Uds.	Botas aislantes Para tensión hasta 5000V, protección contra contactos directos. Homologado y con certificado CE. R.D 773/97	2	8,50 €	17,00 €
			TOTAL	43,20 €

3.5 CAPÍTULO 5: ACCESORIOS

	DESCRIPCIÓN	MEDICIÓN	PRECIO	TOTAL
5.1	Uds. Set cable acero inoxidable Cable acero: Cable de acero inoxidable de Acero T316, grosor 3 mm Grapa: Acero inoxidable tipo 304 A2, grampa para lazos en cables de acero. Diámetro de 3 mm Tensor: Acero inoxidable T316, grosor 3 mm	1	8,53 €	8,53 €
5.2	Uds. Monitor de nivel de batería Voltímetro LED con rango de medición 0-100V, alerta sonora, adicional visión de nivel de batería.	1	6,53 €	6,53 €
5.3	Uds. Estructura soporte módulos fotovoltaicos Base estructural de soporte para módulos fotovoltaicos	15	6,53 €	97,95 €
			TOTAL	113,01 €

3.6 PRESUPUESTO GLOBAL

CAPITULO	DESCRIPCIÓN	PORCENTAJE	TOTAL
1	Elementos	95,19%	9.646,93 €
2	Cableado y canalizaciones	1,70%	172,20 €
3	Protecciones	1,57%	158,78 €
4	Seguridad y Salud	0,43%	43,20 €
5	Accesorios	1,12%	113,01 €
Presupuesto Ejecución Material (PEM)			10.134,12 €

DESCRIPCIÓN	PORCENTAJE	TOTAL
PEM	92,59%	10.134,12 €
Gastos Generales (3%)	2,78%	304,02 €
Beneficio industrial (5%)	4,63%	506,71 €
Presupuesto de Contrata (PC)		10.944,85 €

DESCRIPCIÓN	PORCENTAJE	TOTAL
PC	73,74%	10.944,85 €
21% IVA	15,48%	2.298,42 €
Honorarios	2,69%	400,00 €
Proyecto y legalización	8,08%	1.200,00 €
Presupuesto Global (PG)		14.843,27 €

3.7 ANÁLISIS ECONÓMICO

RED DE TRANSPORTE FACTURA ANUAL

ENERGÍA				
Potencia Facturada	0,0889€/kW día	5kW	365 días	162,24 €
Energía facturada (Precio estimado)	0,25€/kWh	8866,95€/kWh		2.216,74 €

CARGOS NORMATIVOS				
Bono social Fijo	0,03672€/día		365 días	13,40 €
Ajuste Op. Sistema RLD 10/2022	0,004461 €/kWh	8866,95kWh		39,56 €
Regulación ajuste Op. Sistema RLD 10/2022	0,00352 €/kWh mes	500kWh	12 meses	21,12 €
Impuesto sobre la electricidad	5%	2.378,98 €		118,95 €

SERVICIOS Y OTROS CONCEPTOS				
Alquiler equipo de medida	0,02663€/día		365 días	9,72 €

TOTAL	2.581,73 €
-------	------------

TT (IVA Reducido)	5%	2.710,81 €
		225,9 €/mes

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA RETORNO DE LA INVERSIÓN

Inversión inicial	14.843,27 €	
Tiempo de retorno	5,48	5 años y 6 meses

Tiempo de vida útil (baterías)	15 años	
Tiempo después de amortización	9,52	9 años y 6 mes
Ahorro en facturas posteriores	156,86 €/mes	25.752,60 €

Con un precio comparativo estimado de facturación de la electricidad de 0,25€/kWh, se prevé que el retorno de la inversión se alcance en 5 años y 6 mes. Dado que este periodo es inferior a la garantía general de la instalación, puesto que se estima que sus componentes tendrán una vida útil mínima de 10 años para todos sus componentes, se garantiza el retorno de la inversión.

Se prevé que la vida útil real de la instalación no sea inferior a 15 años, se espera que, una vez superado el periodo de amortización de la inversión, la instalación genere un ahorro total de 25.752,6 €.

4. PLIEGO DE CONDICIONES

4.1 OBJETO

El presente Pliego de Condiciones, tiene como objetivo establecer las normas y directrices para la correcta ejecución de una instalación solar fotovoltaica aislada, destinada a la generación de energía eléctrica para autoconsumo.

La instalación estará completamente desconectada de la red eléctrica pública y deberá cumplir con los requerimientos técnicos y normativos especificados en este documento, garantizando la máxima eficiencia y seguridad en su funcionamiento.

4.2 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS (PCT)

La instalación solar fotovoltaica aislada deberá estar compuesta por equipos de alta calidad, que cumplan con las normativas vigentes y garanticen un rendimiento óptimo y seguro.

4.2.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los módulos serán del tipo monocristalino o policristalino, con una eficiencia mínima del 15% y una garantía de producción de al menos 25 años. Se garantizará que mantengan un rendimiento del 80% de su capacidad nominal al final de dicho periodo.

La potencia nominal total deberá ser capaz de satisfacer los requisitos de potencia establecidos en el estudio particular del proyecto, asegurando el suministro adecuado.

Los módulos deberán contar con las certificaciones de calidad CE y cumplir con las normativas IEC 61215-1-2:2022 e IEC 61730-1:2019, garantizando así los estándares de seguridad y rendimiento.

4.2.2 INVERSOR/CARGADOR

El inversor tendrá una potencia mínima de 4500 kW para satisfacer las demandas de energía de la instalación. Será un inversor aislado de onda sinusoidal pura, compatible con sistemas de baterías de corriente continua (CC). La eficiencia del inversor deberá ser superior al 89%, garantizando un rendimiento óptimo.

Además, el inversor deberá contar con protecciones contra sobrecargas, cortocircuitos, sobretensiones y descargas eléctricas, asegurando su fiabilidad y seguridad en todo momento. Cumplirá con las normativas internacionales IEC 62109-1 e IEC 62109-2, garantizando su calidad y cumplimiento de los estándares de seguridad.

4.2.3 BATERÍAS DE ALMACENAMIENTO

Se utilizarán baterías de ciclo profundo, que podrán ser de ion de litio, AGM o Gel, según lo que mejor se ajuste a los requerimientos del proyecto. La capacidad de almacenamiento deberá asegurar la autonomía del sistema durante un periodo de al menos 2 días sin irradiación solar.

Las baterías deberán garantizar un mínimo de 800 ciclos de carga y descarga, con una profundidad de descarga (DOD) del 80%, lo que asegura una larga vida útil. Además, el fabricante deberá proporcionar una garantía mínima de 3 años sobre el banco de baterías, ofreciendo respaldo en caso de fallos o defectos.

4.2.4 ESTRUCTURA DE SOPORTE

Las estructuras serán de acero galvanizado, resistente a la corrosión y capaz de soportar condiciones climáticas adversas, como fuertes vientos y nieve. Esto asegura su durabilidad y estabilidad en diversas condiciones ambientales.

Según las necesidades del proyecto, la estructura será fija o permitirá el ajuste de la inclinación óptima de los paneles solares, con el fin de maximizar la captación de radiación solar en la ubicación específica.

Asimismo, la estructura debe cumplir con la normativa IEC 61215-2:2021 para soportes de paneles solares, garantizando una instalación segura y duradera.

4.2.5 CABLEADO Y PROTECCIONES

El cableado será específico para sistemas fotovoltaicos, resistente a los rayos UV, temperaturas extremas y condiciones atmosféricas adversas. El cable utilizado deberá tener una sección suficiente para soportar la corriente generada por los paneles solares y las baterías, evitando caídas de tensión significativas.

Se deberán instalar sistemas de protección adecuados, tales como interruptores automáticos, fusibles, sistemas de protección contra sobretensiones y cortacircuitos. Además, será obligatorio el uso de un sistema de puesta a tierra para proteger la instalación contra descargas atmosféricas.

El cableado deberá cumplir con la normativa vigente para cada tipo de cable según su instalación: UNE-EN 60228, UNE-EN 60332, UNE-EN 60754, UNE-EN 61034-2 y UNE-EN 60754-2. Asimismo, su protección contra el fuego no deberá ser inferior al tipo “Cca s1b, d2, a1”.

4.2.6 CAJAS DE EMPALME

Las conexiones entre los conductores se efectuarán dentro de cajas diseñadas para tal propósito, hechas de material plástico resistente al fuego o metálico, en cuyo caso deberán estar adecuadamente aisladas en su interior y protegidas contra la corrosión. Estas cajas deberán ser de clase 2. Está prohibido realizar empalmes o derivaciones mediante simple retorcimiento o arrollamiento de los conductores; todas las conexiones deben realizarse usando bornes de conexión.

Los conductos se deben fijar de manera segura a las cajas de salida, empalme y paso mediante contratuerca y casquillos. Es crucial que el número total de hilos de rosca quede visible para garantizar que el casquillo se ajuste correctamente contra el conducto, seguido de la fijación de la contratuerca para asegurar una conexión eléctrica firme entre el casquillo y la caja.

Para sujetar los conductos y cajas, se utilizarán clavos Split para metal. En instalaciones permanentes, se emplearán pernos de tipo tornillo, mientras que para instalaciones que requieran desmontaje, se usarán pernos de tipo tuerca. Los pernos de expansión utilizados deberán tener apertura efectiva y ser de construcción robusta, capaces de soportar una tracción mínima de 20 kg. No se permitirá el uso de clavos para asegurar cajas o conductos.

4.2.7 LINEAS DE DISTRIBUCIÓN Y CANALIZACIÓN

La distribución del cableado debe facilitar el acceso a todas las secciones del mismo y permitir la identificación clara del sistema al que pertenece. Las canalizaciones que atraviesen el interior de los seguidores se realizarán utilizando tubo rígido de PVC curvables en caliente o tubo flexible de poliamida, con sección adaptada al número de cables a alojar. Las derivaciones y conexiones se efectuarán en cajas estancas de registro para garantizar la protección del sistema.

Los cables deberán tener un aislamiento de clase 2, fabricado con polietileno reticulado y una cubierta de PVC, de tipo RV – 0,6/1 KV, conforme a la normativa UNE 21 – 123. Las conexiones se realizarán de manera segura, utilizando terminales y asegurando que cada una esté claramente identificada de acuerdo con los esquemas proporcionados.

4.2.8 INTERRUPTORES AUTOMATICOS

A la salida de los inversores, se instalará un cuadro general de mando y protección que incluirá un interruptor general de corte omnipolar. Este cuadro también contará con dispositivos de protección para cada circuito derivado, diseñados para proteger contra sobreintensidades.

La protección contra sobreintensidades para todos los conductores, tanto fases como neutro, se proporcionará mediante interruptores magnetotérmicos o automáticos de corte omnipolar. Estos interruptores deben tener una curva térmica para la protección contra sobrecargas y un sistema de corte electromagnético para proteger contra cortocircuitos.

Los dispositivos de protección de los circuitos se colocarán generalmente en el punto de origen de estos circuitos, así como en los lugares donde la intensidad admisible se reduzca debido a cambios en la sección, condiciones de instalación, sistema de ejecución o tipo de conductores. Sin embargo, no es necesario instalar dispositivos de protección en el punto de origen de un circuito si la protección está garantizada por un dispositivo previamente instalado.

El interruptor de entrada al cuadro será un interruptor de corte omnipolar selectivo, diseñado para trabajar en coordinación con los interruptores situados aguas abajo.

4.2.9 FUSIBLES

Los fusibles deberán ser de alta capacidad de ruptura y limitadores de corriente. Se instalarán sobre material aislante e incombustible, y deberán estar diseñados para evitar la proyección de metal al fundirse. Cada fusible llevará claramente marcadas su intensidad y tensión nominales de trabajo.

No se admitirán elementos en los que la sustitución del fusible pueda representar un riesgo de accidente. Los fusibles estarán montados sobre una base con una empuñadura que permita una fácil extracción para su reemplazo.

4.2.10 INTERRUPTORES DIFERENCIALES

En la protección de la parte de corriente alterna contra contactos directos se adoptarán varias medidas. Las partes activas deberán estar recubiertas con un aislamiento que solo puede ser eliminado mediante la destrucción del mismo. Este aislamiento garantizará que las partes activas no puedan ser tocadas accidentalmente.

Las partes activas deben encontrarse dentro de envolventes o detrás de barreras. Si se necesitan aberturas para mantenimiento o funcionamiento, se deberán tomar precauciones adecuadas para evitar que personas o animales puedan tocar las partes activas. Además, se debe asegurar que las personas sean conscientes de que estas partes no deben ser tocadas intencionalmente.

Como medida complementaria, se utilizarán dispositivos de corriente diferencial-residual, con una corriente diferencial asignada de funcionamiento igual o inferior a 30 mA. Estos dispositivos ofrecen una capa adicional de protección en caso de fallo de otras medidas de seguridad o imprudencia de los usuarios.

Para la protección contra contactos indirectos, se implementará un "corte automático de la alimentación". Esta medida previene que, tras un fallo, se mantenga una tensión de contacto peligrosa durante un tiempo prolongado, con una tensión límite convencional de 50 V en condiciones normales y 24 V en locales húmedos.

4.2.11 PUESTA A TIERRA

Para la correcta instalación de un sistema fotovoltaico aislado, se debe garantizar la adecuada puesta a tierra de todos los componentes eléctricos, cumpliendo con la normativa vigente y las mejores prácticas de seguridad. La puesta a tierra es fundamental para proteger tanto a las personas como a los equipos de posibles fallos eléctricos y descargas.

Las estructuras metálicas y los componentes del sistema fotovoltaico, incluidos los módulos, inversores, controladores de carga y baterías, deben estar conectados a un sistema de puesta a tierra eficaz. Esta conexión se realizará utilizando conductores de puesta a tierra con una sección adecuada para soportar las corrientes de fallo y asegurar una baja resistencia de contacto.

Siempre que las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la puesta a tierra de la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos solares se podrá realizar utilizando la toma de tierra existente en la vivienda, conforme al Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones Aisladas proporcionado por el IDAE.

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

Los conductores de puesta a tierra deben estar claramente identificados y conectados de manera segura a los puntos de tierra establecidos. Las conexiones deben realizarse utilizando bornes y conexiones aprobadas, evitando empalmes improvisados o conexiones no certificadas que puedan comprometer la integridad del sistema.

La instalación del sistema de puesta a tierra deberá seguir las especificaciones de la norma UNE-EN 60364-5-52, que establece los requisitos para la protección de las personas y los bienes mediante la puesta a tierra en instalaciones eléctricas.

4.2.12 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS PANELES SOLARES

Los módulos fotovoltaicos deberán orientarse lo más posible hacia el sur (en el hemisferio norte), respetando en lo posible la estética del resto de la instalación existente. Esta orientación es clave para maximizar la captación de energía solar.

La inclinación de los módulos deberá calcularse en función de la latitud del lugar de instalación, con el objetivo de optimizar el ángulo de incidencia de los rayos solares durante todo el año, logrando un rendimiento eficiente.

El diseño deberá evitar la presencia de sombras parciales o totales sobre los módulos solares durante las horas de mayor irradiación solar. Para ello, se podrán utilizar herramientas de análisis solar, que permitirán evaluar posibles obstrucciones como árboles, edificios o montañas cercanas.

4.2.13 UBICACIÓN DE LOS EQUIPOS

Los módulos fotovoltaicos deberán instalarse en un área despejada, donde reciban la mayor cantidad de radiación solar posible. En caso de que se instalen en cubiertas, estas deberán ser revisadas para garantizar su capacidad de soportar el peso de los paneles, asegurando la estabilidad de la estructura.

Los inversores, controladores de carga y otros equipos electrónicos deberán ubicarse en un espacio cubierto, bien ventilado y protegido de la exposición directa al sol, la lluvia y otras condiciones climáticas adversas, prolongando así su vida útil y funcionalidad.

El banco de baterías se instalará en un lugar ventilado y seco, preferentemente en un área aislada, para minimizar el riesgo de corrosión, sobrecalentamiento o contacto accidental. Se recomienda emplear una caja de protección o un cuarto específico destinado a las baterías, garantizando la seguridad de su manejo y operación.

4.2.14 CONEXIÓN A LA RED Y SISTEMAS AUXILIARES

Aunque el sistema sea aislado, si en algún momento se prevé la posibilidad de conectar el sistema a la red eléctrica principal, se deben prever los requisitos y componentes necesarios para esta conexión, como inversores bidireccionales y sistemas de protección adecuados.

4.2.15 SISTEMA DE SOPORTE Y FIJACIÓN

Las estructuras de soporte de los paneles deberán estar diseñadas para garantizar su estabilidad frente a factores como vientos fuertes, nieve u otros fenómenos meteorológicos. Para ello, se seleccionarán materiales resistentes a la corrosión, como aluminio anodizado o acero galvanizado, asegurando una larga durabilidad.

Se emplearán anclajes adecuados que permitan fijar la estructura sin dañar la cubierta ni causar filtraciones de agua, preservando la integridad de la instalación y evitando posibles problemas futuros.

4.2.16 FORMACIÓN EN SEGURIDAD

El personal encargado de la operación y mantenimiento del sistema deberá recibir una capacitación adecuada en seguridad, que incluya procedimientos de emergencia, manejo seguro de los equipos y los protocolos de mantenimiento necesarios. Esto asegurará que el sistema se gestione de manera eficiente y seguro en todo momento.

Se proporcionarán al cliente instrucciones claras sobre la seguridad en el uso del sistema, abarcando cómo actuar en situaciones de emergencia y las pautas para mantener el sistema de manera segura. De este modo, se garantiza que el usuario esté informado y capacitado para utilizar el sistema de forma correcta.

4.2.17 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Se llevará a cabo una inspección visual del sistema al menos cada 12 meses para verificar el estado de los módulos solares, el cableado, las estructuras de soporte y los componentes eléctricos. Durante esta inspección, se deberá comprobar que no haya acumulación de suciedad, daños físicos ni corrosión, asegurando que todos los elementos del sistema funcionen correctamente.

Los módulos fotovoltaicos deberán limpiarse periódicamente para eliminar polvo, hojas y otros residuos que puedan reducir la eficiencia de captación solar. La frecuencia de limpieza dependerá de las condiciones locales, pero se recomienda hacerlo al menos dos veces al año para mantener un rendimiento óptimo.

Además, se verificará el estado de las conexiones eléctricas, incluyendo terminales, conectores y puntos de unión, para asegurar que no haya signos de desgaste, corrosión o conexiones flojas. Esta revisión es esencial para prevenir fallos y asegurar la seguridad del sistema.

4.2.18 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

En caso de detectar fallos o malfuncionamientos durante las inspecciones, se deberán realizar las reparaciones necesarias de manera inmediata. Esto incluye la sustitución de componentes defectuosos, como módulos, inversores, controladores de carga o baterías, para asegurar que el sistema funcione correctamente y de manera segura.

El sistema de monitoreo, si se incluye, ayudará a identificar problemas y determinar la causa de cualquier fallo. El contratista deberá proporcionar soporte técnico para resolver los problemas detectados y realizar diagnósticos adecuados, garantizando una rápida resolución y el mantenimiento óptimo del sistema.

4.2.19 INSPECCIONES Y PRUEBAS

El sistema será inspeccionado en diferentes etapas del proceso de instalación para asegurar que se cumplan todos los requisitos de seguridad y normativos. Estas inspecciones pueden ser realizadas por el contratista o por entidades certificadoras independientes, garantizando que cada fase del proceso cumpla con los estándares establecidos.

Se realizarán pruebas para verificar que el sistema cumple con los requisitos técnicos y normativos establecidos. Los resultados de estas pruebas deberán documentarse adecuadamente y estar disponibles para revisión por las autoridades competentes si así se requiere, asegurando la conformidad del sistema con las normativas aplicables.

4.3 PLIEGO DE CONDICIONES ADMINISTRATIVAS (PCA)

4.3.1 NORMATIVA APLICABLE

La instalación solar fotovoltaica aislada, deberá cumplir con todas las normativas vigentes, tanto nacionales como internacionales, que garanticen la seguridad, calidad y eficiencia de la instalación. El contratista, deberá asegurarse de que todos los materiales, equipos y procesos de instalación cumplan con las siguientes normativas y reglamentos:

- **Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT):** Aplicable en todas las instalaciones eléctricas en baja tensión, garantizando la seguridad de los equipos y de las personas.
- **Normas UNE-EN** específicas para instalaciones fotovoltaicas aisladas: Estas normas regulan las características técnicas de los equipos, la calidad de la instalación y las pruebas de funcionamiento, asegurando el rendimiento adecuado del sistema.
- **Código Técnico de la Edificación (CTE):** En caso de que la instalación esté relacionada con una edificación, deberá cumplir con las exigencias básicas en materia de ahorro de energía y seguridad estructural, siguiendo las disposiciones del CTE.
- **Normativa de seguridad y prevención de riesgos laborales:** Se deberá cumplir con todas las normativas aplicables para garantizar la seguridad de los trabajadores durante el proceso de instalación, incluidas las medidas de protección contra riesgos eléctricos, caídas y otros accidentes laborales.
- **Normativa medioambiental:** El contratista deberá cumplir con la legislación vigente en materia de protección del medio ambiente, asegurando que la instalación minimice el impacto ambiental y cumpla con las normativas relativas a la gestión de residuos y el uso responsable de materiales.

Adicionalmente, se deberán cumplir con las directrices y recomendaciones de organismos internacionales de energía renovable, como la **Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)**, para garantizar la sostenibilidad y eficiencia del sistema

4.3.2 OPERACIÓN DEL SISTEMA

El contratista deberá proporcionar formación al usuario final sobre el funcionamiento básico del sistema. Esto incluirá el uso de los controles, la interpretación de las lecturas del sistema de monitoreo y las prácticas de operación recomendadas, para asegurar que el usuario pueda manejar el sistema de manera eficiente y segura.

Se deberá mantener un registro detallado de todas las actividades de mantenimiento y reparaciones realizadas, así como de las lecturas de rendimiento del sistema. Este registro será útil para monitorizar el estado del sistema a lo largo del tiempo y planificar intervenciones futuras, asegurando su funcionamiento óptimo y prolongado.

4.3.3 GARANTÍAS DEL SISTEMA

Los módulos solares deberán tener una garantía mínima de 15 años contra defectos de fabricación y una garantía de rendimiento que garantice al menos el 80% de la potencia nominal al final de 25 años. Esta garantía asegura la durabilidad y eficiencia de los módulos a lo largo del tiempo.

El inversor contará con una garantía mínima de 10 años, cubriendo defectos de fabricación y fallos de funcionamiento. El contrato especificará el procedimiento para reclamaciones bajo garantía, garantizando que cualquier problema relacionado con el inversor sea resuelto adecuadamente.

Las baterías deberán contar con una garantía de 3 años o 800 ciclos de carga, lo que ocurra primero, cubriendo defectos de fabricación y pérdida significativa de capacidad. Esta garantía es fundamental para asegurar el buen funcionamiento y la longevidad del banco de baterías.

La instalación y la mano de obra estarán garantizadas por un período de 10 años. Durante este tiempo, se cubrirán los costos de reparaciones relacionadas con errores en la instalación o problemas técnicos, proporcionando tranquilidad y respaldo en caso de cualquier inconveniente.

4.3.4 DOCUMENTACIÓN TÉCNICA

Se entregarán planos detallados de la instalación, que incluirán la ubicación de los módulos solares, el diseño del sistema eléctrico, la disposición de las baterías y cualquier otra información relevante sobre la disposición física y la conexión de los componentes. Estos planos facilitarán la comprensión y la correcta implementación del sistema.

Se proporcionarán fichas técnicas y manuales de usuario para todos los equipos instalados, tales como módulos fotovoltaicos, inversores, controladores de carga y baterías. Estos documentos deben incluir detalles sobre el funcionamiento, mantenimiento y especificaciones técnicas de cada componente, garantizando que el usuario tenga toda la información necesaria para operar y mantener el sistema correctamente.

Se entregarán certificados de cumplimiento para todos los equipos y componentes del sistema, confirmando que cumplen con las normativas y estándares internacionales aplicables. Estos certificados aseguran que los componentes del sistema cumplen con los requisitos de calidad y seguridad exigidos.

4.3.5 DOCUMENTACIÓN DE PRUEBAS Y PUESTA EN MARCHA

Se proporcionará un informe detallado de todas las pruebas realizadas durante la fase de puesta en marcha. Este informe incluirá los resultados de las pruebas y cualquier ajuste realizado, proporcionando una visión completa del rendimiento y la configuración del sistema.

Además, se entregará un certificado de puesta en marcha que confirme que el sistema ha sido instalado y probado conforme a las especificaciones del pliego de condiciones técnicas y que está en pleno funcionamiento. Este certificado certificará que el sistema está operativo y cumple con todos los requisitos establecidos.

4.3.6 MANUALES Y GUÍAS

Se proporcionará un manual detallado que explique el funcionamiento del sistema. Este manual incluirá la interpretación de los datos del sistema de monitoreo (si se incluye), el uso de los controles y cualquier información relevante para la operación diaria del sistema, asegurando que el usuario pueda operar el sistema de manera efectiva y segura.

Se podrá entregar una guía de mantenimiento, que incluirá recomendaciones para el mantenimiento preventivo y correctivo del sistema. Esta guía detallará las tareas a realizar, la frecuencia de dichas tareas y las pautas de seguridad a seguir, para mantener el sistema en condiciones óptimas y prevenir problemas futuros.

4.3.7 DOCUMENTACIÓN DE GARANTÍA Y SOPORTE

Se proporcionarán certificados de garantía que documenten la garantía de todos los equipos y componentes del sistema. Estos documentos especificarán el período de garantía y los términos y condiciones aplicables, asegurando claridad sobre las coberturas y el soporte ofrecido.

Además, se incluirá información de contacto para el soporte técnico, que abarcará números de teléfono, correos electrónicos y horarios de atención. Este contacto estará disponible durante el período de garantía para resolver cualquier problema que pueda surgir, proporcionando asistencia.

4.3.8 DOCUMENTACIÓN FINAL

La documentación mencionada anteriormente deberá ser entregada formalmente al cliente al finalizar el proyecto. Se realizará una revisión conjunta de toda la documentación para asegurar que el cliente tenga toda la información necesaria para el funcionamiento y mantenimiento del sistema, garantizando que todo esté en orden y comprendido.

El cliente deberá firmar un documento de confirmación de recepción de toda la documentación y de la correcta instalación del sistema. Esta firma servirá como prueba de que el cliente ha recibido toda la información y está satisfecho con la instalación realizada.

Además, se proporcionarán recibos y facturas detalladas para todos los pagos realizados durante el curso del proyecto. Estos documentos asegurarán una transparencia completa en las transacciones financieras y permitirán al cliente llevar un registro claro de los costos asociados

4.3.9 GARANTÍAS Y SOPORTE TÉCNICO

El contratista ofrecerá una garantía de 3 años para la instalación completa, que cubrirá defectos de fabricación y fallos en el funcionamiento de los equipos. Esta garantía incluirá también la disponibilidad de repuestos y componentes necesarios para asegurar el buen funcionamiento del sistema.

Se proporcionará soporte técnico durante el período de garantía para resolver cualquier problema que pueda surgir y asegurar que el sistema opere según las especificaciones. El tiempo de respuesta para atender solicitudes de soporte técnico será de 48 horas en días hábiles, garantizando la resolución de cualquier inconveniente.



4.4 PLIEGO DE CONDICIONES FACULTATIVAS (PCF)

4.4.1 ALCANCE DE LOS TRABAJOS

Este proyecto contempla la planificación, suministro, instalación, configuración y puesta en marcha de un sistema fotovoltaico aislado. El contratista será responsable de proporcionar todos los equipos, materiales y mano de obra necesarios para la ejecución completa de la instalación. Esto incluirá:

- Módulos fotovoltaicos.
- Inversores y reguladores de carga.
- Bancos de baterías de almacenamiento.
- Estructuras de soporte.
- Cableado eléctrico y protecciones.
- Puesta en marcha y pruebas de rendimiento.
- Instrucción sobre el funcionamiento y mantenimiento del sistema.

Cualquier modificación al alcance del trabajo deberá ser aprobada por ambas partes. Las modificaciones pueden incluir cambios en el diseño, equipo o plazos de ejecución, asegurando que todas las alteraciones se realicen de mutuo acuerdo.

4.4.2 RESPONSABILIDADES DEL TÉCNICO DIRECTOR DE OBRA

El Técnico Director de Obra deberá supervisar todas las fases de la instalación, asegurando que se cumplan las especificaciones del proyecto, las normativas de seguridad y las regulaciones aplicables. Su responsabilidad incluirá coordinar el trabajo del equipo de instalación y resolver cualquier problema técnico que surja durante el proceso.

También será responsable de garantizar que los equipos y materiales instalados cumplan con los estándares de calidad establecidos en el pliego de condiciones técnicas. Deberá realizar inspecciones regulares para verificar que se cumplan todos los requisitos técnicos y que el trabajo se ejecute según los estándares de calidad.

El Técnico Director de Obra actuará como punto de contacto principal para el cliente durante el proyecto. Deberá proporcionar actualizaciones periódicas sobre el progreso de la instalación, responder a las consultas del cliente y abordar cualquier preocupación que pueda surgir, asegurando una comunicación fluida y efectiva.

Además, deberá mantener un registro detallado de todas las actividades realizadas durante la instalación, incluyendo informes de avance, actas de reuniones y cualquier cambio realizado en el alcance del proyecto. Esta documentación deberá estar disponible para revisión por parte del cliente y para cualquier requerimiento futuro, garantizando una transparencia completa en la ejecución del proyecto.

4.4.3 REQUISITOS DE SEGURIDAD

El contratista deberá seguir todas las prácticas de seguridad establecidas para proteger a los trabajadores y al personal del cliente durante la instalación. Esto incluirá el uso de equipos de protección personal (EPI) adecuados, la señalización de áreas de

trabajo y el cumplimiento de las normativas de prevención de riesgos laborales. Todos los involucrados deberán seguir el plan de seguridad y salud establecido para garantizar un entorno de trabajo seguro para todos.

Los equipos eléctricos y electrónicos deberán ser manipulados e instalados siguiendo las directrices del fabricante y las normativas de seguridad pertinentes. Esto es esencial para evitar riesgos eléctricos y mecánicos que puedan poner en peligro la seguridad de los trabajadores o el funcionamiento del sistema.

El área de instalación deberá estar adecuadamente señalizada y protegida para evitar accidentes y garantizar la seguridad de las personas que puedan estar en el área. Esto incluye la implementación de barreras físicas y señalización clara para mantener a las personas fuera de las zonas de riesgo y minimizar los posibles peligros durante la instalación.

4.4.4 CONDICIONES DE PAGO

El contrato establecerá un plan de pagos basado en el progreso del proyecto. Este plan de pagos incluirá un anticipo del 50% del costo total del proyecto a la firma del contrato. Se realizará un pago intermedio del 30% del costo total al completar la fase de instalación. El pago final, que corresponderá al 20% restante del costo total, se efectuará tras la finalización de las pruebas, la puesta en marcha del sistema y la entrega de la documentación.

Los pagos se realizarán mediante transferencia bancaria, cheque u otros métodos acordados, a las cuentas especificadas en el contrato. Los detalles de las condiciones de pago y los métodos aceptables serán acordados previamente entre las partes.

Cualquier costo adicional fuera del alcance inicial del proyecto deberá ser aprobado por escrito por ambas partes antes de su ejecución, asegurando que todas las modificaciones financieras sean acordadas de manera formal.

4.4.5 RESPONSABILIDADES DEL CLIENTE

El cliente deberá proporcionar acceso al sitio de instalación en los horarios acordados y garantizar que el área esté despejada y preparada para la instalación. Cualquier demora debida a la falta de acceso o preparación del sitio será responsabilidad del cliente.

El cliente será responsable de obtener todos los permisos y licencias necesarios para la instalación del sistema, salvo que se acuerde lo contrario en el contrato. Esto incluye asegurar que todos los requisitos legales y normativos se cumplan antes del inicio de la instalación.

Además, el cliente deberá colaborar con el contratista proporcionando toda la información necesaria para la instalación y el mantenimiento del sistema. Esta colaboración es esencial para asegurar que el proyecto se ejecute de manera eficiente y cumpla con los requisitos establecidos.

4.4.6 CONFIDENCIALIDAD

Ambas partes deberán mantener la confidencialidad de toda la información técnica y comercial intercambiada durante el curso del proyecto. Esta información no deberá ser divulgada a terceros sin el consentimiento previo por escrito de la otra parte.

4.4.7 TERMINACIÓN DEL CONTRATO

El contrato podrá ser terminado por cualquiera de las partes en caso de incumplimiento grave de las condiciones acordadas. La parte que desee terminar el contrato deberá notificar a la otra parte con un aviso previo de 7 días, especificando las razones para la terminación. Esta notificación debe permitir a la parte notificada la oportunidad de subsanar el incumplimiento antes de la terminación definitiva.

En caso de terminación del contrato, se deberán liquidar los pagos correspondientes por el trabajo realizado hasta la fecha de la terminación. Además, los equipos y materiales no utilizados deberán ser devueltos. Ambas partes deberán cumplir con sus obligaciones pendientes y coordinar la devolución y liquidación de manera equitativa.

4.4.8 RESPONSABILIDAD Y SEGURO

El contratista será responsable de cualquier daño o lesión causado por negligencia en la instalación o el incumplimiento de las normativas de seguridad. Esta responsabilidad incluye los daños a la propiedad y las lesiones personales que puedan surgir como resultado de una instalación inadecuada o de la falta de cumplimiento con las normas de seguridad establecidas.

Además, el contratista deberá mantener un seguro de responsabilidad que cubra daños a terceros, accidentes y cualquier otro riesgo asociado con la instalación y operación del sistema. Este seguro proporcionará una protección financiera adecuada en caso de que se presenten reclamaciones relacionadas con la instalación del sistema, garantizando que tanto el contratista como el cliente estén protegidos frente a posibles contingencias.

4.4.9 RECLAMACIONES Y RESOLUCIÓN DE CONFLICTOS

En caso de que el cliente detecte problemas con el sistema que estén cubiertos por la garantía, deberá notificar al contratista por escrito dentro del período de garantía especificado. El contratista deberá responder a la reclamación en un plazo de 7 días hábiles y coordinar las acciones correctivas necesarias para resolver el problema. Este proceso asegura que cualquier defecto o fallo en el sistema se gestione de manera oportuna y eficiente.

Cualquier disputa o conflicto relacionado con la ejecución del contrato se resolverá de acuerdo con las leyes locales y mediante el proceso de resolución de conflictos acordado en el contrato. Si no se llega a un acuerdo amistoso, se podrá recurrir a mediación como un mecanismo para resolver la controversia de manera imparcial y efectiva.

5. ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

5.1 OBJETO

El Estudio Básico de Seguridad y Salud tiene como propósito principal definir las condiciones y medidas de prevención de riesgos laborales que aseguren la seguridad y el bienestar de los trabajadores durante la ejecución de la instalación.

Este documento abarca una detallada identificación de los riesgos asociados, una planificación de las fases del trabajo y la especificación de las medidas preventivas que deben ser implementadas. Además, se detalla la coordinación de seguridad y salud en el sitio de trabajo, en conformidad con la normativa vigente.

El objetivo primordial es reducir al mínimo los riesgos durante la instalación del sistema fotovoltaico y proporcionar un entorno de trabajo seguro para todos los involucrados. Esta meta se enmarca dentro del cumplimiento de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, la cual establece los principios y obligaciones para la protección de la salud y seguridad en el ámbito laboral.

5.2 DATOS GENERALES DEL PROYECTO

NOMBRE DEL PROYECTO	Proyecto de Instalación Fotovoltaica para una Zona Rural Sin Conexión a Red
UBICACIÓN DE LA OBRA	C/Rio Ebro N°63, Sangonera la Seca (Región de Murcia)
PROMOTOR	Pedro Antonio Costa Guirao
COORDINADOR DE SEGURIDAD Y SALUD	Pedro Antonio Costa Guirao
CONTRATISTA	Solis S.L.
DURACIÓN ESTIMADA DE LA OBRA	15-jul-2025
FECHA PREVISTA DE INICIO	10/06/2025
FECHA PREVISTA DE FINALIZACIÓN	23-jul-2025
POTENCIA INSTALADA	6,36 kWp
DESCRIPCIÓN DE LOS MÓDULOS SOLARES	9 módulos policristalinos (340Wp) 6 módulos monocristalinos PERC (550Wp)

5.3 JUSTIFICACIÓN

El Estudio de Seguridad y Salud, se elabora por la necesidad de cumplir con la normativa vigente en materia de prevención de riesgos laborales en obras de construcción, como es la instalación de un sistema fotovoltaico aislado, que conlleva riesgos específicos como el peligro eléctrico y el riesgo de trabajo en altura.

Como no se cumple ninguno de los requisitos contemplados en el Real Decreto 1627/1997, se realiza un **Estudio Básico de Seguridad y Salud**, siendo estos requisitos:

REQUISITO	PROYECTO
Que el presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto sea igual o inferior a 450759,08€	Presupuesto PC de proyecto es de 10.944,85€
Que la duración estimada sea superior a 30 días laborables, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.	Duración estimada de 8 días
Que el volumen de mano de obra estimada, entendiéndose por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, sea superior a 500	Dos trabajadores, a 8 días de trabajo cada uno. Un total de 16 días
Las obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas	Exterior e interior de residencia

Este estudio es necesario para:

- Garantizar la seguridad de los trabajadores durante las diferentes fases de la instalación.
- Prevenir los posibles riesgos asociados al trabajo en altura, manejo de maquinaria, manipulación de paneles solares y otros componentes eléctricos.
- Cumplir con lo establecido en el **Real Decreto 1627/1997**, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Asegurar la adecuada planificación y control de las medidas de seguridad a lo largo de todas las etapas del proyecto.

5.4 DESCRIPCIÓN DE LA OBRA

La obra consiste en la instalación de un sistema fotovoltaico aislado, cuyo objetivo es la generación de energía eléctrica para el autoconsumo en una ubicación rural, sin conexión a la red eléctrica.

La instalación se compone de los siguientes elementos:

COMPONENTE	DESCRIPCIÓN
Módulos Fotovoltaicos	Se instalarán nueve paneles solares de 340W y seis paneles solares de 550W, montados sobre una estructura fija diseñada para soportar las cargas de viento y nieve del lugar.
Estructura de Soporte	La estructura de soporte se instalará sobre el techo a una altura aproximada de 3 metros.
Inversor y Equipos Eléctricos	Se utilizará un inversor de 5000W/VA para transformar la corriente continua generada por los paneles en corriente alterna. El inversor se instalará en la zona de control, protegida contra condiciones meteorológicas adversas.
Baterías de Almacenamiento	El sistema incluirá un conjunto de baterías para almacenar la energía generada, permitiendo su uso durante la noche o en períodos de baja radiación solar. Las baterías serán instaladas en la zona de control, protegidas contra condiciones meteorológicas adversas.

La instalación requerirá la ejecución de trabajos tanto en altura como en zonas específicas, para la colocación de los componentes eléctricos y de almacenamiento.

5.5 EQUIPOS DE PROTECCION INDIVIDUAL (EPI)

Para garantizar la seguridad y protección del personal durante la instalación, es crucial el uso adecuado de equipos de protección individual (EPI). Estos equipos están diseñados para proteger a los trabajadores de diversos riesgos y peligros asociados con las tareas realizadas en el proyecto.

A continuación, se detallan los EPI que deben ser utilizados para asegurar un entorno de trabajo seguro:

EPI	DESCRIPCIÓN
Cascos de seguridad	Para proteger la cabeza de impactos y caídas de objetos.
Guantes de protección	Para prevenir lesiones en las manos al manipular materiales y herramientas.
Gafas de protección	Para salvaguardar los ojos de partículas, polvo y otras sustancias.

Arneses de Seguridad	Para evitar caídas al trabajar en alturas, junto con otros dispositivos de anclaje como cables y ganchos.
Protección auditiva	Auriculares o tapones para los oídos en áreas con altos niveles de ruido.
Mascarillas o Respiradores	Para proteger las vías respiratorias en ambientes con polvo o vapores.
Chalecos reflectantes	Para asegurar la visibilidad del personal en áreas de trabajo con tráfico vehicular o maquinaria.
Botas de seguridad	Con puntera reforzada y suela antideslizante para proteger los pies de impactos, compresión y resbalones.
Protección contra caídas	Como cintas de seguridad y dispositivos anticaídas adicionales si se trabaja en plataformas elevadas o andamios.

Es importante que todos los trabajadores reciban formación sobre el uso correcto de cada EPI, y que estos equipos sean revisados y mantenidos adecuadamente para garantizar su eficacia y protección.

5.6 FASES Y ACTIVIDADES DE LA OBRA

La instalación se desarrollará en las siguientes fases y actividades:

1. Preparación del terreno y área de trabajo:

- Delimitación del área de trabajo, instalación de señalización y medidas de seguridad en la zona.
- Comprobación del estado de las superficies donde se instalarán los paneles y las estructuras de soporte.
- Instalación de plataformas, andamios o equipos de acceso seguro para trabajos en altura.
- Limpieza del área de trabajo

2. Montaje de la estructura de soporte:

- Colocación de los elementos estructurales que soportarán los paneles solares.
- Instalación de cable de acero aéreo que une la zona del techo del aparcamiento con la residencia.
- Verificación de la resistencia estructural y anclaje de los soportes.

3. Instalación de los módulos fotovoltaicos:

- Colocación y fijación de los paneles solares sobre la estructura. Esta fase implica el trabajo en altura, por lo que se tomarán medidas de seguridad adicionales como arneses, líneas de vida y plataformas elevadoras.
- Conexión de los paneles solares.

4. Instalación de equipos eléctricos:

- Montaje del inversor y demás componentes eléctricos en la zona de control.
- Instalación del sistema de baterías.
- Conexión eléctrica de todos los componentes del sistema, asegurando la correcta polaridad y la protección contra sobrecargas.

5. Pruebas:

- Acceso del sistema de control o monitorización previsto para la verificación del correcto funcionamiento del sistema.
- Pruebas del sistema para verificar la producción de energía, la carga de las baterías y la integridad de las conexiones eléctricas.

6. Finalización y entrega:

- Revisión final de todos los componentes instalados.
- Elaboración de un informe final con los resultados de las pruebas y la certificación de que la instalación cumple con los estándares de calidad y seguridad establecidos.

5.7 EQUIPOS DE PROTECCION INDIVIDUAL POR FASES (EPI)

Fase	EPI Obligatorios
1. Preparación del terreno y área de trabajo	- Casco de seguridad
	- chaleco reflectante
	- Guantes de trabajo
	- Botas de seguridad
2. Montaje de la estructura de soporte	- Casco de seguridad
	- chaleco reflectante
	- Guantes de trabajo
	- Protección ocular (si se utilizan herramientas que lo requieran)
	- Botas de seguridad
	- Arnés de seguridad y línea de vida (para trabajo en altura)
- Protección auditiva (si se utilizan herramientas ruidosas)	
3. Instalación de los módulos fotovoltaicos	- Casco de seguridad
	- chaleco reflectante
	- Guantes de trabajo
	- Botas de seguridad
	- Arnés de seguridad y línea de vida (para trabajo en altura)
- Protección auditiva (si se utilizan herramientas ruidosas)	
4. Instalación de equipos eléctricos	- Casco de seguridad

	- Chaleco reflectante
	- Guantes de trabajo
	- Botas de seguridad
	- Guantes aislantes (para trabajos eléctricos)
	- Protección auditiva (si se utilizan herramientas ruidosas)
5. Pruebas	- Casco de seguridad
	- Chaleco reflectante
	- Botas de seguridad
6. Finalización y entrega	Obra terminada, no se requiere de uso de EPIS

5.8 HERRAMIENTA Y MAQUINARIA PREVISTA

Para la ejecución de la instalación, se utilizará la siguiente maquinaria y equipos:

Herramientas manuales:

Destornilladores, alicates, tenazas y otras herramientas básicas necesarias.

Herramientas eléctricas portátiles:

Taladros, radiales y atornilladoras para el montaje de las estructuras de soporte y la instalación de los módulos solares.

Medidores y equipos de verificación eléctrica:

Multímetros, pinzas amperimétricas y otros instrumentos de medición para verificar el correcto funcionamiento de las conexiones eléctricas y asegurar la protección contra riesgos eléctricos.

Camión grúa:

Para el traslado de materiales y equipos desde el almacén hasta el sitio de la instalación. Y utilizados para elevar los paneles solares y las estructuras de soporte a los lugares de montaje.

Plataformas elevadoras:

Se utilizarán para trabajos en altura durante la instalación de los módulos solares en estructuras elevadas.

5.9 IDENTIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RIESGOS LABORALES

Riesgos eléctricos

Descripción: Manipulación de componentes eléctricos sometidos a tensión eléctrica.

Posibles consecuencias: Contactos eléctricos directos e indirectos, cortocircuitos.

Medidas preventivas:

- Antes de comenzar los trabajos sin tensión:
 - Identificar la zona y los elementos de la instalación donde se va a realizar el trabajo.
 - Diseñar procedimientos por escrito para suprimir la tensión en instalaciones complejas.

- Proceso para suprimir la tensión:
 - Desconectar la corriente de la instalación.
 - Prevenir cualquier posible realimentación de energía.
 - Verificar la ausencia de tensión mediante instrumentos adecuados.
 - Poner a tierra y en cortocircuito los elementos correspondientes.
 - Proteger contra elementos próximos en tensión y establecer señalización de seguridad para delimitar la zona de trabajo.

- Para la reposición de la tensión:
 - Retirar las protecciones adicionales y la señalización que delimita la zona de trabajo.
 - Retirar la puesta a tierra y en cortocircuito, comenzando por las pinzas más cercanas y terminando con la pinza de la puesta a tierra.
 - Desbloquear y retirar la señalización de los dispositivos de corte.
 - Cerrar los circuitos para restablecer la tensión.

- Precauciones durante la reposición de la tensión:
 - Notificar a todos los trabajadores involucrados sobre el inicio de la reposición de la tensión.
 - Comprobar que todos los trabajadores han abandonado la zona, salvo aquellos encargados de la reposición.

- Asegurarse de que todas las puestas a tierra y en cortocircuito han sido retiradas.
 - Informar al responsable de la instalación sobre la reposición de la tensión.
- Para trabajos en tensión:
- Realizar el trabajo solo por trabajadores cualificados, siguiendo un procedimiento previamente estudiado y ensayado.
 - Mantener las manos protegidas mediante guantes aislantes adecuados.
 - Realizar el trabajo sobre una alfombra o banqueta aislante que asegure un apoyo seguro y estable.
 - Usar herramientas aisladas y diseñadas específicamente para trabajos en tensión.
 - Aislar las partes activas y elementos metálicos en la zona de trabajo mediante protectores adecuados como fundas y capuchones.
 - Elegir equipos y materiales basados en las características del trabajo y la tensión de servicio.
 - Proporcionar un apoyo sólido y estable, así como una iluminación adecuada para el trabajo.
 - Evitar el uso de objetos conductores como pulseras o cadenas durante el trabajo.
 - Señalizar y delimitar la zona de trabajo para prevenir el acceso de personas no autorizadas.
 - Suspender trabajos al aire libre en condiciones ambientales desfavorables como tormentas o vientos fuertes.
 - Realizar la reposición de fusibles con el útil normalizado adecuado y preferiblemente "sin carga" para evitar arcos eléctricos.
 - Evitar el uso de teléfonos móviles durante los trabajos en tensión para prevenir distracciones.
 - Asegurar que los guantes dieléctricos usados cumplan con los requisitos de seguridad especificados, incluyendo marcas obligatorias y sistemas de identificación para control y verificación.

Riesgo de caídas desde altura

Descripción: Trabajos en techos, estructuras elevadas y montaje de paneles solares.

Posibles consecuencias: Lesiones graves por caídas, fracturas, contusiones.

Medidas preventivas:

- Instalación y uso de sistemas de protección contra caídas, como arneses y líneas de vida.
- Utilización de escaleras y plataformas elevadoras adecuadas y seguras.
- Formación del personal en técnicas de trabajo en altura y uso de EPI.
- Inspección regular del equipo de protección y sistemas de acceso.

Riesgo en manejo de maquinaria

Descripción: Uso de grúas, plataformas elevadoras, taladros y otras herramientas.

Posibles Consecuencias: Accidentes por mal manejo, lesiones por atrapamiento o caída de objetos.

Medidas Preventivas:

- Formación en el manejo seguro de maquinaria y herramientas.
- Mantenimiento regular de la maquinaria y verificación de su estado antes de su uso.
- Uso de EPI adecuado, como cascos, gafas de protección y guantes.
- Señalización y delimitación de áreas de trabajo con maquinaria.

Riesgo de exposición a condiciones meteorológicas adversas

Descripción: Trabajos al aire libre que pueden estar expuestos a lluvia, viento, nieve o altas temperaturas.

Posibles consecuencias: Deslizamientos, golpe de calor, hipotermia.

Medidas preventivas:

- Planificación de las actividades según las condiciones meteorológicas.
- Uso de ropa adecuada a las condiciones climáticas.
- Planificación de descansos e hidratación.

Riesgo de manipulación de materiales pesados

Descripción: Transporte e instalación de paneles solares y otros componentes pesados.

Posibles consecuencias: Lesiones musculares, esguinces, agarrotamiento.

Medidas preventivas:

- Uso de equipos de elevación y transporte adecuados.
- Formación en técnicas de levantamiento seguro y manejo de cargas.
- Planificación y realización de pausas entre tareas para evitar la sobrecarga física.

Riesgos generales en el lugar de trabajo

Descripción: Caídas al mismo nivel, riesgos de resbalones y tropiezos.

Posibles consecuencias: Las caídas al mismo nivel, como tropezar con objetos o resbalar en superficies mojadas, pueden resultar en esguinces, fracturas, contusiones y lesiones en la cabeza y otras partes del cuerpo.

Medidas preventivas:

- Mantener las áreas de trabajo limpias y libres de obstáculos para reducir el riesgo de tropiezos y caídas.
- Asegurar que los suelos estén secos y señalar las superficies resbaladizas.
- Realizar formación continua sobre la identificación de riesgos y técnicas de prevención.
- Revisar y mantener regularmente las instalaciones y equipos para evitar problemas derivados del mal estado.

Riesgo de caída de herramientas

Descripción: Este riesgo se refiere a las herramientas que pueden caer desde una altura durante el trabajo en plataformas, andamios o estructuras elevadas.

Posibles consecuencias: Lesiones graves a los trabajadores que se encuentren en el suelo, así como daño a equipos o propiedades cercanas.

Medidas preventivas:

- Utilizar cinturones de herramientas para asegurar las herramientas a los trabajadores.
- Colocar redes de protección o barandillas en las áreas donde se trabaja en altura para evitar que las herramientas caigan.

Riesgo de caída de materiales de construcción

Descripción: Este riesgo involucra materiales o equipos que pueden caer accidentalmente desde una altura durante su manipulación o almacenamiento.

Posibles consecuencias: Las consecuencias pueden ser lesiones a los trabajadores y daños en la estructura o en otras áreas del sitio.

Medidas preventivas:

- Los materiales deben ser almacenados de forma segura en áreas designadas

- Se deben utilizar barreras o mallas de protección para evitar que los materiales caigan sobre áreas transitadas.

Riesgo de proyección de partículas

Descripción: Partículas o escombros que caen desde alturas, lo que puede impactar en trabajadores o personas cercanas a nivel del suelo.

Posibles consecuencias: Las posibles consecuencias incluyen lesiones a personas y daños a equipos en el suelo.

Medidas preventivas:

- Se debe utilizar equipo de protección adecuado, como cascos, gafas de seguridad y protectores auditivos.
- Se deben instalar sistemas de protección para retener las partículas que puedan ser proyectadas.
- Se debe delimitar el área de trabajo para evitar exponer a terceros.

Riesgo de falta de señalización de áreas de trabajo

Descripción: Se refiere a áreas de trabajo en altura que no cuentan con una señalización adecuada, lo que puede llevar a que objetos caigan sin ser detectados.

Posibles consecuencias: La falta de señalización puede aumentar el riesgo de accidentes debido a la falta de advertencia y medidas de protección inadecuadas.

Medidas preventivas:

- Implementar señalización clara y visible en las áreas de trabajo en altura
- Delimitar las zonas de peligro para evitar el acceso no autorizado.

Riesgo de uso inadecuado de equipos de protección

Descripción: Este riesgo implica el uso de equipos de protección personal (EPI) defectuosos o mal utilizados.

Posibles consecuencias: La falta de protección adecuada puede resultar en accidentes graves.

Medidas preventivas:

- Inspección y mantenimiento regular de los EPI
- Proporcionar capacitación a los trabajadores sobre el uso correcto de los equipos de protección y los procedimientos de seguridad.

5.10 OBLIGACIONES DEL PROMOTOR

El promotor debe garantizar el cumplimiento de la normativa de seguridad y salud laboral, incluido el Real Decreto 1627/1997. Es su responsabilidad coordinar con el coordinador de seguridad y salud para asegurar que el proyecto esté diseñado con las medidas de seguridad adecuadas.

Debe proporcionar los recursos necesarios para la implementación de las medidas preventivas y asegurar que los equipos y maquinaria estén en buen estado. Además, el promotor debe facilitar formación continua a los trabajadores sobre seguridad y salud, realizar inspecciones regulares del sitio para asegurar el cumplimiento de las normas, y mantener la documentación actualizada.

En caso de accidente, debe intervenir de inmediato y coordinar la actuación. También debe proteger los derechos de los trabajadores.

5.11 COORDINADOR DE SEGURIDAD Y SALUD

El Coordinador de Seguridad y Salud tiene la responsabilidad de aprobar el Plan de Seguridad y Salud, asegurando que cumpla con todas las normativas y requisitos vigentes.

Deberá garantizar que todas las empresas y trabajadores involucrados cumplan con las medidas de seguridad establecidas. En cuanto a la supervisión del sitio de trabajo, el Coordinador realizará inspecciones periódicas para verificar el cumplimiento de las medidas de seguridad y toma las acciones correctivas necesarias si se identifican deficiencias. También coordinará la formación y capacitación continua de los trabajadores, asegurándose de que reciban la instrucción adecuada sobre los riesgos específicos del proyecto y los procedimientos de emergencia.

Proporcionará asesoramiento técnico en materia de seguridad y salud a los responsables del proyecto y a los trabajadores, y consulta con el promotor sobre las mejores prácticas y posibles mejoras en el plan de seguridad.

En caso de incidentes o accidentes, supervisa la gestión de los mismos, asegurando que se sigan los procedimientos establecidos para su atención y notificación, y realiza un análisis de las causas para prevenir futuros problemas.

Asimismo, es responsable de mantener actualizada toda la documentación relacionada con la seguridad, incluyendo el libro de incidencias y los informes de inspección. El Coordinador también revisa y ajusta el Plan de Seguridad y Salud según sea necesario, adaptándolo a los cambios en el proyecto.

5.12 OBLIGACIONES DE LOS TRABAJADORES

Los trabajadores deben cumplir con todas las normativas y procedimientos de seguridad establecidos en el Plan de Seguridad y Salud. Esto incluye el uso correcto de los equipos de protección personal (EPI) proporcionados y la adopción de prácticas seguras en todo momento.

Los trabajadores están obligados a seguir las instrucciones de seguridad dadas por el Coordinador de Seguridad y Salud y otros responsables del proyecto. Deben participar en las formaciones y capacitaciones impartidas, y estar al tanto de los riesgos específicos del proyecto y de los procedimientos de emergencia.

Además, los trabajadores deben informar inmediatamente cualquier situación de riesgo, deficiencia en los equipos o accidente al Coordinador de Seguridad y Salud o encargado.

Finalmente, los trabajadores deben respetar las señalizaciones y barreras de seguridad, así como los protocolos establecidos para el manejo de maquinaria y herramientas.

5.13 PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD

El Plan de Seguridad y Salud deberá ser redactado antes del comienzo de las obras para asegurar que se establezcan todas las medidas preventivas y de protección necesarias.

Este plan incluirá las directrices para la prevención de riesgos, la protección de la salud de los trabajadores, los procedimientos de emergencia, y la asignación de responsabilidades.

Debe ser aprobado por el Coordinador de Seguridad y Salud y su cumplimiento será fundamental para garantizar la seguridad durante la ejecución de la instalación.

5.14 LIBRO DE INCIDENCIAS

El Libro de Incidencias es un documento esencial para registrar y gestionar cualquier incidente o accidente que ocurra durante la ejecución del proyecto. Este libro debe estar disponible en el sitio de trabajo y ser accesible a todos los trabajadores, el Coordinador de Seguridad y Salud, y los responsables del proyecto.

Cada incidente, accidente o reclamación relevante debe ser anotado en el Libro de Incidencias de manera inmediata, incluyendo una descripción detallada del suceso, las medidas adoptadas, y cualquier otra información relevante.

La normativa requiere que cualquier accidente grave o incidente significativo registrado en el Libro de Incidencias sea notificado a la Inspección de Trabajo y a la Seguridad Social en un plazo máximo de 24 horas. Las reclamaciones o situaciones que puedan afectar la seguridad y salud de los trabajadores también deben ser comunicadas a estas entidades.

Además, el libro debe ser revisado periódicamente para asegurar que se mantenga actualizado y se cumplan los procedimientos establecidos.

5.15 PRIMEROS AUXILIOS

Es esencial tener un kit de primeros auxilios completo y accesible en el lugar de trabajo, revisado y reabastecido regularmente.

Se deben establecer procedimientos claros para la atención inicial de lesiones y emergencias, y designar responsables para la administración de primeros auxilios. Así como de un sistema de comunicación eficaz para alertar a los servicios médicos.

5.16 PARALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS

La paralización de los trabajos puede ser necesaria en situaciones donde se identifiquen riesgos graves para la seguridad y salud de los trabajadores. En caso de detectar condiciones que comprometan la seguridad, el Coordinador de Seguridad y Salud, o el personal autorizado, tiene la autoridad para suspender inmediatamente las actividades.

La paralización de los trabajos debe ser comunicada de forma inmediata a todos los trabajadores y a los responsables del proyecto. Además, se deben implementar medidas correctivas para solucionar los problemas identificados antes de reanudar las labores.

La decisión de paralizar los trabajos debe estar documentada en el Libro de Incidencias, especificando los motivos de la suspensión y las acciones correctivas previstas. La reanudación de los trabajos solo puede ocurrir una vez que se hayan solucionado los riesgos y se garantice un entorno de trabajo seguro.

5.17 NORMATIVA APLICABLE

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueba 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.
- Resolución de 21 de septiembre de 2017, de la Dirección General de Empleo, por la que se registra y publica el Convenio colectivo general del sector de la construcción.
- Real Decreto 39/1995, de 17 de enero. Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 485/1997 en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril. Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 487/1997 relativo a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorso-lumbar, para los trabajadores.
- Real Decreto 773/1997 relativo a la utilización por los trabajadores de los equipos de protección personal.

- Real Decreto 1215/1997 relativo a la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 1627/1997, de octubre. Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Ordenanza de Seguridad e Higiene en el trabajo año 1971, capítulo VI.
- Cualquier otra disposición sobre la materia actualmente en vigor o que se promulgue durante la vigencia de este documento.
- Real Decreto 314 /2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el código técnico de la edificación.

5.18 CONDICIONES Y FACILIDADES EN EL LUGAR DE TRABAJO

Para garantizar un entorno de trabajo adecuado y seguro durante la instalación de paneles solares, se implementarán las siguientes condiciones en el lugar de trabajo.

Se asegurará que haya un suministro de agua disponible, preferentemente a través de una conexión fija, para satisfacer las necesidades del personal.

El área de trabajo estará equipada con zonas de descanso protegidas del sol y la intemperie, para que los trabajadores puedan descansar durante los intervalos sin exponerse a condiciones climáticas extremas. Se ofrecerán también instalaciones para el almacenamiento seguro de equipos y herramientas, así como áreas designadas para la preparación de alimentos y bebidas, asegurando que los trabajadores puedan mantener una adecuada hidratación y nutrición.

En el sitio de trabajo, se prevé que haya entre 2 y 3 trabajadores en promedio. Por lo tanto, no se contemplará la instalación de una caseta provisional para vestuario e inodoros. En su lugar, se utilizarán los aseos y vestuarios disponibles en la residencia, siempre que cuenten con la aprobación del coordinador de seguridad y salud y de la empresa. En caso de que esta opción no sea autorizada por la empresa o el coordinador de seguridad y salud, se procederá a instalar una caseta y aseo portátil adecuados.

Se garantizará la adecuada ventilación y, en caso de trabajar en espacios cerrados, se tomarán medidas para asegurar una circulación de aire adecuada para evitar la acumulación de gases o vapores peligrosos. Asimismo, se dispondrá de un sistema de primeros auxilios accesible en todo momento, y se implementará un plan de emergencia claramente comunicado a todos los trabajadores.

Estas condiciones están diseñadas para crear un entorno de trabajo cómodo, seguro y saludable, facilitando el desempeño eficiente de las tareas y el bienestar general del personal.

6. MANTENIMIENTO

Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo es esencial para asegurar el funcionamiento óptimo y prolongar la vida útil de la instalación solar fotovoltaica aislada. Este tipo de mantenimiento incluye la inspección regular de los componentes clave, como el cableado, los paneles solares, la estructura de soporte, las baterías y el inversor/cargador, con el objetivo de detectar y solucionar problemas antes de que afecten el rendimiento del sistema.

El mantenimiento preventivo debe realizarse de manera periódica y con especial atención a las conexiones y los elementos expuestos a condiciones ambientales adversas

Al llevar a cabo estas acciones de forma regular, se minimizan los riesgos de averías graves y se asegura el suministro continuo de energía en la instalación.

Elemento	Mantenimiento Preventivo	Frecuencia
Cableado y conexiones	Inspección visual del cableado, conexiones y bornes de las baterías para detectar desgaste, roces o desgarros. Reapriete de conexiones para evitar puntos calientes.	Anual
Placas solares	Revisión visual para detectar defectos como abultamientos o burbujas de agua. Limpieza de las placas para eliminar suciedad que disminuya la eficiencia.	Anual (en zonas secas)
Estructura de soporte	Verificación de la sujeción de los paneles, reapriete de tuercas y anclajes. En estructuras no de aluminio, aplicar pintura antioxidante para evitar la corrosión.	Anual
Baterías OPzS	Revisión del estado de las baterías, limpieza de terminales y comprobación de niveles de electrolito, añadiendo agua destilada cuando sea necesario.	Cada 3-4 meses
Inversor/cargador	Inspección de señales de fallas como sobrecarga o sobrecalentamiento. Revisión y reapriete de conexiones y verificación de tensiones de entrada y salida.	Anual
Grupo	Inspección visual, revisión de nivel de aceite, conexiones y reapriete	Anual

Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo tiene como objetivo reparar o reemplazar los componentes del sistema fotovoltaico cuando se presenta un fallo o mal funcionamiento.

A diferencia del mantenimiento preventivo, este tipo de mantenimiento se lleva a cabo cuando se detecta un problema en el sistema, como una avería en las placas solares, sobrecalentamiento en el cableado o fallos en el inversor/cargador.

Cuando ocurre un defecto en alguno de los elementos del sistema, es necesario realizar las reparaciones o sustituciones correspondientes de manera rápida y eficiente. Esto garantiza que la instalación vuelva a operar dentro de los parámetros normales, minimizando el tiempo de inactividad y el impacto en el rendimiento energético.

Elemento	Defecto	Mantenimiento Correctivo
Cableado y conexiones	Desgaste excesivo, cortes, sobrecalentamiento o conexiones flojas.	Sustitución de cables dañados, reparación de conexiones defectuosas, reapriete de bornes y terminales.
Placas solares	Fisuras, abultamientos, malfuncionamiento o conectores dañados.	Reemplazo de paneles defectuosos o con daños visibles. Reparación o sustitución de conectores.
Estructura de soporte	Corrosión, tornillos flojos, anclajes débiles o daños estructurales.	Reparación o sustitución de componentes corroídos o dañados. Reapriete de tornillos y refuerzo de anclajes.
Baterías OPZS	Sulfatación, hinchazón, conexiones corroídas o baja capacidad de carga.	Sustitución de baterías afectadas, limpieza de terminales corroídos, reparación de conexiones defectuosas.
Inversor/cargador	Sobrecargas, fallos en el funcionamiento o cortocircuitos.	Reparación del inversor, sustitución de componentes internos o del equipo completo si es necesario.
Grupo	Pérdidas de aceite, potencia y tornillos flojos	Reparación o sustitución

Condiciones

Para garantizar la correcta realización de los trabajos de mantenimiento, es necesario establecer una serie de condiciones que deberán cumplirse rigurosamente. En primer lugar, cualquier intervención de mantenimiento que se realice fuera del período de garantía no estará cubierta por los costes asociados. Esto significa que tanto los repuestos, como la mano de obra y otros gastos derivados de las reparaciones o sustituciones necesarias, correrán a cargo del propietario de la instalación.

En caso de que el sistema fotovoltaico cuente con un sistema de monitorización, se realizará una inspección preventiva cada seis meses. Esta monitorización permitirá detectar posibles anomalías en tiempo real y garantizar que el sistema funcione de manera óptima en todo momento. La monitorización facilita una supervisión continua del rendimiento del sistema, permitiendo una respuesta rápida en caso de cualquier desviación de los parámetros normales.

Por otro lado, se establece que las instalaciones fotovoltaicas con una potencia inferior a 100kW deberán someterse obligatoriamente a una visita de mantenimiento anual, mientras que aquellas con una potencia superior deberán ser inspeccionadas de manera semestral.

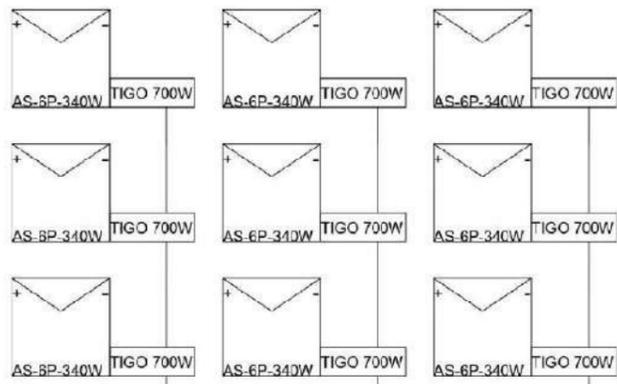
Además, es importante resaltar que todos los mantenimientos, tanto preventivos como correctivos, quedarán reflejados en el libro de mantenimiento de la instalación. Este registro detallará todas las intervenciones realizadas, los componentes revisados o sustituidos, y cualquier incidencia detectada. Mantener el libro de mantenimiento actualizado no solo es una obligación legal, sino también una herramienta crucial para llevar un control del estado de la instalación.

Por último, para cualquier intervención en la instalación, se deberá contar con personal técnico cualificado. Esto garantizará que los trabajos de mantenimiento se realicen bajo estrictos estándares de calidad y seguridad.

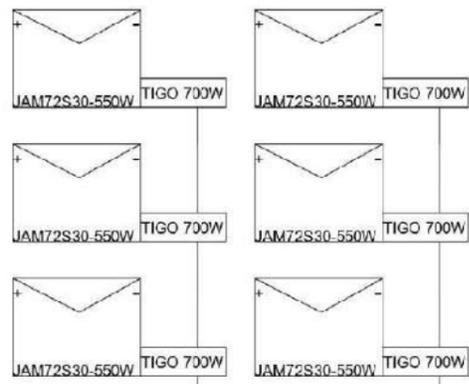
- 7. PLANOS**
- 7.1 UNIFILAR**
- 7.2 SISTEMA DE CONEXIÓN DE TIERRAS**
- 7.3 SITUACIÓN**
- 7.4 EMPLAZAMIENTO Y CATASTRO**
- 7.5 PLANTA**
- 7.6 PERFIL ZONA A**
- 7.7 PERFIL ZONA B**



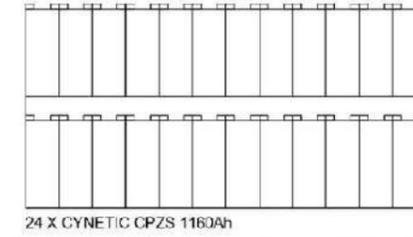
"ZONA A"



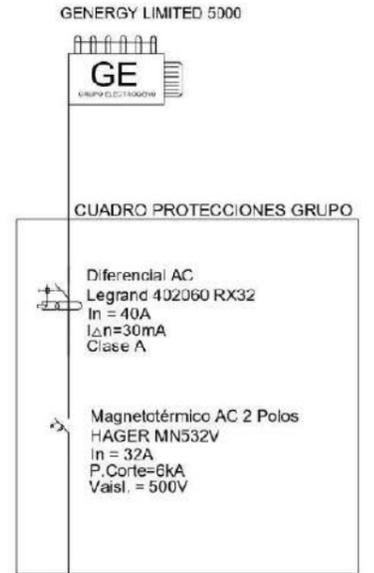
"ZONA B"



"ZONA CONTROL"



"ZONA A"

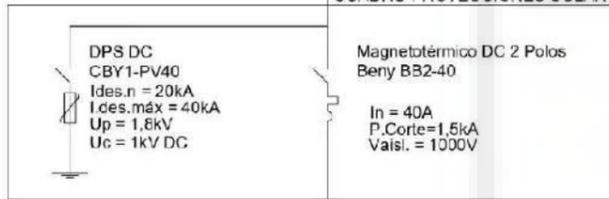


2 x 6mm² Cable Unifilar PV ZZ-F H1Z2Z2-K 9,5 m

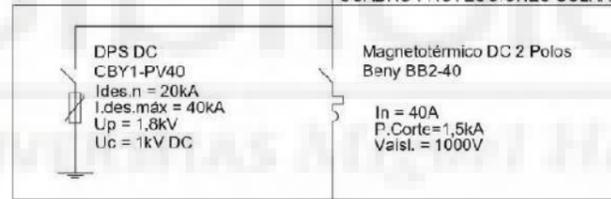
2 x 10mm² Cable Unifilar PV ZZ-F H1Z2Z2-K 13,5 m

2 x 25mm² Cable Unipolar RZ1-K (AS) 0,6/1KV 3 m

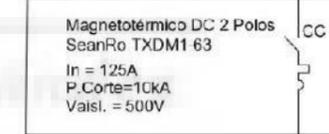
CUADRO PROTECCIONES SOLAR



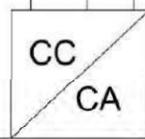
CUADRO PROTECCIONES SOLAR



CUADRO PROTECCIONES SOLAR



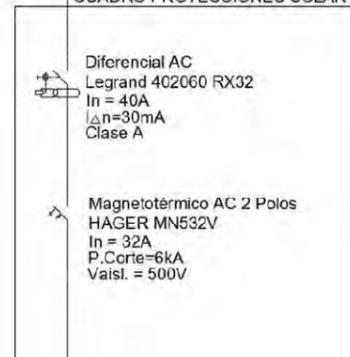
"ZONA CONTROL"



AXPERT MKS II DS 5K

2 x 6mm² Cable Unifilar H07Z1-K (AS) 450/750V 5,5 m

CUADRO PROTECCIONES SOLAR

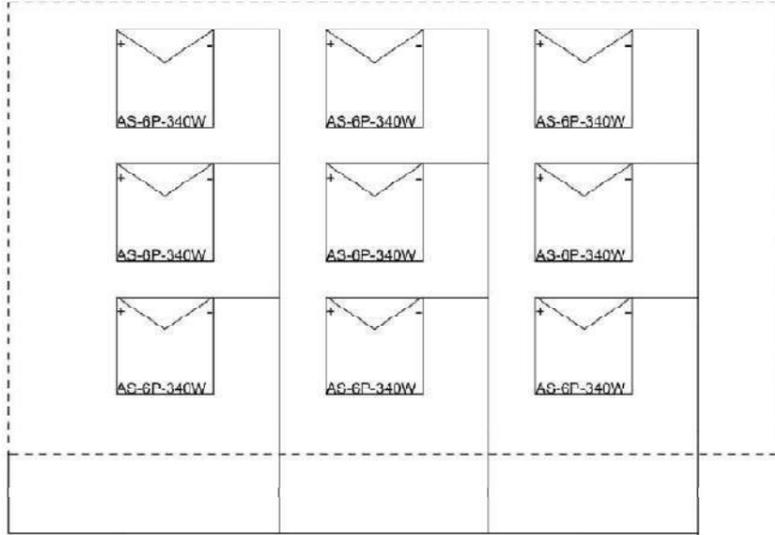


2 x 10mm² Cable Unifilar H07Z1-K (AS) 450/750V 10,5 m

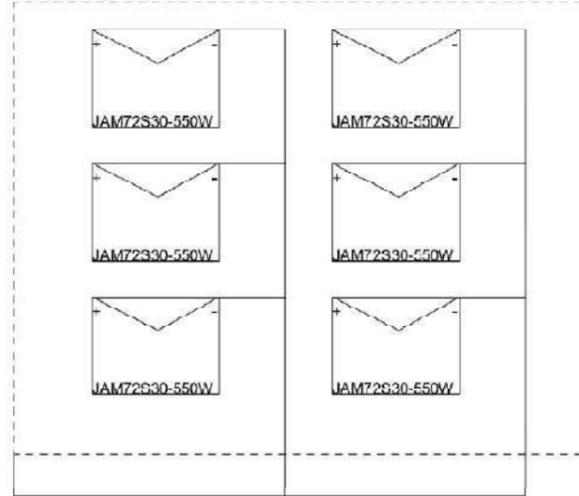
"CGPM"

	PROYECTO: PROYECTO DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA UNA ZONA RURAL SIN CONEXIÓN A RED	PROMOTOR: PEDRO ANTONIO COSTA GUIRAO	NORTE
	PLANO: ESQUEMA UNIFILAR	ESCALA: 1:1	FIRMA
		FECHA: 17/09/2024	

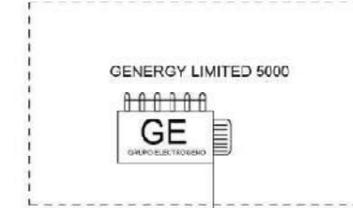
"ZONA A"



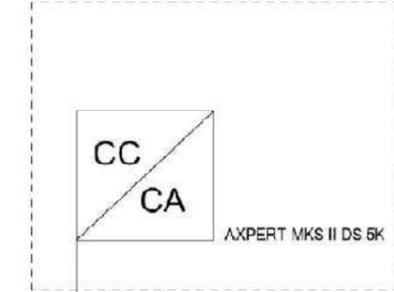
"ZONA B"



"ZONA A"



"ZONA CONTROL"



6 mm² Cable Unifilar H07Z1-K (AS) 450/750V 5.5 m

10 mm² Cable Unifilar H07Z1-K (AS) 450/750V 13.5 m

6 mm² Cable Unifilar H07Z1-K (AS) 450/750V 5.5 m

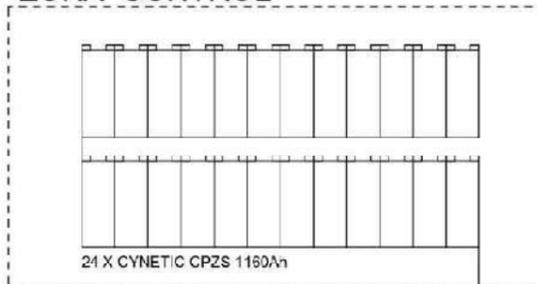
6 mm² Cable Unifilar H07Z1-K (AS) 450/750V 1 m

16 mm² Cable Unifilar H07Z1-K (AS) 450/750V 1 m

16 mm² Cable Unifilar H07Z1-K (AS) 450/750V 5 m

EMBARRADO TIERRA INSTALACIÓN SOLAR

"ZONA CONTROL"



EMBARRADO/BORNE PRINCIPAL DE TIERRA EXISTENTE



PROYECTO:
PROYECTO DE ENERGIA FOTOVOLTAICA PARA UNA ZONA RURAL SIN
CONEXION A RED

PLANO:
SISTEMA DE CONEXION DE TIERRAS

PROMOTOR:
PEDRO ANTONIO COSTA GUIRAT

ESCALA:
1:1

FECHA:
17/09/2024

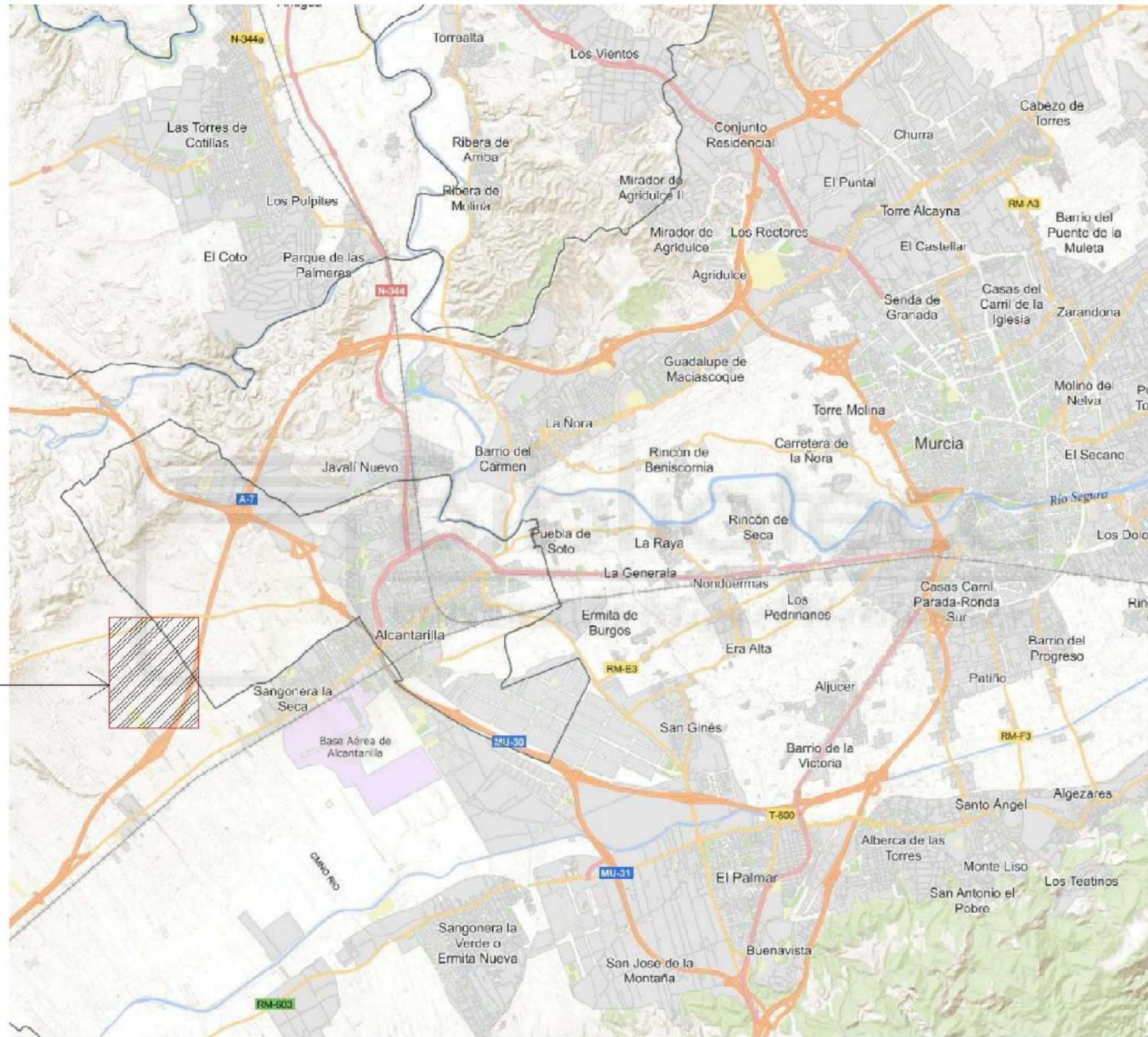
FIRMA

Nº PLANO

2/7

NORTE





	PROYECTO: PROYECTO DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA UNA ZONA RURAL SIN CONEXIÓN A RED		PROMOTOR: PEDRO ANTONIO COSTA GUIRAO		NORTE. 	
	PLANO: PLANO SITUACIÓN		ESCALA: 1:60000	FIRMA		Nº PLANO 3/7
			FECHA: 17/09/2024			

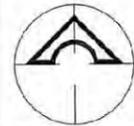


Dirección: C/Rio Ebro N° 63 - Sangonera la Seca – Murcia 30835

Coordenadas: 37.960113, -1.254932

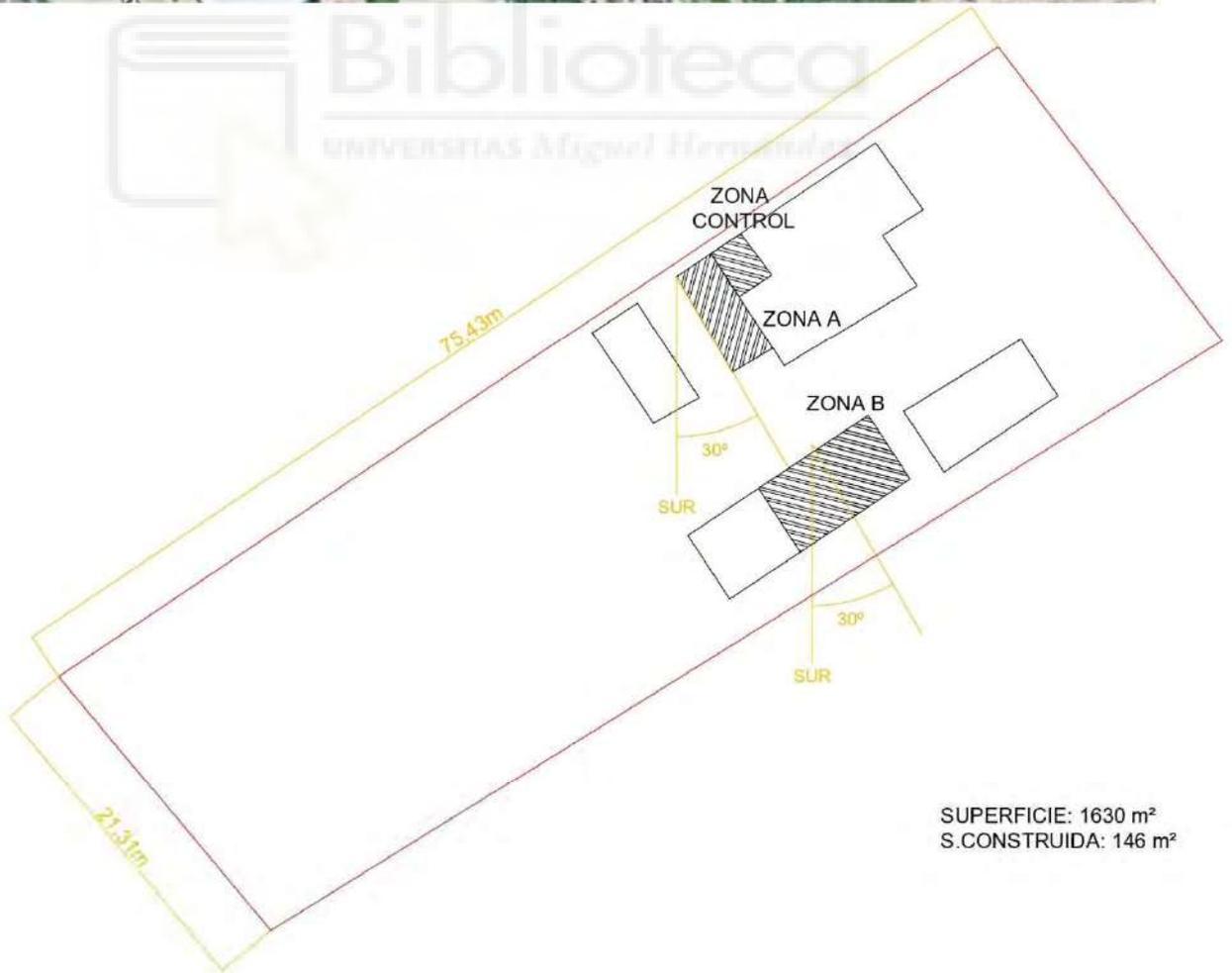


REF. CATASTRO: 001901700XH50C0001MB

	PROYECTO: PROYECTO DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA UNA ZONA RURAL SIN CONEXIÓN A RED	PROMOTOR: PEDRO ANTONIO COSTA GUIRADO		NORTE. 	
	PLANO: PLANO EMPLAZAMIENTO Y CATASTRO	ESCALA: 1:2000	FIRMA		Nº PLANO 4/7
		FECHA: 17/09/2024			



Biblioteca
UNIVERSITAS Miguel Hernández



SUPERFICIE: 1630 m²
S.CONSTRUIDA: 146 m²



PROYECTO:
PROYECTO DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA UNA ZONA RURAL SIN
CONEXIÓN A RED

PLANO:
PLANO DE PLANTA

PROMOTOR:
PEDRO ANTONIO COSTA GUIRAO

ESCALA:
1:500

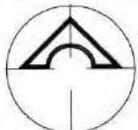
FECHA:
17/09/2024

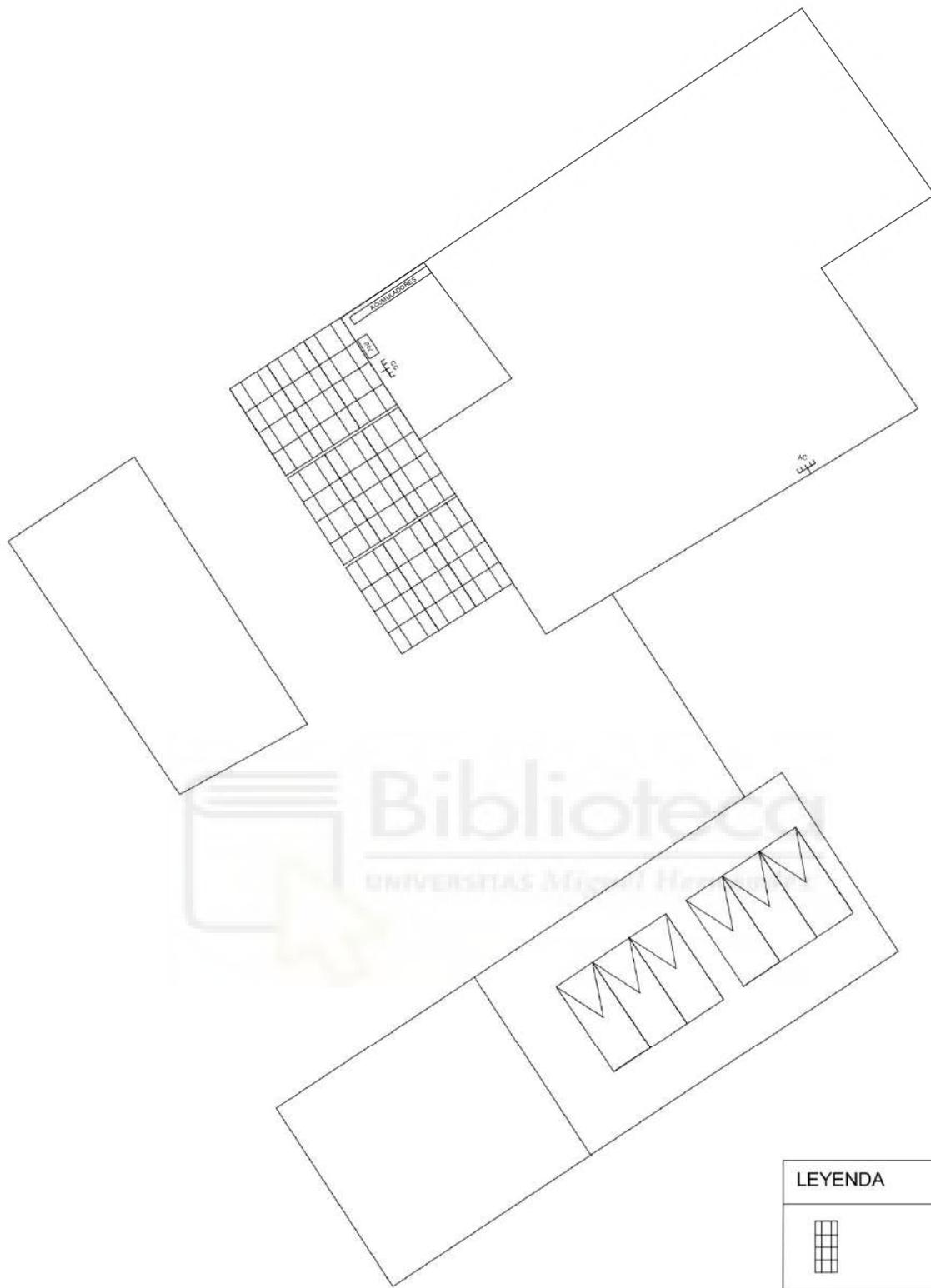
FIRMA

Nº PLANO

5/7

NORTE.





LEYENDA	
	Módulos fotovoltaicos AS-6P-340 W
	Módulos fotovoltaicos JAM72S30-550/MR
	Acumuladores CYNETIC CPZS 1160
	Cuadro Protecciones Instalación solar
	Cuadro Protecciones CGPM
	Inversor/Cargador AXPRT MKS II DS 5K



PROYECTO:
 PROYECTO DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA UNA ZONA RURAL SIN CONEXIÓN A RED.

PLANO:
 PLANO DE PLANTA

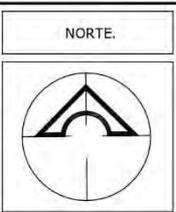
PROMOTOR:
 PEDRO ANTONIO COSTA GUIRAO

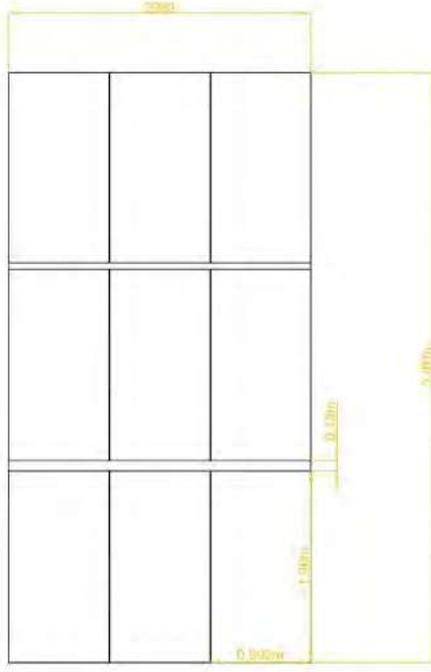
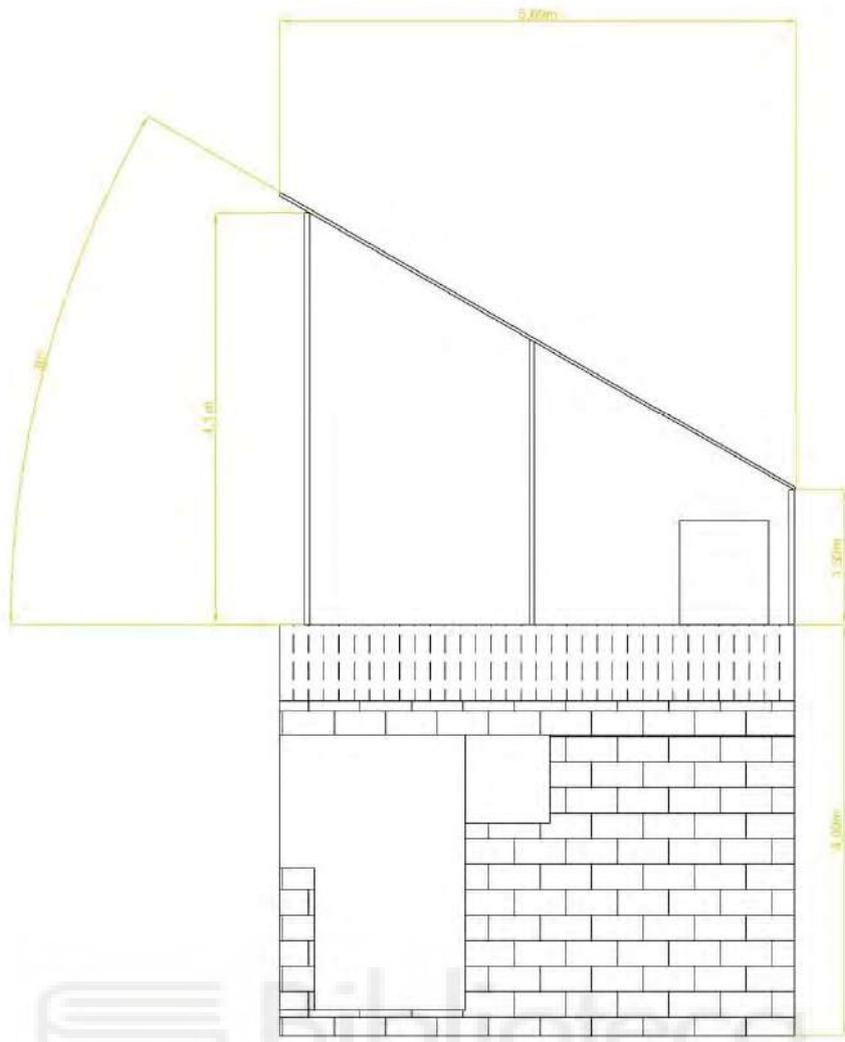
ESCALA:
 1:150

FECHA:
 17/09/2024

FIRMA

Nº PLANO
 5/7





Biblioteca
UNIVERSITAS Miguel Hernández



PROYECTO:
PROYECTO DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA UNA ZONA RURAL SIN
CONEXIÓN A RED

PLANO:
PLANOS SECCIÓN ZONA A

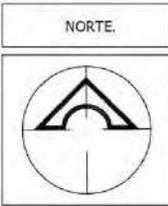
PROMOTOR:
PEDRO ANTONIO COSTA GUIRAO

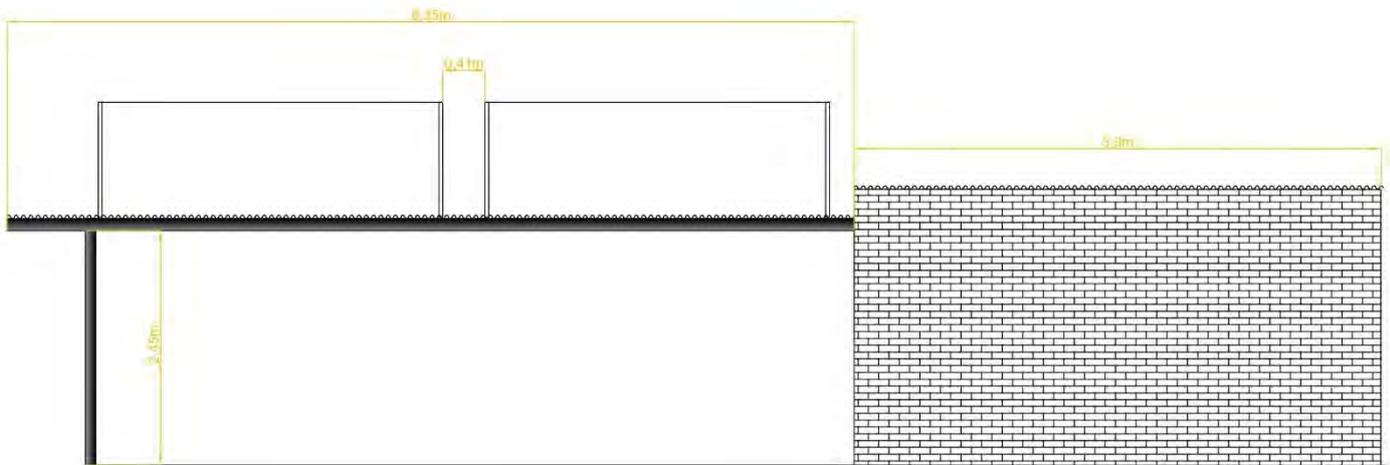
ESCALA:
1:75

FECHA:
17/09/2024

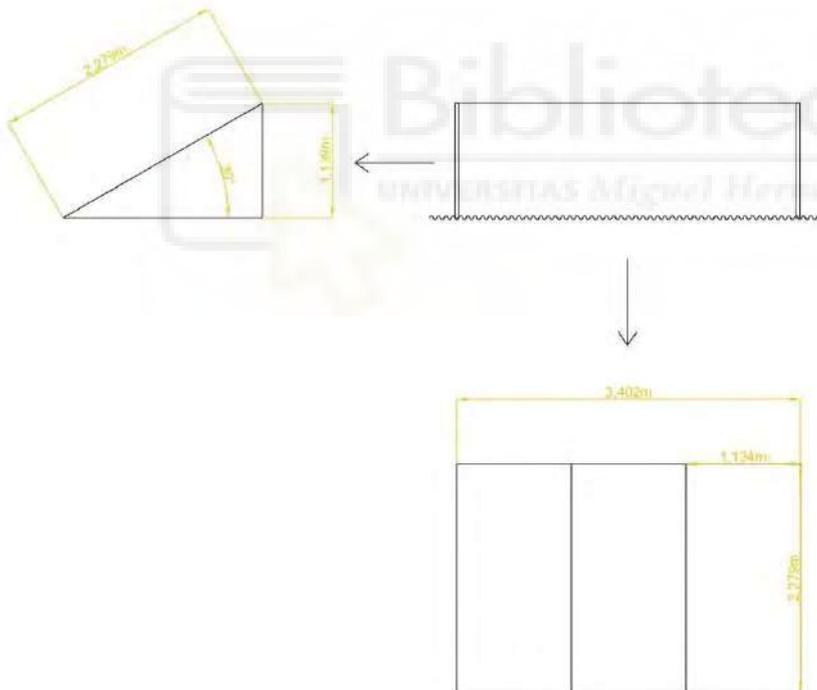
FIRMA

Nº PLANO
6/7





6 x JAM72S30-550W



PROYECTO:
PROYECTO DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA PARA UNA ZONA RURAL SIN
CONEXIÓN A RED

PLANO:
PLANOS SECCIÓN ZONA B

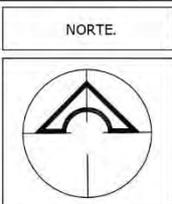
PROMOTOR:
PEDRO ANTONIO COSTA, GUIRAO

ESCALA:
1:75

FECHA:
17/09/2024

FIRMA

Nº PLANO
7/7



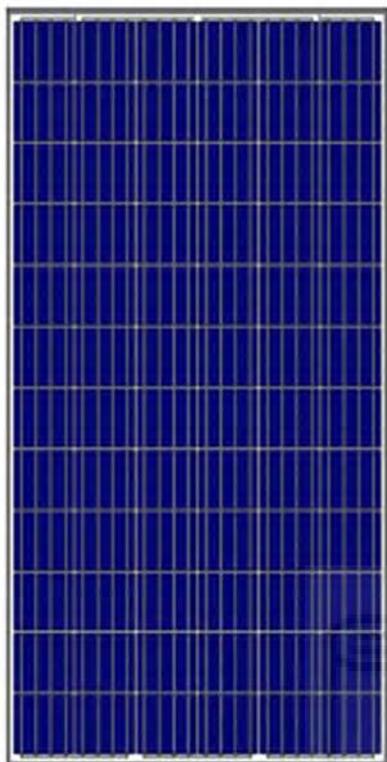
- 8. ANEXO I: FICHAS TECNICAS**
- 8.1 MÓDULOS FOTOVOLTAÍCOS**
- 8.2 INVERSOR**
- 8.3 BATERÍAS**
- 8.4 OPTIMIZADORES MODULARES**
- 8.5 CABLEADO**
- 8.6 GRUPO ELECTRÓGENO**





AS-6P

POLYCRYSTALLINE MODULE



Passionately
committed to
delivering innovative
energy solution

ADVANCED PERFORMANCE & PROVEN ADVANTAGES

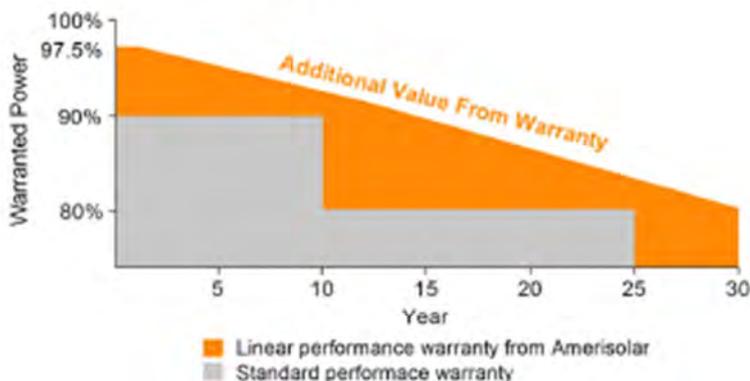
- High module conversion efficiency up to 17.52% by using high efficient solar cells and advanced manufacturing technology.
- Low degradation and excellent performance under high temperature and low light conditions.
- Robust aluminum frame ensures the modules to withstand wind loads up to 2400Pa and snow loads up to 5400Pa.
- High reliability against extreme environmental conditions (passing salt mist, ammonia and hail tests).
- Potential induced degradation (PID) resistance.
- Positive power tolerance of 0 ~ +3 %.

CERTIFICATIONS

- IEC61215, IEC61730, IEC62716, IEC61701, CE, CQC, CGC, ETL(USA), JET(Japan), J-PEC(Japan), Kemco(South Korea), KS(South Korea), MCS(UK), CEC(Australia), FSEC(FL-USA), CSI Eligible(CA-USA), Israel Electric(Israel), InMetro(Brazil), TSE(Turkey)
- ISO9001:2008: Quality management system
- ISO14001:2004: Environmental management system
- OHSAS18001:2007: Occupational health and safety management system

SPECIAL WARRANTY

- 12 years limited product warranty.
- Limited linear power warranty: 12 years 91.2% of the nominal power output, 30 years 80.6% of the nominal power output.



ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC

Nominal Power (P_{max})	300W	305W	310W	315W	320W	325W	330W	335W	340W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	45.3V	45.4V	45.5V	45.6V	45.7V	45.8V	45.9V	46.0V	46.1V
Short Circuit Current (I_{sc})	8.68A	8.76A	8.85A	8.93A	9.04A	9.15A	9.26A	9.38A	9.50A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	36.7V	36.8V	36.9V	37.0V	37.1V	37.2V	37.3V	37.4V	37.5V
Current at Nominal Power (I_{mp})	8.18A	8.29A	8.41A	8.52A	8.63A	8.74A	8.85A	8.96A	9.07A
Module Efficiency (%)	15.46	15.72	15.98	16.23	16.49	16.75	17.01	17.26	17.52
Operating Temperature	-40°C to +85°C								
Maximum System Voltage	1000V DC								
Fire Resistance Rating	Type 1(in accordance with UL1703)/Class C(IEC61730)								
Maximum Series Fuse Rating	15A								

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT

Nominal Power (P_{max})	221W	224W	228W	232W	236W	239W	243W	247W	251W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	41.7V	41.8V	41.9V	42.0V	42.1V	42.2V	42.3V	42.4V	42.5V
Short Circuit Current (I_{sc})	7.03A	7.10A	7.17A	7.23A	7.32A	7.41A	7.50A	7.60A	7.70A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	33.4V	33.5V	33.6V	33.7V	33.8V	33.9V	34.0V	34.1V	34.2V
Current at Nominal Power (I_{mp})	6.62A	6.69A	6.79A	6.89A	6.98A	7.05A	7.15A	7.25A	7.34A

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS

Cell type	Polycrystalline 156x156mm (6x6inches)
Number of cells	72 (6x12)
Module dimensions	1956x992x50mm (77.01x39.06x1.97inches)
Weight	23kg (50.7lbs)
Front cover	3.2mm (0.13inches) tempered glass with AR coating
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP67, 3 diodes
Cable	4mm ² (0.006inches ²), 1000mm (39.37inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

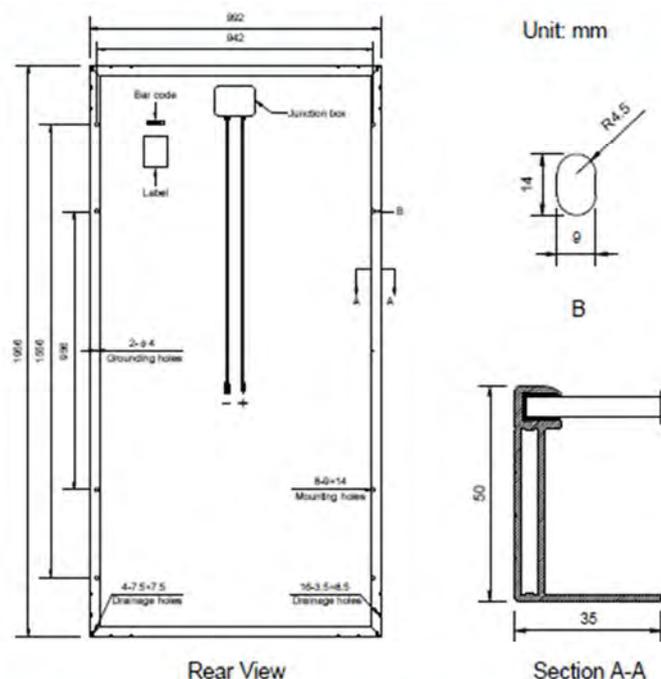
TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficients of P_{max}	-0.41%/°C
Temperature Coefficients of V_{oc}	-0.31%/°C
Temperature Coefficients of I_{sc}	0.05%/°C

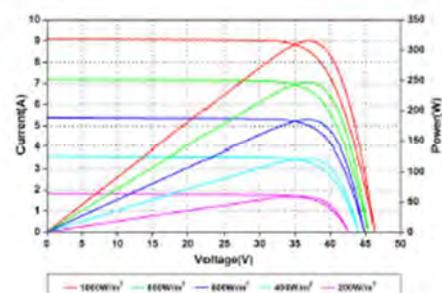
PACKAGING

Standard packaging	21pcs/pallet
Module quantity per 20' container	210pcs
Module quantity per 40' container	462pcs(GP)/506pcs(HQ)

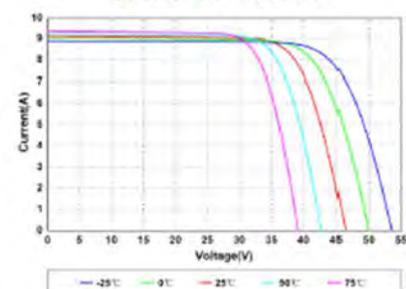
ENGINEERING DRAWINGS



IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

Harvest the Sunshine

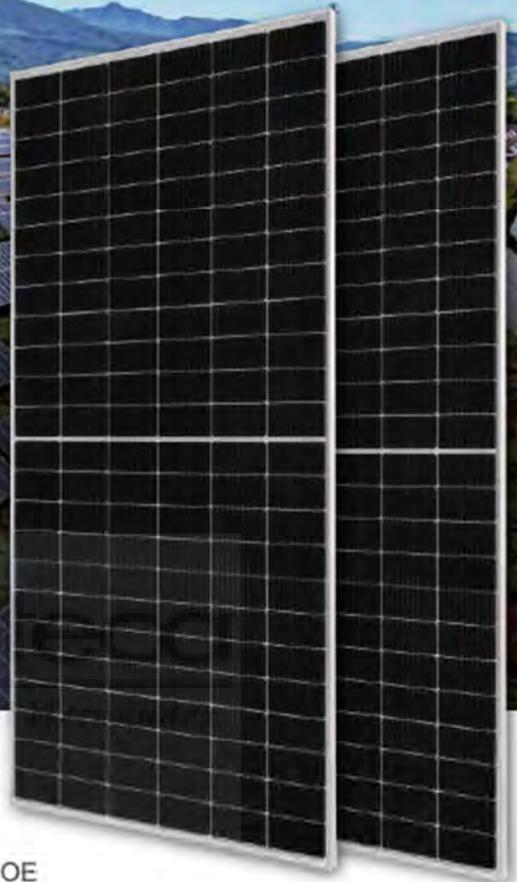
DEEP BLUE 3.0

Mono

550W MBB Half-cell Module
JAM72S30 525-550/MR Series

Introduction

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



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss



Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

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

0.55% Annual Degradation
Over 25 years



■ 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 TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



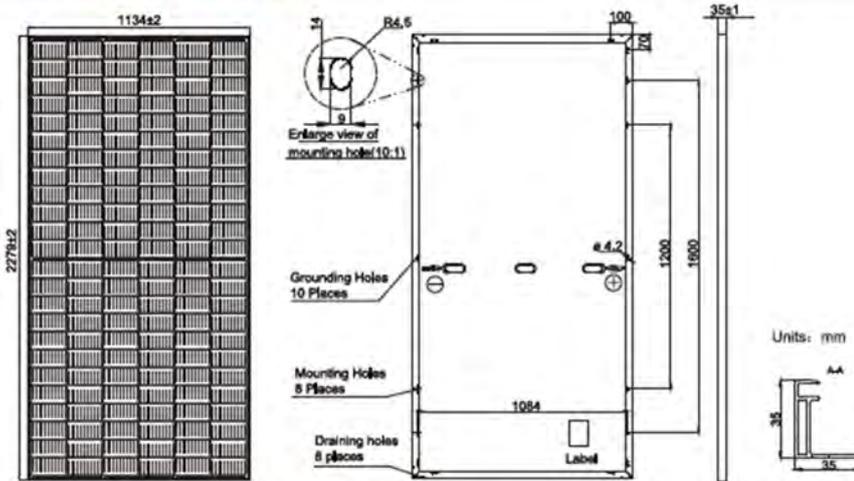
JA SOLAR

www.jasolar.com

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



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	28.8kg±3%
Dimensions	2279±2mm×1134±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	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1300mm(+)/1300mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/Pallet, 620pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Maximum Power(P _{max}) [W]	525	530	535	540	545	550
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	49.15	49.30	49.45	49.60	49.75	49.90
Maximum Power Voltage(V _{mp}) [V]	41.15	41.31	41.47	41.64	41.80	41.96
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	13.65	13.72	13.79	13.86	13.93	14.00
Maximum Power Current(I _{mp}) [A]	12.76	12.83	12.90	12.97	13.04	13.11
Module Efficiency [%]	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1	21.3
Power Tolerance	0→+5W					
Temperature Coefficient of I _{sc} (α _{Isc})	+0.045%/°C					
Temperature Coefficient of V _{oc} (β _{Voc})	-0.275%/°C					
Temperature Coefficient of P _{max} (γ _{Pmp})	-0.350%/°C					
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

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

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

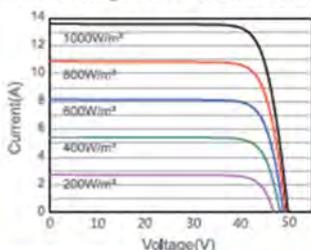
TYPE	JAM72S30 -525/MR	JAM72S30 -530/MR	JAM72S30 -535/MR	JAM72S30 -540/MR	JAM72S30 -545/MR	JAM72S30 -550/MR
Rated Max Power(P _{max}) [W]	397	401	405	408	412	416
Open Circuit Voltage(V _{oc}) [V]	46.05	46.18	46.31	46.43	46.55	46.68
Max Power Voltage(V _{mp}) [V]	38.36	38.57	38.76	38.99	39.20	39.43
Short Circuit Current(I _{sc}) [A]	10.97	11.01	11.05	11.09	11.13	11.17
Max Power Current(I _{mp}) [A]	10.35	10.39	10.43	10.47	10.51	10.55
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s, AM1.5G					

OPERATING CONDITIONS

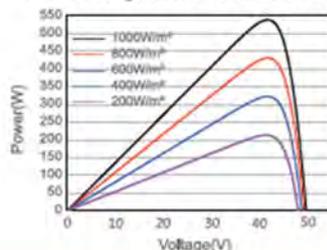
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C → +85°C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Maximum Static Load, Front*	5400Pa(112lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back*	2400Pa(50lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

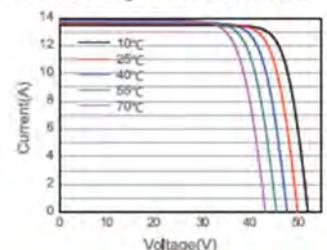
Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Power-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Current-Voltage Curve JAM72S30-540/MR



Axpert MKS II Off-Grid Inverter



- Pure sine wave solar inverter
- Selectable high power charging current
- Wide DC input range
- Selectable input voltage range for home appliances and personal computers
- Configurable AC/Solar input priority via LCD setting
- Compatible to mains voltage or generator power
- Auto restart while AC is recovering
- Overload and short circuit protection
- Smart battery charger design for optimized battery performance
- Cold start function
- Parallel operation with up to 9 units

Axpert MKS II Off-Grid Inverter Specification

MODEL	Axpert MKS II 5000-48
RATED POWER	5000VA/5000W
INPUT	
Voltage	230 VAC
Selectable Voltage Range	170-280 VAC (For Personal Computers) 90-280 VAC (For Home Appliances)
Frequency Range	50 Hz/60 Hz (Auto sensing)
OUTPUT	
AC Voltage Regulation (Batt. Mode)	230 VAC \pm 5%
Overload capacity	5s@ \geq 150% load; 10s@110%~150% load; 100ms @ \geq 200% load
Efficiency (Peak)	90 %
Transfer Time	10 ms (For Personal Computers) 20 ms (For Home Appliances)
Waveform	Pure sine wave
Dual Outputs	Yes
BATTERY	
Battery Voltage	48 VDC
Floating Charge Voltage	54 VDC
Overcharge Protection	66 VDC
SOLAR CHARGER & AC CHARGER	
Solar Charger Type	MPPT
Maximum PV Array Power	4500W
MPPT Range @ Operating Voltage	90 ~ 430 VDC
Maximum PV Array Open Circuit Voltage	450 VDC
Maximum Solar Charge Current	100 A
Maximum AC Charge Current	100 A
Maximum Charge Current	100 A
PHYSICAL	
Dimension, D x W x H (mm)	120 x 295 x 468
Net Weight (kgs)	11.0
Communication Interface	USB and RS232
ENVIRONMENT	
Humidity	5% to 95% Relative Humidity (Non-condensing)
Operating Temperature	-10°C to 50°C
Storage Temperature	-15°C to 60°C

Product specifications are subject to change without further notice.

Environment friendly technology

Cynetic CPZS son baterías de placa de plomo tubular para aplicaciones solares fabricadas para **REBACAS** por una reconocida empresa europea con más de 30 años de experiencia en el sector y bajo los estándares EN60254-1 y IEC 254-1. Fabricadas en aleación de plomo antimonio al 99'9% de pureza y con contenedor de polipropileno.

Proporcionan 3000 ciclos al 50% de descarga y una vida útil superior a 12 años de servicio a 25°C. Su exclusivo sistema de borne sellado garantiza que no exista sulfatación durante toda su vida útil. Para aplicaciones solares ofrecemos una garantía total de 3 años con posibilidad de extensión a 5 años



Visor de nivel de electrolito



Llenado automático de serie



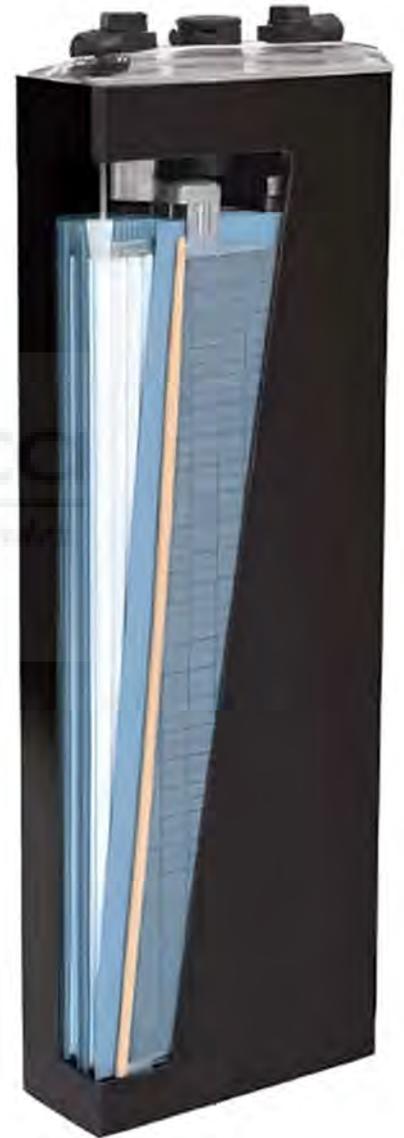
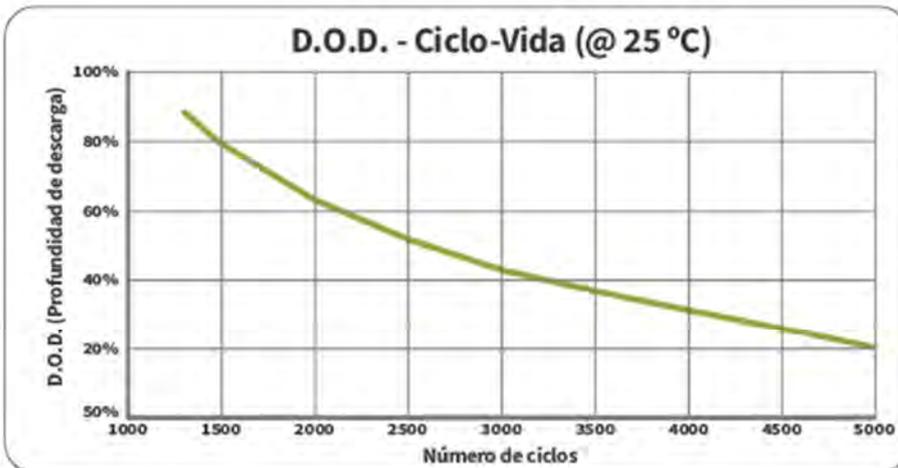
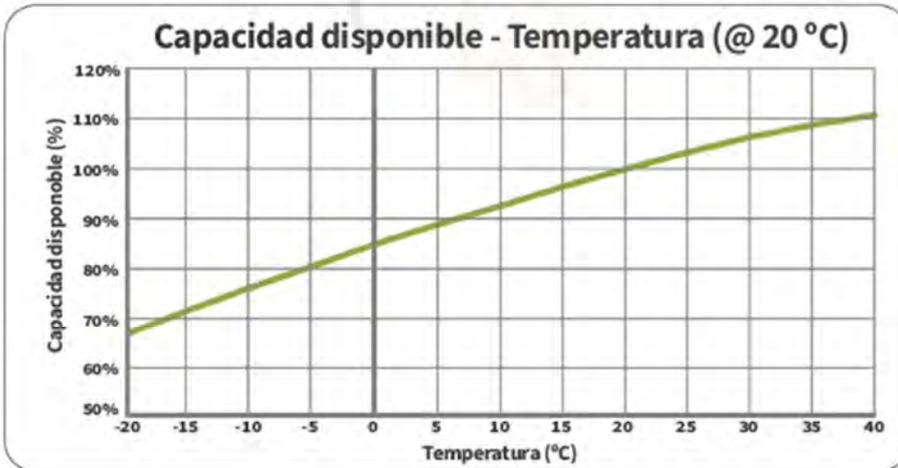
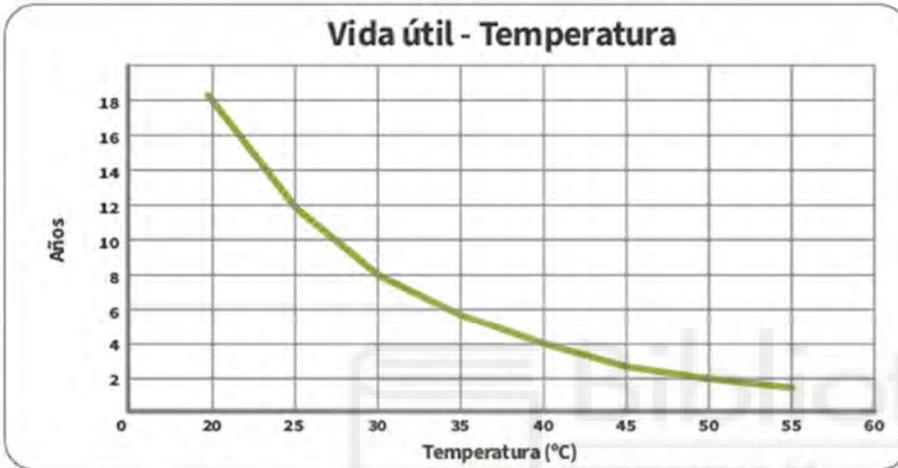
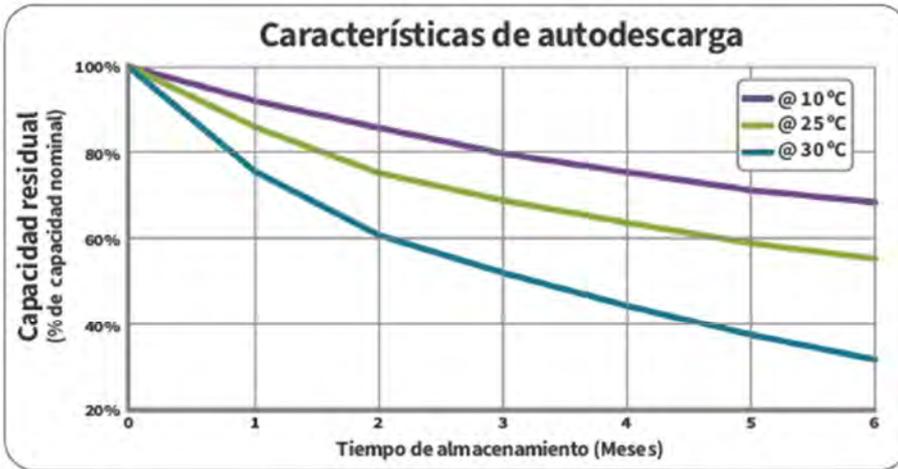
Conexiones estancas

Especificaciones de los modelos

Modelo <i>Tipo de celda</i>	Capacidad <i>C10 Ah</i>	Capacidad <i>C100 Ah</i>	Dimensiones <i>Largo x Ancho x Alto mm</i>	Peso <i>Kg</i>
CPZS 275	200 Ah	275 Ah	198 x 48 x 500	12
CPZS 360	265 Ah	360 Ah	198 x 65 x 430	15
CPZS 575	412 Ah	575 Ah	198 x 83 x 500	21
CPZS 750	550 Ah	750 Ah	198 x 83 x 595	28
CPZS 930	690 Ah	930 Ah	198 x 101 x 595	33
CPZS 1160	825 Ah	1160 Ah	198 x 119 x 595	43
CPZS 1500	965 Ah	1500 Ah	198 x 155 x 595	50
CPZS 1860	1100 Ah	1860 Ah	198 x 155 x 745	56
CPZS 2320	1730 Ah	2320 Ah	198 x 198 x 745	78

Características de operación

Profundidad de descarga	Máximo 80% de acuerdo con la tensión final de descarga de cada elemento. No descargar ningún elemento por debajo de 1,70V bajo ningún concepto
Corriente de carga	Máximo 0,15X C10
Tensiones de absorción	2,48V en función de la profundidad de descarga diaria a 25°C
Tensión de flotación	2,27V a 25°C
Carga de igualación	2,60V al menos una vez cada 30 días en régimen de ciclos a 25°C Factor de corrección por temperatura 0,0055V / °C por celda.





TS4-A-O

Module-level PV Optimizer

The TS4-A-O (Optimization) is the advanced add-on optimization solution that brings smart module functionality to standard PV modules for higher reliability. Improve energy efficiency by upgrading underperforming PV systems or adding smart features to new installations.

Complies with 2017 and 2020 NEC rapid shutdown requirements.

The TS4-A-O add-on supports PV modules up to 700W.

Included Features



Module-level **optimization** for increased energy yield and greater design flexibility



Manual or automatic module-level **shutdown**. Complies with NEC 2017 and 2020.



Module-level **monitoring** for energy production tracking and system management

Easy Installation

Snap to standard module frame or remove brackets for rack mounting

Smart Commissioning

Configure and commission with your Android or iOS mobile device



TS4-A-O SPECIFICATIONS

Environmental

Operating Temperature Range	-40°C to +70°C (-40°F to +158°F)
Outdoor Rating	IP68, NEMA 3R
Maximum Elevation	2000m

Mechanical

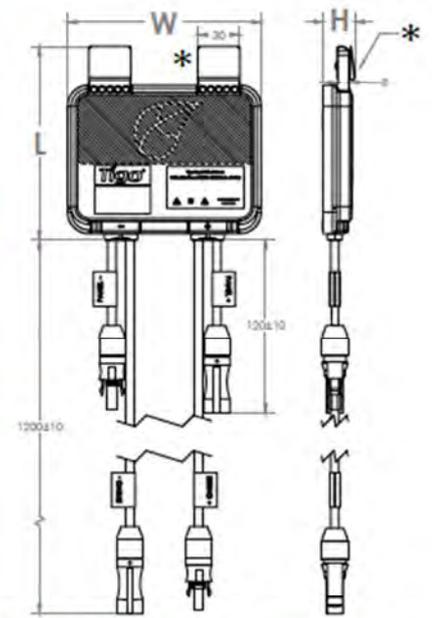
Dimensions	W=138.4mm, L= 139.7mm, H= 22.9mm
Weight	520g

Electrical

Max Input Voltage (V _{oc} @ Lowest Temperature)	80V
Input Voltage Range	16 - 80V*
Maximum Current	15A
Maximum Power	700W
Cable Length (in/out)	0.12/1.2m (standard), 0.62/1.2m (optional)
Connectors	MC4 (standard), EVO2 (optional)
Communication Type	Wireless

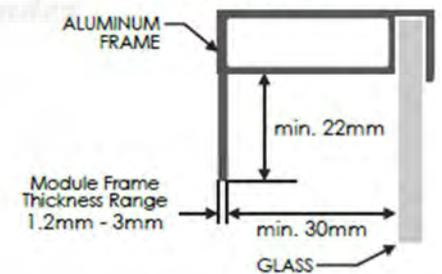
Recommended Fuse Rating 30A

TAP required for module-level shutdown and CCA required for monitoring with TS4-A-O.
*Maximum output voltage of the TS4 is dependent on the PV module voltage. Refer to PV modules nameplate.



*Clips can be removed for rack mounting

Module frame specifications for mounting TS4-A



ORDERING INFORMATION

Standard	Description
461-00252-32	1500V UL / 1000V IEC, 0.12/1.2m cable, MC4

Options	Description
461-00252-62	1500V UL / 1000V IEC, 0.62/1.2m, MC4

461-00261-62 1500V UL / IEC, 0.62/1.2m, EVO2

461-00261-32 1500V UL / IEC, 0.12/1.2m cable, EVO2

For sales info:

sales@tigoenergy.com

For product info:

Visit tigoenergy.com/products

For technical info:

Visit support.tigoenergy.com

For additional info and product selection assistance, use Tigo's online design tool at tigoenergy.com/design



FEATURES

-  **Electrical performance**
Low voltage 1,5/1,5 1kV (1,8) kV DC.
1,0/1,0 kV (U_0/U).
-  **Based on**
EN 50618/ IEC 62930 / UTE C 32-502.
-  **Standards and approvals**
TÜV / RETIE / RoHS / CE.
-  **CPR (Construction Products Regulation)**
 C_{ca} -slb, d2, a1.
-  **Thermal performance**
Maximum service temperature: 120°C.
Maximum short-circuit temperature: 250°C (max. 5 s).
Minimum service temperature: -40°C (fixed and protected installations).
-  **Fire performance**
Flame non-propagation based on EN 60332-1 and IEC 60332-1-2.
Fire non-propagation based on EN 50399.
Reaction to fire CPR: C_{ca} -slb, d2, a1, according to EN 50575.
LSHF (Low Smoke Zero Halogen) based on UNE-EN 60754-1 and IEC 60754-1.
Low smoke emission based on EN 61034 and IEC 61034: Light transmittance > 60%.
Low corrosive gases emission based on UNE-EN 60754-2 and IEC 60754-2.
-  **Mechanical performance**
Minimum bending radius: x5 cable diameter.
Impact resistance: AG2 Medium severity.
-  **Chemical performance**
Chemical & Oil resistance: Excellent.
Grease & mineral oils resistance: Excellent.
UV UV Resistant based on EN 50618.
O₃ Ozone resistant based on EN 50618.
-  **Water performance**
Water presence: AD8 submerged.
-  **Other**
Meter by meter marking.
Estimated lifetime 25 years based on EN 50618.
  Optional: rodent proof and termite proof.
-  **Installation conditions**
Open Air.
Buried.
On conduit.
-  **Packaging**
Available in rolls (lengths of 100 m) and reels.

SOLAR CABLES



TOPSOLAR® PV
H1Z222-K



TOPSOLAR® PV
H1Z222-K DUAL



TOPSOLAR® PV
AL 1500 V



TOPSOLAR® PV
AL 2kV PV WIRE



CABLE MANGUERA RZ1-K(AS) 0,6/1 KV libre halógenos



DENOMINACIÓN TÉCNICA:

- RZ1-K (AS).

NORMA CONSTRUCTIVA:

- UNE 21123-4.

TENSIÓN NOMINAL ASIGNADA:

- 0.6/1 KV.

TENSIÓN DE ENSAYO:

- Corriente alterna 3.5 KV.
- Corriente continua 8.5 KV.

AISLAMIENTO:

- XLPE - Polietileno reticulado tipo DIX 3 según norma UNE HD 603 -1 tabla 2 A.
- Cubierta de Poliolefina termoplástica (color verde) según Norma UNE 21123-4. No permite propagación de la llama UNE-EN 60332. Baja emisión de humos opacos. **TEMPERATURA MÁXIMA DE SERVICIO:**

TEMPERATURA MÁXIMA DE SERVICIO:

- Temperatura máxima de servicio permanente: 90 °C.
- Cortocircuito (5 s): 250 °C.

CONDUCTOR: construido según Norma UNE 21123-4. Conductor de cobre electrolítico recocido flexible clase 5, conforme a la Norma UNE-EN 60228. Formaciones multipolares de 1 a 5 fases aisladas, dependiendo de las necesidades de instalación.

COLORES: amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro según Norma UNE 21089-1.

TIPO DE INSTALACIÓN: fija.

GUÍA DE UTILIZACIÓN: "transporte y distribución de energía eléctrica en instalaciones fijas, protegidas o no. Adecuados para instalaciones interiores y exteriores, sobre soportes al aire, en tubos o enterrados. No aptos para instalaciones de alimentación de bombas sumergidas". (UNE 21123-4). Especialmente indicado para redes de distribución, acometidas, instalaciones en locales de pública concurrencia (escuelas, hospitales, superficies comerciales, cines, oficinas, etc.) y en general siempre que exista riesgo importante de incendio o donde se requiera una baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendios.

RECOMENDACIONES: el cable será tendido y manejado de manera que no se pongan en peligro sus propiedades (agrupación de cables, daños mecánicos, etc.). Apropriadados para instalaciones en las que se requiera aumentar la protección contra incendios.

Código	Denominación	Sección nominal (mm ²)	Espesor aislamiento medio (mm)	Diámetro exterior medio (mm)	Peso kg/km aprox.	Resistencia max. conductor a 20º CΩ/km
9648	RZ1-K (AS)	1X2,5	0,7	6,3	62	7,98
9649	RZ1-K (AS)	1X4	0,7	6,8	75	4,95
9650	RZ1-K (AS)	1X6	0,7	7,5	100	3,3
9651	RZ1-K (AS)	1X10	0,7	8,4	147	1,91
9652	RZ1-K (AS)	1X16	0,7	9,6	210	1,21
9653	RZ1-K (AS)	1X25	0,9	11,3	297	0,78
9654	RZ1-K (AS)	1X35	0,9	12,6	395	0,55
9655	RZ1-K (AS)	1X50	1	14,2	550	0,38
8502	RZ1-K (AS)	2X1,5	0,7	9	108	13,3
8501	RZ1-K (AS)	2X2,5	0,7	9,8	140	7,98
8503	RZ1-K (AS)	2X4	0,7	11	175	4,95
8507	RZ1-K (AS)	2X6	0,7	12,5	250	3,3
8509	RZ1-K (AS)	2X10	0,7	14,4	360	1,91
8505	RZ1-K (AS)	3G1,5	0,7	9,3	130	13,3
8506	RZ1-K (AS)	3G2,5	0,7	10,5	163	7,98
8517	RZ1-K (AS)	3G4	0,7	12,9	250	4,95
8508	RZ1-K (AS)	3G6	0,7	13,5	330	3,3
8518	RZ1-K (AS)	3G10	0,7	15	450	1,91
8511	RZ1-K (AS)	4G1,5	0,7	10,2	150	13,3
8512	RZ1-K (AS)	4G2,5	0,7	11,7	210	7,98
8513	RZ1-K (AS)	4G4	0,7	13	297	4,95
8521	RZ1-K (AS)	4G6	0,7	14	380	3,3
8519	RZ1-K (AS)	4G10	0,7	17	570	1,91
8514	RZ1-K (AS)	5G1,5	0,7	11,5	200	13,3
8515	RZ1-K (AS)	5G2,5	0,7	13	260	7,98
8516	RZ1-K (AS)	5G4	0,7	15	320	4,95
8520	RZ1-K (AS)	5G6	0,7	16	480	3,3

CONDUCTORES ELÉCTRICOS RODI, S.L.

FABRICACIÓN DE CABLES ELÉCTRICOS EN MOLINA DE SEGURA (MURCIA)



CONTACTO

+34 968 61 28 29

Ctra. Madrid, km 387 (esq.c/Jumilla)
Polígono Industrial La Polvorista
30500 MOLINA DE SEGURA (Murcia)

www.conductoreselectricosrodi.es

info@conductoreselectricosrodi.es

afirenas L(AS) H07Z1-K(AS)

70°

LIBRE DE HALÓGENOS Y NO PROPAGADOR DEL INCENDIO
Cables EXTRADESILIZANTES y FLEXIBLES de ALTA SEGURIDAD (AS)

DEFINICIÓN

- Designación técnica: H07Z1-K(AS)
- Tensión nominal: 450/750V
- Temperatura máxima de servicio:
 - Servicio permanente: 70 °C
 - Cortocircuito (5s.): 160 °C
- Tensión de ensayo: 2,5 kV
- Descripción constructiva: Según UNE 211002:
 1. Conductor de cobre electrolítico recocido flexible clase 5 conforme a la norma UNE-EN 60228/ EN 60228/ IEC 60228.
 2. Aislamiento de material termoplástico HFFR a base de poliolefina del tipo TI 7 de la norma UNE EN 50363-7, aplicado por extrusión sobre el conductor.

Son cables siempre monoconductores.

- Rango de temperaturas de almacenaje, transporte y manejo:

Temperatura mínima °C: +5
Temperatura máxima °C: +40 (2)

- CARACTERÍSTICAS FUNCIONALES:

No propagador de la llama: UNE EN 60332-1-21; IEC 60332-1.
No propagador del incendio: UNE EN 50266-2-42; IEC 60332-3.
Baja emisión de gases tóxicos: UNE EN 502673-2-1; IEC 60754-1
Contenido de flúor ≤ 0,1 %. UNE EN 60684-24; IEC 60684-2
Baja opacidad de humos: UNE EN 61034-25; IEC 61034-2
Bajo índice de acidez de los gases de combustión: UNE EN 50267-2-2 / 3; IEC 60754-2

APLICACIONES:

- Guía de utilización:

Cuando se requieran características especiales de baja emisión de humos y gases corrosivos en caso de incendio.

Especialmente recomendados para instalaciones de pública concurrencia (hospitales, cines, escuelas, aeropuertos, centros comerciales,...), derivaciones individuales en edificios, cableado de paneles, cuando los cables se instalan en mazos y en cualquier otra instalación que requieran las citadas características especiales en caso de incendio.

Son adecuados para el montaje fijo protegido en, o sobre luminarias, interior de aparatos, aparataje de mando y control y cuadros eléctricos para tensiones de hasta 1000 V en corriente alterna (o hasta 750 V en corriente continua) con respecto a tierra.

- Métodos adecuados de instalación:

Dentro de tubos, conductos, canaletas cerradas y tubulares situados sobre superficies o empotrados, o en sistemas cerrados análogos.

En cableado interno de equipos y mecanismos eléctricos en zonas de temperatura normal (la temperatura máxima del conductor a la que un cable en particular puede trabajar depende de la temperatura límite de los otros cables y accesorios que estén en contacto con él).

- MARCADO:

La norma UNE 211002 apartado 5.3.5 indica que los cables objeto de esta norma deben estar marcados con las siglas AS = "alta seguridad" que indican sus propiedades en condiciones de fuego (no propagador de la llama, no propagador del incendio, baja emisión de humos, baja opacidad de los humos, emisión de gases no ácidos).

AENOR <HAR> MIGUELEZ AFIRENAS-L H07Z1-K(AS)TYPE 2 1x6 mm² CE





afirenas L(AS) H07Z1-K(AS)

70°

4. CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

Designación	Sección mm ²	Espesor aislamiento mm	Diámetro aprox. mm	Peso aprox. kg/km	Resistencia eléctrica máx. a 20 ° C en C.C ohm/km	Intensidad máx. admisible (NOTA 1) A	Intensidad máx. admisible (NOTA 2) A	Radio de curvatura mín. mm
H07Z1-K(AS)	1 x 1,5	0,7	2,95	19	13,3	15,2	13,5	12
H07Z1-K(AS)	1 x 2,5	0,8	3,63	30	7,98	20,8	18,3	15
H07Z1-K(AS)	1 x 4	0,8	4,24	44	4,95	27,8	24,4	17
H07Z1-K(AS)	1 x 6	0,8	4,75	62	3,3	35,6	31	19
H07Z1-K(AS)	1 x 10	1	6	106	1,91	49,5	43,5	24
H07Z1-K(AS)	1 x 16	1	7,35	160	1,21	66	59	29
H07Z1-K(AS)	1 x 25	1,2	8,63	247	0,78	87,8	77,4	43
H07Z1-K(AS)	1 x 35	1,2	10,4	332	0,554	108,7	95,7	52
H07Z1-K(AS)	1 x 50	1,4	11,9	482	0,386	131,3	116,6	60
H07Z1-K(AS)	1 x 70	1,4	14,2	657	0,272	167	148,8	85
H07Z1-K(AS)	1 x 95	1,6	15,5	888	0,206	201	180	93

*NOTA 1

Condiciones: Método de referencia B1 de la norma IEC 60364-5-523
(cable unipolar dentro de tubo o conducto colocado sobre pared o empotrado en ella)

Temperatura ambiente 40 ° C

Un solo circuito cargado en la canalización

Circuito monofásico para cables unipolares.

*NOTA 2

Condiciones: Método de referencia B1 de la norma IEC 60364-5-523
(cable unipolar dentro de tubo o conducto colocado sobre pared o empotrado en ella)

Temperatura ambiente 40 ° C

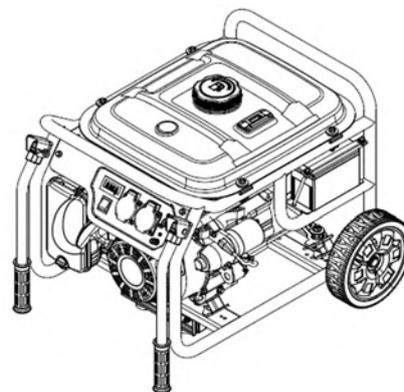
Un solo circuito cargado en la canalización

Circuito trifásico para cables unipolares.

5. COLORES

La identificación de los conductores es según UNE 21031-1¹⁰

¹⁰ UNE 21031-1.- Cables aislados con policloruro de vinilo de tensiones asignadas inferiores o iguales a 450/750 V.
Parte 1: Prescripciones generales.



Modelo	LIMITED5000
Regulación – Voltaje – Frecuencia	Estabilizador electrónico – 230V – 50Hz
AC Máxima	4500W
AC Nominal	4000W
Modelo de motor	SGB series 9HP
Cilindrada	272 cm ³
Tipo de motor	4 tiempos OHV refrigeración forzada por aire.
Nivel sonoro a 7mts	66-74 dB (A)
Incertidumbre de medición	≤1.5dB (A)
Presión máx garantizado CE-Lwa acorde 2000/14/EC	≤97dB (A)
Tipo de arranque	Manual-Electrico
Capacidad tanque combustible	9L
Consumo hora - Autonomía al 50% carga	(1.8 l/h – 5h)
Capacidad de aceite – Tipo aceite	1.0L SAE10W30 - SAE10W40
Kit de transporte	Sí, con neumáticos de goma 10" y llanta metálica.
Dimensiones sin / con ruedas L x A x Alto (mm)	590x430x437 / 670x556x497
Peso maquina / bruto embalaje (kg)	58/60

Mediciones de los niveles de ruido:

- ✓ El nivel sonoro a 7mts es la media aritmética de nivel de sonido (L_{pA}) obtenido en cuatro direcciones y a 7 metros de distancia del generador.

NOTA: El nivel de ruido puede variar notablemente en diferentes entornos.

Cumplimiento de normativas del equipo:

- ✓ 2006/42/EC: Directiva de maquinaria
- ✓ EU/2016/1628: Emisiones de máquinas movidas por motor
- ✓ 2014/30/EU: Compatibilidad electromagnética
- ✓ 2014/35/EU: Directiva bajo voltaje
- ✓ 2000/14/EC (amended 2005/88/EC): Directiva de emisiones sonoras
- ✓ 2011/65/EU: Directiva RoHS
- ✓ (EC)NO-1907/2006: Regulacion REACH

Su máquina dispone de la siguiente garantía:

- ✓ 2 años para máquinas facturadas a consumidores (particulares).
- ✓ 1 año para máquinas facturadas a empresas, sociedades, cooperativas, autónomos....

La garantía cubre cualquier defecto que pueda tener la máquina durante periodo de garantía, siempre que el mantenimiento y cuidados de la maquina hayan sido adecuados. La garantía cubrirá todos los repuestos necesarios así como la mano de obra.

La garantía no cubre consumibles (filtros, pilas, baterías, bujías) ni operaciones de mantenimiento preventivo. Tampoco el desgaste lógico de piezas.

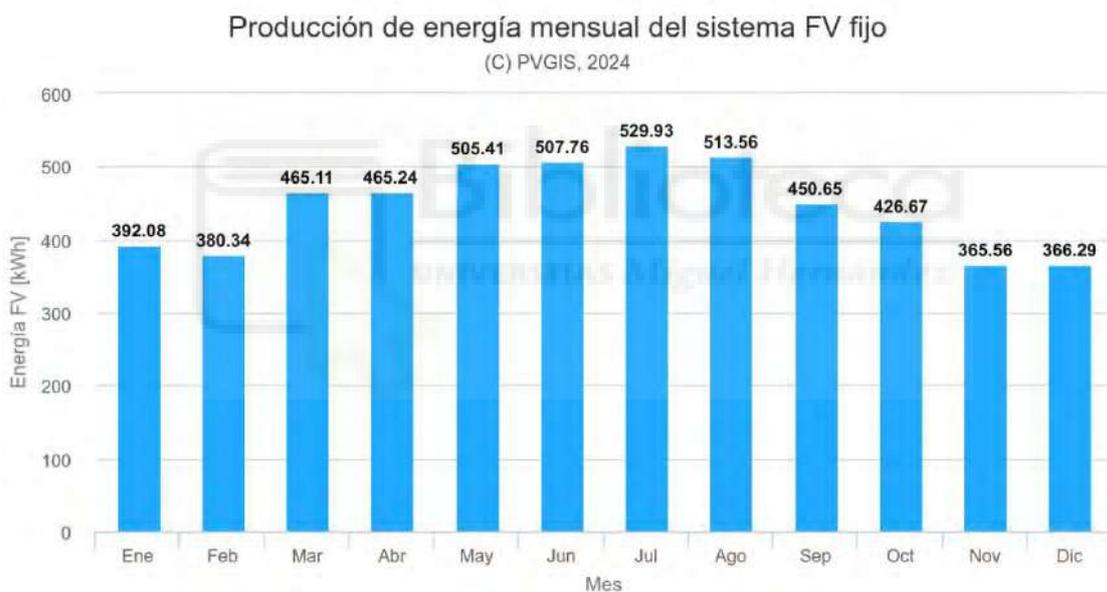
9. ANEXO II: JUSTIFICACIÓN INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS DE LA ZONA B

9.1 INTRODUCCIÓN

La orientación e inclinación, de los módulos de la “Zona B” se plantean para que siga la estética de la estructura del tejado del aparcamiento, desviándose ligeramente de la orientación óptima. Justificándose esta decisión mediante el cálculo de las pérdidas producidas.

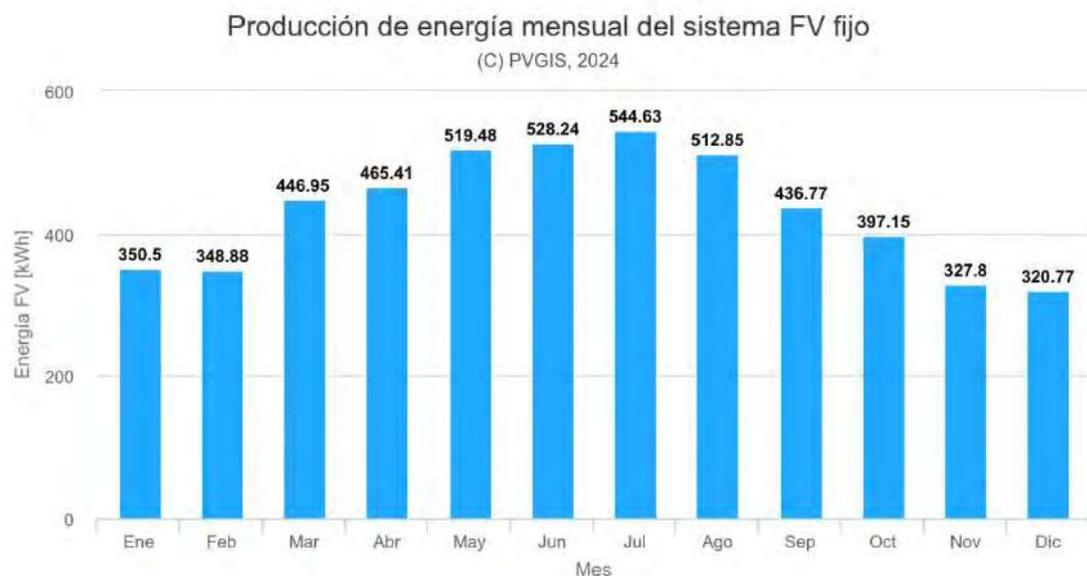
Se considerará exclusivamente la potencia pico instalada en la “Zona B”, para determinar la importancia de las pérdidas por orientación e inclinación diferentes a las óptimas.

9.2 PRODUCCIÓN ANUAL CON INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN ÓPTIMA



DATOS PROPORCIONADOS		RESULTADOS SIMULACIÓN	
Localización [Lat/Lon]:	37.954, -1.251	Ángulo de inclinación [°]:	35 (opt)
Horizonte:	Calculado	Ángulo de azimut [°]:	0 (opt)
Base de datos:	PVGIS-SARAH2	Producción anual FV [kWh]:	5368.61
FV instalada [kWp]:	3.3		
Pérdidas sistema [%]:	14		

9.3 PRODUCCIÓN ANUAL CON INCLINACIÓN (30°) Y ORIENTACIÓN (30° SUR-ESTE)



DATOS PROPORCIONADOS		RESULTADOS SIMULACIÓN	
Localización [Lat/Lon]:	37.954, -1.251	Ángulo de inclinación [°]:	30
Horizonte:	Calculado	Ángulo de azimut [°]:	-30
Base de datos:	PVGIS-SARAH2	Producción anual FV [kWh]:	5199.44
FV instalada [kWp]:	3.3		
Pérdidas sistema [%]:	14		

9.4 RESULTADOS

Producción anual FV [kWh] (opt):	5368,61
Producción anual FV [kWh]:	5199,44
Perdidas (%):	3,15%

Como se aprecia en los resultados, las pérdidas anuales ascienden al 3,15% resultando muy bajas para que sean de importancia en la restricción de orientación e inclinación

10. ANEXO III: PERIDAS EN LOS MODULOS POR CONDICIONES DIFERENTES A STC

Las características STC (Standard Test Conditions), son parámetros que describen la potencia nominal, bajo condiciones estándar de prueba. Estas pruebas son realizadas bajo normativa UNE-EN 61215, requisitos y métodos de prueba para los módulos fotovoltaicos de silicio cristalino.

Condiciones de prueba estándar:

Irradiancia: 1000 W/m²

Temperatura de la célula: 25°C

Espectro: masa de aire de 1.5

Distancia medición: Bornes

Las pruebas de ensayo serán homologadas por el fabricante, según lo establecido específicamente en la norma UNE-EN 61215-2:2017, procedimientos de ensayo.

El motivo de este Anexo, es determinar las pérdidas producidas por la desviación que se produce en la realidad frente estas condiciones estándar, y así poder realizar un dimensionamiento más exacto de la instalación fotovoltaica.



10.1 MEDIA ANUAL DE LA IRRADIACIÓN PICO CAPTURADA

Este estudio sirve para determinar las pérdidas mínimas anuales que se producen por irradiación diferente a las condiciones STC, puesto que los valores de irradiancia son los correspondientes a la hora pico de cada mes del año.

Este estudio ayudará a la elección de la potencia de entrada de potencia solar total al inversor, con una correcta implementación del “clipping”.

	Picos mensuales de RADIACIÓN DIRECTA (W/m ²)	Picos mensuales de RADIACIÓN DIFUSA		Irradiancia pico APROVECHABLE (W/m ²)
		Total (W/m ²)	Captada por los módulos (W/m ²) 25%	
Enero	518,57	153,2	38,3	556,9
Febrero	523,15	190,88	47,7	570,9
Marzo	603,41	207,53	51,9	655,3
Abril	574,16	240,21	60,1	634,2
Mayo	624,86	239,87	60,0	684,8
Junio	687,91	225,64	56,4	744,3
Julio	713,71	204,98	51,2	765,0
Agosto	673,89	226,6	56,7	730,5
Septiembre	584,96	230,96	57,7	642,7
Octubre	524,6	212,19	53,0	577,6
Noviembre	494,33	176,81	44,2	538,5
Diciembre	480,28	157,61	39,4	519,7
Media anual	583,7	205,5	51,4	635,0

Irradiación STC (W/m ²)	1000
Media anual capturada (W/m ²)	635,0
Media anual, pérdidas por radiación diferente a STC	36,50%
Rendimiento medio anual	63,50%

10.2 PÉRDIDAS CON TEMPERATURA CELULAR DIFERENTE A LAS CONDICIONES STC

Para el cálculo del rendimiento que obtenemos a una temperatura diferente a la STC, necesitamos obtener los datos de temperatura máxima media que se produce en la localización de la instalación.

Este dato lo obtendremos de la base de datos **AEMET** (Agencia Estatal de Meteorología):

Variable	Junio
Tem. media de las máx. más alta (°C)	35.0 (jun. 2022)

La diferencia entre esta temperatura real y la temperatura en condiciones STC (25°C), es de 10°C.

Multiplicando este valor de diferencia térmica, por el valor proporcionado en las fichas técnicas de los módulos de pérdidas por temperatura diferente a condiciones STC, obtendremos las pérdidas producidas por esta variación respecto a la STC.

ANÁLISIS PÉRDIDAS POR TEMPERATURA DIFERENTE A STC

T ^a STC	25 °C
T ^a Media Máxima	35 °C
Variación T ^a	10°C

	ZONA A	ZONA B
Perdidas Temperatura Módulos	-0,41 %/°C	-0,35 %/°C
Perdidas Temperatura (%)	4,10 %	3,50 %

10.3 PERDIDAS EN EL TRANSPORTE ENERGÉTICO

La potencia indicada en la ficha de cada módulo fotovoltaico bajo condiciones STC, no tiene en cuenta las pérdidas producidas por la disipación de calor producidas durante el transporte.

Para calcular estas pérdidas usaremos la formula general:

$$\text{Potencia Máxima Disipada} = \text{Caída de tensión (V)} * I_{\text{max}}$$

PERDIDAS POR TRAMOS DE POTENCIA EN EL TRANSPORTE

TRAMO 1		TRAMO 2	
CDT (%)	1,25%	CDT (%)	1,36%
CDT (V)	1,40	CDT (V)	1,72
I _{max} (A)	28,5	I _{max} (A)	28
P total (W)	3060	P total (W)	3300
Potencia Disipada (W)	39,9	Potencia Disipada (W)	48,16
Perdidas Potencia (%)	1,3%	Perdidas Potencia (%)	1,45%

RESULTADOS TOTALES

P total (W)	6360
Potencia Disipada TT (W)	88,06
Perdidas Potencia TT (%)	1,38%

11. BIBLIOGRAFIA

Artículo

José Alfonso Alonso. (3/9/2024). ¿Cómo calcular la sección de conductores para instalaciones de paneles solares? Sunfields.

<https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/calculo-seccion-de-cable-para-paneles-solares>

Lisardo Recio Maíllo. (10/9/2019). Cálculo de líneas para una instalación fotovoltaica de 5kW para autoconsumo. Prysmian Club.

<https://www.prysmianclub.es/calculo-de-lineas-para-una-instalacion-fotovoltaica-de-5-kw-para-autoconsumo/>

Tesis

Isaac Mena López (2023) Dimensionamiento y diseño de instalación solar fotovoltaica de 11kWp para autoconsumo sobre cubierta de nave industrial dedicada a la reparación de vehículos y maquinaria agrícola [Trabajo de fin de grado, Universidad Miguel Hernández de Elche.

<https://hdl.handle.net/11000/31628>

Página Web

Instituto para la diversificación y el ahorro de la energía (20/09/2024). Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de la red.

<https://www.idae.es/publication-category/solar-fotovoltaica>

Área Tecnología (20/09/2024). Cálculo de orientación, inclinación y sombras. <https://areatecnologia.com/electricidad/perdidas-fotovoltaica.html>

Demesol (20/09/2024). Ingeniería fotovoltaica y soluciones de energía sostenible. <https://www.demesol.com>

Agencia Estatal de Meteorología (20/09/2024). Servicios y datos climatológicos. <https://www.aemet.es/es/portada>

Sistema de información geográfica fotovoltaica. (20/09/2024). Datos de irradiación solar y simulaciones.

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

Dlupal (20/09/2024). Datos de zonas climáticas.

<https://www.dlupal.com/es/zonas-de-cargas-para-nieve-viento-y-sismos/viento-cte-db-se-ae.html>

PLC Madrid (20/09/2024). Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

<https://www.plcmadrid.es/>