



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

CAMPUS D'ALCOI

# *Estudio de una instalación solar fotovoltaica para una vivienda unifamiliar aislada*

---

**MEMORIA PRESENTADA POR:**

*Marc Mayor Boronat*

**TUTOR/A:**

*Marcos Pascual Moltó*

**COTUTORA:**

*María Antonia Liberos Mascarell*

GRADO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Convocatoria de defensa: Septiembre 2021

## Resumen

---

En este trabajo se abordará el estudio de una instalación eléctrica mediante energía solar para el autoconsumo de una vivienda aislada. Dicho estudio estudiará diferentes tipos de instalaciones posibles para las características requeridas por el usuario. Para ello se realizan los cálculos técnicos precisos para la ejecución de cada una de las diferentes posibilidades aplicando la normativa vigente. Para finalizar se elaborarán una serie de presupuestos y un estudio de viabilidad para el diseño propuesto.

En aquest treball s'abordarà l'estudi d'una instal·lació elèctrica mitjançant energia solar per a l'abstiment d'una vivenda aïllada. Aques estudi estudiarà diferents tipus d'instal·lacions possibles per a les característiques requerides per l'usuari. Per això es realitzaran els càlculs tècnics necessaris per a l'execució de cada una de les diferents possibilitats aplicant la normativa vigent. Per finalitzar s'elaborarà una serie de presupostos i un estudi de viabilitat per al diseny proposat.

In this work, the study of an electrical installation using solar energy for the self-consumption of an isolated house, will be addressed. This study will study different types of possible installations for the characteristics required by the user. To this end, the technical calculations required for the execution of each of the different possibilities will be carried out, applying the regulations in force. Finally, a series of budgets and a feasibility study for the proposed design will be drawn up.

## Palabras clave

---

- Fotovoltaica, Energías Renovables y Instalación Aislada.
- Fotovoltaica, Energies Renovables i Instal·lacion Aillades
- Photovoltaic, Renewable Energies and Isolated Installation

## ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>6</b>
<b>2. GENERALIDADES .....</b>	<b>6</b>
<b>2.1 OBJETO .....</b>	<b>6</b>
<b>2.2 ALCANCE .....</b>	<b>6</b>
<b>2.3 EMPLAZAMIENTO .....</b>	<b>6</b>
<b>2.4 NORMATIVA APLICABLE.....</b>	<b>7</b>
<b>2.4.1 NORMATIVA RESPECTO A LA LEGISLACIÓN MUNICIPAL .....</b>	<b>7</b>
<b>2.4.2 NORMATIVA RESPECTO A LA LEGISLACIÓN NACIONAL.....</b>	<b>7</b>
<b>2.4.3 NORMATIVA RESPECTO A LA LEGISLACIÓN EUROPEA .....</b>	<b>8</b>
<b>2.5 IMPACTO AMBIENTAL.....</b>	<b>9</b>
<b>3. PROPUESTA TÉCNICA.....</b>	<b>10</b>
<b>3.1 OBJETIVO DE LA PLANTA.....</b>	<b>10</b>
<b>3.2 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA .....</b>	<b>11</b>
<b>3.3 TABLA RESUMEN.....</b>	<b>11</b>
<b>3.4 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE LA PLANTA.....</b>	<b>12</b>
<b>3.4.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....</b>	<b>12</b>
<b>3.4.2 ESTRUCTURA DE SOPORTE .....</b>	<b>13</b>
<b>3.4.3 INVERSOR FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>14</b>
<b>3.4.3.1 CLASIFICACIÓN .....</b>	<b>15</b>
<b>3.4.4 BATERÍAS DE ALMACENAMIENTO.....</b>	<b>15</b>
<b>3.4.5 REGULADOR DE CARGA .....</b>	<b>17</b>
<b>3.5 TRABAJOS DE MONTAJE MECÁNICO DE LA INSTALACIÓN.....</b>	<b>17</b>
<b>3.6 TRABAJOS DE INSTALACIÓN ELÉCTRICAS.....</b>	<b>18</b>
<b>3.6.1 CABLEADO CORRIENTE CONTINUA (CC).....</b>	<b>18</b>
<b>3.6.2 CABLEADO CORRIENTE ALTERNA (AC) .....</b>	<b>18</b>
<b>3.6.3 PROTECCIONES.....</b>	<b>19</b>
PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA (CC) .....	19
PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA (CA).....	20
<b>3.6.4 CANALIZACIONES .....</b>	<b>20</b>
<b>3.6.5 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA .....</b>	<b>20</b>
<b>4. PROPUESTA ECONÓMICA .....</b>	<b>20</b>
<b>4.1 PRESUPUESTO.....</b>	<b>21</b>
<b>4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO .....</b>	<b>22</b>
<b>5. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>26</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>28</b>
<b>ANEXO A, PLANOS .....</b>	<b>28</b>

<b>ANEXO B, SIMULACIÓN DEL PVSYST.....</b>	<b>28</b>
<b>ANEXO C, CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS .....</b>	<b>28</b>
<b>ANEXO D, ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES.....</b>	<b>28</b>
<b>ANEXO E, PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS.....</b>	<b>28</b>
<b>ANEXO F, ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD.....</b>	<b>28</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS

<i>Tabla 1. Relación Tecnología/Espacio .....</i>	<i>10</i>
<i>Tabla 2 Análisis cualitativo de los efectos cualitativo de los efectos medioambientales .....</i>	<i>10</i>
<i>Tabla 3 Características generales de los equipos principales.....</i>	<i>12</i>
<i>Tabla 4. Características eléctricas AXN6P-612T295 .....</i>	<i>13</i>
<i>Tabla 5 Características Eléctricas del X1-HYBRID-4.6T .....</i>	<i>15</i>
<i>Tabla 6 Características eléctricas de la 12 PVS 1800.....</i>	<i>16</i>
<i>Tabla 7 Características eléctricas del TriStar TS-MPPT-60 .....</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 8 Secciones de conductores en corriente continua .....</i>	<i>18</i>
<i>Tabla 9 Sección del conductor corriente alterna .....</i>	<i>19</i>
<i>Tabla 10 Detalle general presupuesto.....</i>	<i>21</i>
<i>Tabla 11 Detalle de pago de la instalación.....</i>	<i>23</i>
<i>Tabla 12 Desglose de la renovación de las baterías.....</i>	<i>23</i>
<i>Tabla 13 Total coste luz por año.....</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 14 Cálculo del VAN.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 1 Situación de la vivienda .....</i>	<i>7</i>
<i>Figura 2 Soporte de los módulos fotovoltaicos.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 3 Conexionado de la batería.....</i>	<i>16</i>

## 1. INTRODUCCIÓN

En el presente documento, se refleja la propuesta técnica y económica para el autoconsumo de una vivienda particular mediante el uso de placas solares fotovoltaicas. Dicha instalación se sitúa en la Calle Palma de Gandía, número 9, Real de Gandía, 46727, Valencia.

El diseño de la instalación se rige mediante el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

## 2. GENERALIDADES

### 2.1 OBJETO

El presente documento, tiene como objeto, el estudio técnico y económico para el diseño de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo en una vivienda unifamiliar sin tener una conexión a la red.

La finalidad de esta instalación será producir energía eléctrica para abastecer los consumos eléctricos de la vivienda. Mediante esta función, se desea estar aislado de la red eléctrica para alejarse de los pagos, mantenimientos y contratos que circunstancian estar alegado a una compañía eléctrica distribuidora.

### 2.2 ALCANCE

El proyecto como tal, abarcará los siguientes puntos esenciales en su diseño:

- Estudio previo de los consumos promedios habituales de la vivienda para establecer unas bases técnicas de diseño de la instalación fotovoltaica, en adelante FV.
- Investigación sobre el diseño previo modular FV a elegir respecto a los componentes y superficie disponible.
- Cálculo y diseño de la instalación fotovoltaica, basándose en lo comentado anteriormente: Presupuesto, consumos y superficie disponible.
- Estudio económico.

### 2.3 EMPLAZAMIENTO

La parcela donde se ubica el emplazamiento del proyecto, está situada en el Real de Gandía, situado dentro de la comarca de La Safor. La vista en plano del emplazamiento se indica en el ANEXO A. PLANOS.

- Referencia catastral: 3551406YJ4135S0004MJ
- Localización: Calle Palma de Gandía, número 9, Real de Gandía.
- Código Postal: 46727
- Coordenadas UTM:
  - Latitud: 38°57'00" N
  - Altitud: 0°11'26" W
  - Altitud sobre el nivel del mar: 36 m



Figura 1 Situaci3n de la vivienda

## 2.4 NORMATIVA APLICABLE

Respecto a todos los procesos ejecutados en este proyecto y sus característicos cálculos, materiales utilizados y procedimientos, se han basado siempre respecto debajo del marco legal Municipal, Nacional y Europeo.

### 2.4.1 NORMATIVA RESPECTO A LA LEGISLACI3N MUNICIPAL

En la localidad donde se ubica la vivienda, como normativa de obligado cumplimiento no existe como tal, pero sí que se establece una Ordenanza de energía solar.

Esta Ordenanza es la: 23ª MOP PG Ordenanza energía solar, acordada el 14/10/2005 y publicada de forma oficial el 28/11/2005, todavía siendo vigente hasta el momento del diseño e instalaci3n de la planta fotovoltaica para autoconsumo de la vivienda.

### 2.4.2 NORMATIVA RESPECTO A LA LEGISLACI3N NACIONAL

El diseño y ejecuci3n de los cálculos de las instalaciones y su puesta en marcha se rigen por las siguientes normativas aplicables en todo el ámbito nacional:

- **Real Decreto 154/1995, de 3 de febrero**, por el que se modifica el real decreto 7/1998, de 8 de enero, por el que se regula las exigencias de seguridad del material eléctrico destinado a ser utilizado en determinados límites de tensi3n.
- **Ley 54/1997, del sector eléctrico**, de 27 de noviembre.



- **Real Decreto 1663/2000, de 1 de diciembre**, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Orden ECO/797/2002, de 22 de marzo** por el que se aprueba el procedimiento de medida y control de continuidad de suministro eléctrico.
- **Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto**, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- **Real Decreto 1801/2003 de 26 de diciembre de 2003**, sobre seguridad general de los productos.
- **Real Decreto 314/2006, de 17 de mayo**, Código Técnico de Edificación.
- **Real Decreto 1580/2006, de 22 de diciembre**, por el que se regula la compatibilidad electromagnética de los equipos eléctricos y electrónicos.
- **Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo**, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- **Real Decreto 1114/2007 de 24 de agosto**, por el que se complementa el Catálogo Nacional de Cualificaciones Profesionales, mediante el establecimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- **Real Decreto Ley 14/2010 de 23 de diciembre**, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- **Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre**, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- **Real Decreto 244/2019, de 5 de abril**, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- **Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre**, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.
- **Ley 31/1995, de 8 de noviembre**, de prevención de Riesgos Laborales.

#### 2.4.3 NORMATIVA RESPECTO A LA LEGISLACIÓN EUROPEA

- **UNE 206001:1997 EX**: Módulos fotovoltaicos. Criterios ecológicos.
- **UNE- 50380:2003**: Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.
- **UNE-EN 60891:1994**: Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino.
- **UNE-EN 60904-1:1994**: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica intensidad-tensión de los módulos fotovoltaicos.
- **UNE-EN 60904- / A1:1998**: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de células solares de referencia.
- **UNE –EN 60904-3:1994**: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia.
- **UNE-EN 60904-5:1996**: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 5: Determinación de la temperatura de la célula equivalente de dispositivos fotovoltaicos por el método de la tensión de circuito abierto.
- **UNE-EN60904-6 / A1:1998**: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.
- **UNE-EN60904-7:1999**: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 7: Cálculo del error introducido por desacoplo espectral en las medidas de un dispositivo fotovoltaico.
- **UNE-EN 60904-8:1999**: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 8: Medida de la respuesta espectral de un dispositivo fotovoltaico.
- **UNE-EN 60904-10:1999**: Dispositivos fotovoltaicos. Parte 10: Métodos de medida de la linealidad.
- **UNE-EN 61173:1998**: Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos autónomos.



- **UNE-EN 61194:1997:** Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos autónomos.
- **UNE-EN 61215:1997:** Módulos fotovoltaicos de silicio cristalino para aplicación terrestre. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- **UNE-EN 61227:2000:** Sistemas fotovoltaicos terrestres generadores de potencia. Generalidades y guía.
- **UNE-EN 61345:1999:** Ensayo ultravioleta para módulos fotovoltaicos.
- **UNE-EN 61646:1997:** Módulos fotovoltaicos de lámina delgada para aplicaciones terrestres. Cualificación del diseño y aprobación de tipo.
- **UNE-EN 61683:2001:** Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- **UNE-EN 61701:2000:** Ensayo de corrosión por niebla salina de módulos fotovoltaicos.
- **UNE-EN 61702:2000:** Evaluación de sistemas de bombeo fotovoltaico de acoplo directo.
- **UNE-EN 61721:2000:** Susceptibilidad de un módulo fotovoltaico al daño por impacto accidental.
- **UNE-EN 61724:2000:** Monitorización de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- **UNE-EN 61725:1998:** Expresión analítica para los perfiles solares diarios.
- **UNE-EN 61727:1996:** Sistemas fotovoltaicos. Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- **UNE-EN 61829:2000:** Campos fotovoltaicos de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.

## 2.5 IMPACTO AMBIENTAL

Para la creación de la instalación solar fotovoltaica se utilizarán varios materiales, como aluminio (para los marcos), vidrio (placa protectora), acero (para las estructuras) y el silicio (para crear las células).

Este último será el material que más procesos químicos sufrirá. Por lo consecuente, el más contaminante en la instalación. Pero no hay alternativa en su uso ya que, este material es el principal componente de los módulos fotovoltaicos que se utilizará para alimentar la vivienda aislada.

Los principales riesgos medioambientales que se sufren en estas instalaciones, de forma mayoritaria, sería que se quemara el módulo fotovoltaico, produciendo así una combustión y expulsando gases indebidos a la atmósfera.

Además de este riesgos existen muchos mas ya sean, la alteración al paisaje, movilidad de la fauna etc. Pero obviamente, en este tipo de instalaciones todos los riesgos son mínimos y casi inapreciables una vez realizada su instalación.

En comparación con otros métodos de abastecimiento de energía se puede observar según la siguiente tabla, que la energía solar es de las más eficaces.

Tabla1: cantidad de suelo ocupado expresado en metros cuadrados por una instalación de 1GWh de energía durante 30 años.

Tecnología	Espacio( m <sup>2</sup> /GWh en 30 años)
Carbón	3642
Térmica solar	3561
Fotovoltaica	3237
Eólica	1335
Geotérmica	404

**Tabla 1. Relación Tecnología/Espacio**

Además de la tabla anterior, a continuación se muestra una tabla donde se pueden observar los análisis cualitativos de los efectos medioambientales para las diferentes tecnologías de producción energética citadas en la Tabla 1.

	Carbón	Térmica solar	Fotovoltaica	Eólica	Geotérmica
Contaminantes ácidos	5	4	2	2	1
CO2	5	5	5	2	1
CH4	3	2	4	1	1
Partículas	3	3	1	1	2
Metales pesados	3	2	1	1	2
Almacenamiento de residuos	3	2	1	4	2
Catástrofes	2	3	3	5	1
Intrusión visual	3	4	4	3	2
Ruido	2	1	1	1	1
Terreno ocupado	4	2	2	2	2
Seguridad y salud humana	3	3	2	3	1

**Tabla 2 Análisis cualitativo de los efectos cualitativo de los efectos medioambientales**

### 3. PROPUESTA TÉCNICA

La instalación propuesta para llevar a cabo el abastecimiento de la vivienda aislada, está situada a una corta distancia de la capital de La Safor, a 3 kilómetros de la capital, Gandía y con una altura sobre el nivel del mar de 36 metros.

Dicha instalación solar fotovoltaica será la responsable de abastecer la demanda de energía eléctrica en la vivienda unifamiliar. Esta energía producida deberá ser abastecida desde un cuadro de distribución general para proporcionar una tensión estable de 230 V.

Todos los cálculos y diseños planteados en esta instalación se han realizado teniendo en cuenta el RD 244/2019.

La localización exacta de la vivienda donde se va a instalar los módulos fotovoltaicos está situada en: Calle Palma de Gandía, número 9, Real de Gandía, 46727, Valencia.

Coordenadas de la ubicación:

- Latitud: 38°57'00" N
- Altitud: 0°11'26" W

#### 3.1 OBJETIVO DE LA PLANTA

El objetivo de la instalación fotovoltaica será proporcionar un suministro continuado de energía eléctrica a la vivienda que se expone a su instalación y necesidad al querer estar aislada de la Red Eléctrica. Esta

planta fotovoltaica estará formada por **12 módulos fotovoltaicos** formando 4 cadenas de 3 módulos conectados en serie. Estos paneles solares serán de la marca **Auxin Solar** del tipo **AXN6P-612T295**. Además se deberá cumplir el objetivo de tener **4 días de autonomía** para prever el abastecimiento de la vivienda en caso de haber un temporal no favorable para los módulos fotovoltaicos.

### 3.2 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA

Esta instalación solar fotovoltaica estará formada por una cadena de cuatro módulos fotovoltaicos conectados en serie. Cada módulo consta de 72 células fotovoltaicas de Silicio Poli cristalino, y en este caso, en la instalación a diseñar se contemplan un total de 864 células fotovoltaicas. Estas células serán la principal parte de los 12 módulos fotovoltaicos conectados en serie para alimentar la instalación de la vivienda.

Estos módulos fotovoltaicos son de la marca **Auxin Solar**, del modelo **AXN6P-612T295**. Estos módulos estarán instalados sobre una estructura metálica de aluminio con la inclinación de 38° y 0° de azimut, en el caso del proyecto, tendrán la misma inclinación que el tejado a instalarse, para el cual el valor fijo es de 38° de inclinación. La razón de esta forma de instalación, es debido a que, de esta forma especificada se saca el mayor rendimiento a la irradiancia solar para que en los meses dónde sea menor, diciembre, enero... Se le pueda sacar el máximo rendimiento a la instalación sin percibir faltas de suministro en la vivienda a alimentar.

Las estructuras se montarán en fila debido a que en el tejado en el cual se van a instalar hay espacio suficiente para hacer una cadena de montaje y se montarán sin dejar distancia de separación (pitch) entre ellos.

La salida de la conexión en serie de los módulos fotovoltaicos (string), la cual será en corriente continua, se conectará a la entrada de los dos reguladores de corriente de la marca **MORNINGSTAR** del modelo **TS-MPPT-60**, para realizar la carga de las baterías de la marca **BAE Secura** modelo **12 PVS 1800** para poder optimizar y asegurar un abastecimiento de energía eléctrica durante **los 4 días de autonomía** eléctrica solicitada y con una profundidad de descarga del 80%. Las segundas salidas de los reguladores serán para la parte de corriente continua de nuestro inversor de la marca **SOLAX POWER** modelo **X1-HYBRYD-4.6T**.

La energía eléctrica que suministra el inversor por la parte de corriente alterna (CA), va directamente al cuadro de protección de la vivienda, donde se encuentran los interruptores contra protección de descargas atmosféricas, la toma a tierra de la instalación a alimentar, los interruptores diferenciales, los interruptores magneto térmicos y fusibles. Una vez realizado el paso de la energía eléctrica por el cuadro de protecciones, ya se procede a alimentar todas las necesidades eléctricas de la vivienda.

En nuestra instalación se deben de colocar un cuadro de protección a la salida del inversor y otras pequeñas cajas de conexiones donde se sitúen todos los elementos que protejan al resto de elementos de la instalación, tales como reguladores, inversores, módulos fotovoltaicos y baterías.

### 3.3 TABLA RRESUMEN

INSTALACIÓN FOTOVOLTACICA	
NÚMERO DE MÓDULOS	10
CONEXIÓN DE MÓDULOS	EN SERIE Y EN PARALELO
NÚMERO DE BATERÍAS	1
CONEXIÓN DE LAS BATERÍAS	EN SERIE
SUPERFICIE APROX. INSTALACIÓN	19 m <sup>2</sup>

PRODUCCION ANUAL SISTEMA	3,39 MW
POTENCIA DC	3,42 kWp
<b>GENERADOR FOTOVOLTAICO</b>	
MODELO	AXN6P-612T295
MARCA	Auxin Solar
POTENCIA	295 Wp
<b>INVERSOR FOTOVOLTAICO</b>	
MODELO	X1-HYBRID-4.6T
MARCA	SOLAX POWER
POTENCIA ASIGNADA	4,6 kW
POTENCIA MÁX. APARENTE EN CA	4,6 kW
MÁX. TENSIÓN DE ENTRADA	600 V <sub>DC</sub>
TENSIÓN NOMINAL DE SALIDA	230 V <sub>AC</sub>
<b>REGULADOR CARGADOR</b>	
MARCA	Morningstar
MODELO	TriStar
TIPO	TS-MPPT-60
CLASIFICACIÓN DE CARGA	60 A
POTENCIA DE MÁX. FUNCIONAMIENTO	3200 W
<b>ESTRUCTURA DE SOPORTE</b>	
MODELO	R1-12/20 02.3V
MARCA	SUNFER
TIPO	COPLANAR CONTÍNUO
AZIMUT	0°
INCLINACIÓN ESTRUCTURA	38°
<b>BATERÍAS DE ALMACENAMIENTO</b>	
MARCA	BAE Secura
MODELO	12 PVS 1800
CAPACIDAD	1300 Ah
VOLTAGE	48 V
NÚM DE VASOS	24 Uds.
VOLTAGE DE VASO	2 V

Tabla 3 Características generales de los equipos principales

### 3.4 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES DE LA PLANTA

#### 3.4.1 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Los módulos fotovoltaicos están formados por un conjunto de células solares. Actualmente la mayoría de células son de Silicio debido a sus características de duración y poco mantenimiento a lo largo de su vida útil.

Su eficiencia está basada en la cantidad de Silicio puro que contenga cada célula. Siendo mayor su rendimiento cuando mejor estén alineadas sus moléculas para convertir de manera más eficiente la energía solar en energía eléctrica.

En el diseño de la instalación propuesta para el desarrollo de esta instalación, el módulo fotovoltaico que se va a utilizar es el de la marca **Auxin Solar**, de todo su amplio volumen de módulos, se ha elegido para esta instalación, el modelo de módulos de **AXN6P-612T295**. Este módulo consta de un total de 72 células de Silicio Poli-Cristalino. Este módulo nos proporciona una alta eficiencia de transformación de

energía solar a energía eléctrica siempre que la tensión del sistema de módulos esté por debajo de su máximo, en este caso,  $1000 V_{DC}$ .

Las células que forman el módulo están protegidas por una capa de cristal templado. Esta capa es de las mismas dimensiones que el módulo. Este cristal nos proporcionará una protección del módulo frente al fuego, a la corrosión del clima salado, gran resistencia a los impactos, protección frente a la corrosión y degradación que cause la arena y alta resistencia a la Degradación por Potencial Inducido (PID).

Además, el marco de aluminio que recubre cada módulo solar, les proporciona una gran resistencia mecánica frente al viento y a los esfuerzos mecánicos.

Las principales características eléctricas del módulo seleccionado se detallan en la siguiente. Las especificaciones completas se encuentran en *el Anexo D, Especificaciones técnicas de los equipos principales*.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS AXN6P-612T295	
Tensión Máxima de Potencia ( $V_{mp}$ )	37,01 V
Intensidad Máxima de Potencia ( $I_{mp}$ )	8 A
Potencia Máxima ( $P_{max}$ )	295 W
Tensión de Circuito Abierto ( $V_{oc}$ )	44,42 V
Intensidad de Circuito Abierto ( $I_{sc}$ )	8,49 A
Eficiencia del Módulo	15,2 %
Temperatura de Trabajo de la Célula	45+2 °C
Temperatura de Trabajo	-40 a 85 °C
Máxima Tensión de Funcionamiento	1000 $V_{dc}$

Tabla 4. Características eléctricas AXN6P-612T295

### 3.4.2 ESTRUCTURA DE SOPORTE

La estructura de soporte para los módulos de la instalación, forma una de las partes más importantes de la misma. Gracias a la estructura de soporte, depende de cada instalación, esta nos puede ayudar a obtener el máximo rendimiento de los módulos fotovoltaicos inclinándolos el ángulo necesario e incluso mediante soportes rotativos, seguir la trayectoria del sol para poder obtener la máxima efectividad posible para la instalación de diseño.

En el caso de la instalación de diseño de este proyecto, los soportes van a ser de tipo coplanar continuo con salvatejas-gancho para cubierta de teja curva/vertical. Se utilizará este tipo de soportes debido a que el tejado de la casa, está orientado los grados necesarios para que la instalación obtenga su máximo rendimiento en la época más desfavorable del año, invierno.

Los soportes serán de la marca **SUNFER** con modelo **R1-12/20 02.3V**. Utilizando los soportes de esta marca quedan incluidos todos los componentes y accesorios para poder realizar su instalación, además, nos permite colocar los módulos de manera horizontal y vertical. Para esta instalación, se va a realizar su instalación de manera horizontal, instalando las vigas guías perpendiculares a la cumbre.

Las características del soporte se encuentran más detalladamente en *el Anexo D, Especificaciones técnicas de los equipos principales*.



Figura 2 Soporte de los módulos fotovoltaicos

### 3.4.3 INVERSOR FOTOVOLTAICO

Los inversores fotovoltaicos son los equipos que se encargan de transformar la energía eléctrica que recolecta y produce cada módulo fotovoltaico, y transformarla de corriente continua, a corriente alterna trifásica para que alimente el cuadro de distribución de la vivienda a una tensión de 230 V.

Un inversor de corriente permitirá la transformación de la energía en corriente continua a alterna y todas sus variantes, con un rendimiento condicionado por la potencia de entrada  $P_1$  y la potencia de salida  $P_0$ .

$$\eta = \frac{P_0}{P_1} = \frac{P_0}{P_1 + P_2}$$

Siendo  $P_2$  la potencia correspondiente a las pérdidas de la transformación de la energía.

Cuando más cercana a la unidad sea este rendimiento, menos cantidad de pérdidas y más eficiente será el inversor.

En el caso de la instalación a dimensionar, se va a utilizar un inversor de corriente tipo CC – CA. Teniendo en la entrada de Corriente Continua toda la instalación referente a las baterías, módulos solares fotovoltaicos y el regulador de carga para las baterías, y en la salida de Corriente Alterna se conectará la instalación de consumo para la vivienda y usos particulares.

El inversor elegido para la instalación es el modelo **X1-HYBRID-4.6T** de la marca **Solax Power**.

Las principales características del inversor fotovoltaico elegido, se detallan en la tabla a continuación, pero se describen mejor en el *Anexo D, Especificaciones técnicas de los equipos principales*.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS X1-HYBRID-4.6T	
ENTRADA DC	
Potencia máxima del generador FV	6900 Wp
Tensión de entrada máxima	600 V
Tensión asignada de entrada	360 V
Tensión de entrada mínima de inicio	150 V
Rango de tensión del MPPT	125-550 V
Corriente máxima de entrada por string	12 A
Corriente de cortocircuito máx. por string	14 A
Número de strings por entrada MPPT	1
Número de entradas MPPT	1

SALIDA AC	
Potencia Asignada	4600 W
Potencia máxima aparente	4600 VA
Tensión nominal	220/230/240 V
Frecuencia de red asignada	50/60 Hz
Corriente nominal de salida	20 A
Corriente máxima de salida	21 A
Rendimiento máximo	97,8 %

Tabla 5 Características Eléctricas del X1-HYBRID-4.6T

### 3.4.3.1 CLASIFICACIÓN

Los inversores fotovoltaicos se pueden clasificar en función de las transformaciones de corriente que vaya a realizar en su uso:

- CA – CC (fija o variable)
- CC – CA (con tensión y frecuencia variable)
- CC(fija) – CC(variable)
- CA(frecuencia fija) – CA(frecuencia variable)

Además, se pueden clasificar por el tipo de onda de entrada y de salida independientemente de la clasificación citada anteriormente:

- Rectificador no controlado: Transforma la corriente alterna de tensión constante en corriente continua de tensión constante.
- Rectificador controlado: Transforma la corriente alterna de tensión constante en corriente continua de tensión variable.
- Reguladores de AC: Transforman la corriente alterna de tensión constante en corriente alterna de tensión variable y de la misma frecuencia.
- Ciclo convertidores: Reguladores de alterna o convertidores directos alterna/alterna de distinta frecuencia.
- Ondulador autónomo o inversor: transforman una corriente continua en corriente alterna de frecuencia fija o variable.
- Convertidor CC/CA o Troceador: Transforma corriente continua de tensión constante en corriente continua de tensión variable.

### 3.4.4 BATERÍAS DE ALMACENAMIENTO

Las baterías que forman el sistema de almacenamiento de energía, serán las encargadas de suministrar a la red eléctrica de la casa y sus necesidades. Este hecho tendrá lugar cuando los módulos fotovoltaicos no generen la suficiente cantidad de energía para abastecer la vivienda. Ya sea cuando el consumo de la vivienda sea por la noche o cuando se den las condiciones climatológicas que disminúan la radiación solar normal en su ubicación.

Las baterías son cargadas mediante un regulador/cargador, cargando así en corriente continua las baterías y conexas en la entrada de CC del inversor para poder abastecer las necesidades de la vivienda.

Una de las características principales a tener en cuenta a la hora de realizar la elección del tipo de batería, es la capacidad de descarga máxima que es capaz de resistir sin sufrir daños y sin que se reduzca la vida útil de la batería. . En este caso se requiere realizar el diseño de la instalación con 4 días de

autonomía completa con un porcentaje de descarga del 80%. Es decir, la capacidad de la batería puede llegar al máximo del 80% de su totalidad, suministrando energía eléctrica mediante un total del 20% de su totalidad.

Otra característica que influye directamente en la capacidad de descarga de la misma, será el material por el cual la batería esté formada, ya que esto influirá en el mantenimiento de la batería, en su vida útil y en problemas de reciclaje futuros.

Como materiales que forman el interior dieléctrico de la batería y responsables del almacenamiento de la energía eléctrica, existen las siguientes combinaciones:

- Baterías de Níquel (Ni)
- Baterías de Níquel – Cadmio (Ni-Cd)
- Baterías de Plomo – Ácido
- Baterías de Litio – Ion (Ion-Li)

Para el dimensionado de la instalación se ha elegido la batería del tipo Plomo - Ácido, específicamente se ha elegido las baterías de la marca **BAE Secura** modelo **12 PVS 1800**. El conjunto de baterías de la instalación está formado por un total de 24 vasos del valor de 2 V cada uno y conectados en serie entre ellos y por cada bloque de batería que se suministra como se especifica en la siguiente imagen. Se realiza de esta forma para mantener el voltaje de trabajo de la instalación, el cual es 48 V.

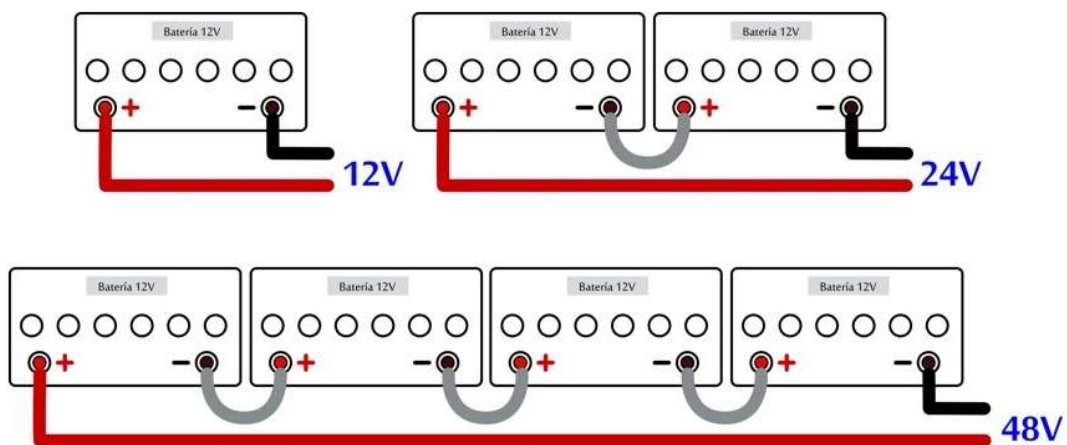


Figura 3 Conexión de la batería

A continuación se describe una tabla con los detalles más relevantes de la batería elegida. La descripción completa se encuentra en el *Anexo D, Especificaciones técnicas de los equipos principales*.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE 12 PVS 1800	
Voltaje nominal	48 V
Energía	1300 Ah
Voltaje de carga	2,3 – 2,4 V
Voltaje de descarga	2,23 V
Temperatura de trabajo	-20 a 55 °C

Tabla 6 Características eléctricas de la 12 PVS 1800



### 3.4.5 REGULADOR DE CARGA

El regulador de carga es el elemento clave de la instalación para poder cargar las baterías y controlar su carga y descarga ya que este elemento se sitúa entre la salida del cableado de los módulos fotovoltaicos y las baterías e inversor fotovoltaico.

Los reguladores para tener un mejor control de la carga, descarga y rectificación del voltaje del sistema, están diseñados para que funcionen con la tecnología MPPT.

Esta tecnología nos permite maximizar la energía que producen los módulos fotovoltaicos realizando un seguimiento del punto de máxima potencia de funcionamiento de los mismos para obtener un suministro continuo de la instalación y a la misma hora no obtener pérdidas en la carga de las baterías de reserva de la instalación.

Además de esa tecnología descrita anteriormente, también existen los reguladores de carga que funcionan mediante la tecnología PWM.

Esta tecnología suministra la carga a las baterías de la instalación pero sin aprovechar el punto de máximo funcionamiento de los módulos fotovoltaicos, lanzando a perder todo el suministro que estos proporcionen cuando las baterías estén cargadas del todo y haya un exceso de energía en el sistema.

Para el diseño de la instalación, se ha elegido el regulador de carga de la marca **MORNINGSTAR**, modelo **TriStar TS-MPPT-60**, a continuación se detallan algunas de sus características eléctricas más importantes, la información más detallada se puede consultar en el *Anexo D, Especificaciones técnicas de los equipos principales*.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL TriStar TS-MPPT-60	
Clasificación de carga	60 A
Máx. voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ )	150 V
Voltaje nominal de la batería	48 V
Potencia nominal de máx. funcionamiento	3200 W
Rango de temperatura de funcionamiento	-40 a 45 °C

Tabla 7 Características eléctricas del TriStar TS-MPPT-60

Como complemento de este regulador cargador, la marca nos proporciona un software dónde podremos analizar todos los datos de consumo, carga, descarga... se proporcionan en nuestra instalación y poder llevar un mayor control de las mismas. El enlace de descarga se puede encontrar en su web, detallada en el apartado número 5. *Bibliografía*.

### 3.5 TRABAJOS DE MONTAJE MECÁNICO DE LA INSTALACIÓN

La instalación objeto del diseño, en referente a montaje mecánico, se puede dividir en dos partes. Por una parte existe la parte exterior de la instalación y por otra parte la parte interior de la instalación.

La parte exterior de la instalación la formarán los módulos fotovoltaicos y las estructuras de soporte de los mismos. El proceso de montaje de estos dos componentes de la instalación estará detallado en sus fichas técnicas dónde además de esas instrucciones, se podrán observar todas las conexiones eléctricas que se deben realizar en los módulos fotovoltaicos y entre ellos para que dispongan de una correcta conexión y buen funcionamiento. En referencia al montaje de las estructuras, junto a los módulos, serán llevados a cabo por un instalador autorizado, colocando los soportes en la inclinación y separación específicamente diseñadas para la instalación.

En referente a la parte de la instalación interior, esta estará formada por el regulado cargador, los módulos de baterías y el inversor. En esta parte de la instalación se encuentra el conexionado eléctrico más complicado ya que el hecho de realizar una mala conexión de las baterías, podría provocar un fallo de suministro grave en la vivienda.

Todos estos componentes serán conexionados tal y como el fabricante indica en su manual de usuario para su correcta conexión. Teniendo en cuenta que esta parte también deberá estar realizada por un instalador autorizado.

### 3.6 TRABAJOS DE INSTALACIÓN ELÉCTRICAS

Los trabajos de instalaciones eléctricas constarán de instalar todo el sistema de cableado entre los elementos que forman la instalación solar fotovoltaica, correcta identificación de los conductores que transportan la energía eléctrica generada para la vivienda y las correspondientes protecciones para cada elemento de la instalación.

Se pueden clasificar en las siguientes tareas/elementos:

- Cableado de la parte de corriente continua (CC).
- Cableado de la parte de corriente alterna (CA).
- Instalación de protecciones eléctricas.
- Toma de puesta a tierra.
- Instalación de canalizaciones para cableado eléctrico.

#### 3.6.1 CABLEADO CORRIENTE CONTINUA (CC)

En referencia al cableado de corriente continua, se van a instalar los conductores con cubierta de polietileno reticulado libre de halógenos e ignífugos (XLPE/RZ1-K). Estos conductores serán del tipo **Exzhellent 0,6/1kV** de la marca **General Cable**.

Los detalles de los cableados y los tramos por los cuales se divide toda la instalación en la parte de corriente continua se encuentran detallados en la siguiente tabla. Se pueden encontrar las justificaciones de las secciones en el *Anexo C, Cálculos justificativos*.

TRAMOS	SECCIONES	CONDUCTOR
T.1 ENTRE MÓDULOS	4 mm <sup>2</sup>	2×(1×4) mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV
T. 2 MÓDULOS-REGULADOR 1	4 mm <sup>2</sup>	2×(1×4) mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV
T.3 MÓDULOS-REGULADOR 2	4 mm <sup>2</sup>	2×(1×4) mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV
T.4 REGULADOR 1-BATERÍAS	35 mm <sup>2</sup>	2×(1×35) mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV
T.5 REGULADOR 2-BATERÍAS	35 mm <sup>2</sup>	2×(1×35) mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV
T.6 REGULADOR 1 - INVERSOR	35 mm <sup>2</sup>	2×(1×35) mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV
T.7 REGULADOR 2 - INVERSOR	35 mm <sup>2</sup>	2×(1×35) mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV
T.8 BATERÍAS-INVERSOR	150 mm <sup>2</sup>	2×(1×150) mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV

Tabla 8 Secciones de conductores en corriente continua

#### 3.6.2 CABLEADO CORRIENTE ALTERNA (AC)

En referencia al cableado de corriente alterna, se van a instalar conductores con cubierta ignífuga, libre de halógenos y de polietileno reticulado (XLPE/RZ1-K). Este conductor será del modelo **Exhellent 0,6/1kV** de la marca **General Cable**.

Los detalles de los cableados y tramos por los cuales se divide toda la instalación de la parte de corriente alterna se encuentran en detallados en la siguiente tabla. Para más detalles, consultar el *Anexo C, Cálculos justificativos*.

TRAMO	SECCIÓN	CONDUCTOR
T.9 INVERSOR-CUADRO ELÉCTRICO	10 mm <sup>2</sup>	4×(1×10) mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV

Tabla 9 Sección del conductor corriente alterna

### 3.6.3 PROTECCIONES

Las protecciones que se van a instalar en la vivienda van a ser todas instaladas y seleccionadas respecto a todas las concordancias redactas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

#### PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA (CC)

Para proteger cada elemento que forma parte de la instalación en la parte de corriente continua, se han instalado diferentes protecciones contra sobrecargas e interruptores contra contactos directos/indirectos.

Los valores de los fusibles y del interruptor contra contactos directos/indirectos se encuentran en la siguiente tabla dividida por tramos de protección entre los componentes. Para más explicaciones sobre los resultados consultar el ANEXO C, CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS.

TRAMO	TAMAÑO
T.1 ENTRE MÓDULOS	---
T. 2 MÓDULOS-REGULADOR 1	32 A
T.3 MÓDULOS-REGULADOR 2	32 A
T.4 REGULADOR 1-BATERÍAS	63 A
T.5 REGULADOR 2-BATERÍAS	63 A
T.6 REGULADOR 1 – INVERSOR	63 A
T-7 REGULADOR 2 - INVERSOR	63 A
T.8 BATERÍAS-INVERSOR	315 A

Para la protección de los módulos fotovoltaicos, no es necesario instalar un fusible que proteja contra sobrecargas, a los módulos fotovoltaicos se les debe proteger contra sobretensiones, se ha elegido el interruptor de la marca **LSP** modelo **FLP7-PV600 clase II** en este caso, los valores del equipo de protección son los siguientes.

- Tiempo de actuación < 25 ns
- Corriente nominal de descarga: 20kA
- Voltaje de protección de 2200 V

Para obtener más datos sobre el interruptor contra sobretensiones, consultar el *Anexo D, Especificaciones técnicas de los equipos principales*.

### **PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA (CA)**

Para proteger los elementos de la parte de la instalación que transmiten corriente alterna, es necesario incluir protecciones contra contactos directos e indirectos y protecciones contra sobrecargas. Recalcar que el propio inversor dispone de protecciones contra sobre intensidad

Para la instalación objeto del proyecto en su parte de corriente alterna, Tramo 7, Inversor – Cuadro de protecciones eléctricas, se ha elegido instalar un interruptor magnetotérmico de valor de de 32 A. Además, para la protección de contactos directos e indirectos, se debe de instalar un interruptor diferencial del valor de 40 A.

#### **3.6.4 CANALIZACIONES**

Para realizar todo el tendido y cableado de los conductores, se van a instalar todos los conductores de manera aislada en tubos de montaje superficial o empotrado en obras. Los conductores se van a instalar en las canaletas individuales, dividiendo los tramos de cableado por los tramos especificados en apartados anteriores. La canaleta a instalar será del tamaño de la longitud específica entre componentes y de dimensiones según sean el valor de las secciones de los mismos. Para obtener mejores especificaciones técnicas, se puede consultar su ficha técnica del ejemplo de canaleta a utilizar en una de las partes del cableado en el *Anexo D, Especificaciones técnicas de los equipos principales*.

#### **3.6.5 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA**

El sistema de puesta a tierra tiene como objetivo aislar las masas metálicas de la instalación, generadores y transformadores de energía, para tener un límite de tensión que pueda actuar sobre las mismas y asegurar un correcto funcionamiento. La conexión del sistema de puesta a tierra se lleva a cabo tan solo conexionando entre sí cada parte sin instalar fusibles ni protección alguna. Este conjunto de tierras debe de estar aislada de otra toma de tierra para que no se provoquen diferencias de potencial peligrosas. Las tomas a tierra serán las correctas cuando entre las tomas de tierra que la puedan rodear, no exista una diferencia de tensión de más de 50 voltios.

Según la ITC-BT-40, la cual aplica las instrucciones a las instalaciones generadoras, indica que las centrales de instalaciones deben de estar provistas de sistemas de puesta a tierra para que se asegure la ausencia de tensión en las partes metálicas de la instalación y no superar los valores según la MIE-RAT 13 del Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, subestaciones y Centros de Transformación.

Para la instalación solar fotovoltaica del proyecto, se deberán conectar a tierra los módulos fotovoltaicos, sus marcos metálicos y estructura de soporte, los marcos metálicos del inversor, el regulador...

### **4. PROPUESTA ECONÓMICA**

Para realizar la evaluación económica de la instalación, se debe de conocer o estimar el capital que disponen los propietarios o propietarias que van proceder a su correspondiente pago. Como base mínima, la instalación se estimará sobre el salario que ambos convivientes de la vivienda, en el caso del proyecto, tengan disponible.

Como opciones de subvenciones por parte de la Comunidad Valenciana y de la Provincia de Valencia, no se va a suponer ninguna, es decir, se va a proceder al análisis económico sin suponer que se reciban ningún tipo de ayudas o subvenciones para la instalación.

#### 4.1 PRESUPUESTO

Para representar el coste total de la instalación, se representa mediante la siguiente tabla, cada componente que forma la instalación, desde los módulos fotovoltaicos hasta la mano de obra de montaje estimada y el material genérico de conexionado entre componentes.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
Módulos Fotovoltaicos Auxin Solar AXN6P-612T295	12 Uds.	170€	2.040€
Estructura Soporte Módulos SUNFER R1-12/20 02.3V	12 Uds.	74€	888€
Batería BAE Secura 12 PVS 1800	1	12.181,68€	12.181,68€
Inversor Solax Power X1-HYBRID – 4.6T	1 Ud.	1.431€	1.431€
Regulador/Cargador MORININGSTAR TriStar TS-MPPT-60	2 Uds.	558€	1.116€
Protecciones Eléctricas de la Instalación	9 Uds.	40€	360€
Cableado y Canaletas en general de la Instalación	220 m	1,65€	363€
Mano de Obra	17 h.	18€	306€
<b>TOTAL SIN IVA:</b>			<b>18.685,68 €</b>
IVA APLICABLE, 21%			3.923,99 €
<b>TOTAL:</b>			<b>22.609,67 €</b>

Tabla 10 Detalle general presupuesto

A continuación, se especifican detalladamente, de cada componente que forma la instalación, la justificación del precio total.

- El precio de los Módulos Fotovoltaicos Auxin Solar AXN6P-612T295, viene marcado por el fabricante ya que son adquiridas a precio de coste por almacén.
- El precio de la Estructura Soporte Módulos SUNFER R1- 12/20 02.3V, viene incluido el montaje y acoplamiento de los módulos fotovoltaicos por parte de los instaladores autorizados de la empresa. Además, dentro del precio de adquisición de las estructuras de soporte, se incluyen seis años de garantía de los mismos.
- El precio de la Batería BAE Secura 12 PVS 1800, viene marcado por el fabricante, precio variable según el lugar de compra, dónde se les puede administrar un valor extra para la compensación

del distribuidor. En el caso, el precio especificado en la tabla es el precio de salida de fábrica ya que es pedido contra almacén y directo del proveedor inicial. Incluye una garantía por 10 años y una estimación de duración de más de 15 años

- El precio del Inversor Solax Power X1-HYBRID – 4.6T, viene marcado por el fabricante y por precio de almacén ya que se adquiere directamente de salida de fábrica. Su garantía es de 10 años.
- El precio del Regulador/Cargador MORININGSTAR TriStar TS-MPPT-60 viene marcado de fábrica ya que se demanda contra pedido de almacén del fabricante. Incluye garantía de 10 años.
- El precio de las Protecciones Eléctricas de la Instalación, Cableado y Canaletas en general de la Instalación y de la Mano de Obra, vienen decididos por el instalador autorizado, el cual ofrece una revisión semestral de la instalación durante cinco años

## 4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez descrito el presupuesto de la instalación y su precio generalizado, se debe de proceder a analizar la rentabilidad del sistema y su correspondiente abono y compensación económica.

Primero se procede a deducir en qué cantidad de tiempo se quedaría la instalación solar fotovoltaica pagada ya que en este tipo de instalaciones con un elevado importe, se ofrecen opciones de financiación para realizar un pago progresivo de la misma.

Este pago corresponde al abono mensual de la cantidad de 600€. Por lo que, con ese pago mensual, la instalación estará abonada, según el presupuesto general detallado en el apartado anterior, en menos de tres años y medio.

AÑO 2021	Pendiente de pago	AÑO 2022	Pendiente de pago
ENERO	22609,67	ENERO	15409,67
FEBRERO	22009,67	FEBRERO	14809,67
MARZO	21409,67	MARZO	14209,67
ABRIL	20809,67	ABRIL	13609,67
MAYO	20209,67	MAYO	13009,67
JUNIO	19609,67	JUNIO	12409,67
JULIO	19009,67	JULIO	11809,67
AGOSTO	18409,67	AGOSTO	11209,67
SEPTIEMBRE	17809,67	SEPTIEMBRE	10609,67
OCTUBRE	17209,67	OCTUBRE	10009,67
NOVIEMBRE	16609,67	NOVIEMBRE	9409,67
DICIEMBRE	16009,67	DICIEMBRE	8809,67
AÑO 2023	Pendiente de Pago	AÑO 2024	Pendiente de pago
ENERO	8209,67	ENERO	1009,67
FEBRERO	7609,67	FEBRERO	409,67

MARZO	7009,67	MARZO	-190,33
ABRIL	6409,67	ABRIL	-790,33
MAYO	5809,67	MAYO	-1390,33
JUNIO	5209,67	JUNIO	-1990,33
JULIO	4609,67	JULIO	-2590,33
AGOSTO	4009,67	AGOSTO	-3190,33
SEPTIEMBRE	3409,67	SEPTIEMBRE	-3790,33
OCTUBRE	2809,67	OCTUBRE	-4390,33
NOVIEMBRE	2209,67	NOVIEMBRE	-4990,33
DICIEMBRE	1609,67	DICIEMBRE	-5590,33

Tabla 11 Detalle de pago de la instalación

Analizando los resultados de la tabla, se entiende que los resultados negativos en los meses del año 2024, serán cuando no sea necesario seguir con el pago de la instalación ya que estará en su totalidad pagada.

También se deben de tener en cuenta los cambios cada cierto tiempo que se deben de hacer en la instalación. Estos cambios son el reemplazo de las baterías el cual se basa en el reemplazo de las baterías ya que la vida útil será inferior a la necesaria de la instalación, pueden ser causar averías en la instalación, dejar la instalación sin luz, no cumplir con los días de autonomía de diseño para la instalación...

La siguiente tabla especifica el tiempo que se tardará en abonar el importe total de las nuevas baterías según el abono mensual que se quiera pagar.

IMPORTE DE LAS BATERÍAS = 12181,68 €					
ABONO MENSUAL	600 €	500 €	400 €	300 €	200 €
AÑOS PARA PAGAR IMPORTE DE BATERÍAS	1,69 años	2 años	2,5 años	3,38 años	5,1 años
MESES DE ABONO	20 meses	24 meses	30 meses	40,6 meses	61,2 meses

Tabla 12 Desglose de la renovación de las baterías

Una vez desglosado el pago de los elementos de la instalación y los importes de los elementos que se deben de renovar cada cierto tiempo, se debe de realizar un análisis del abono anual que se tendría que realizar a la compañía eléctrica que nos dé el suministro eléctrico en la vivienda.

Para la estimación del coste mensual de una vivienda, se establece una media de 70 € mensuales para una vivienda de 4 personas con una potencia contratada de 4,4 kW. Además de tener en cuenta una

subida anual del 6% de su valor anual continuo, es decir, aumentar el valor un 6% cada año sobre su mismo valor.

AÑO 2021	840
AÑO 2022	890,4 €
AÑO 2023	943,8 €
AÑO 2024	1.000,5 €
AÑO 2025	1.060,5 €
AÑO 2026	1.124,1 €
AÑO 2027	1.191,6 €
AÑO 2028	1.263,0 €
AÑO 2029	1.338,8 €
AÑO 2030	1.419,2 €
AÑO 2031	1.504,3 €
AÑO 2032	1.594,6 €
AÑO 2033	1.690,2 €
AÑO 2034	1.791,7 €
AÑO 2035	1.899,2 €
AÑO 2036	2.013,1 €
AÑO 2037	2.133,9 €
SUMA TOTAL EN 17 AÑOS	23.698,8 €

Tabla 13 Total coste luz por año

Como se puede observar y deducir de las tablas detalladas en este apartado, se observa que se puede sacar una rentabilidad considerable al hecho de que la vivienda se alimente eléctricamente mediante una instalación solar fotovoltaica aislada.

Ya que en un total de 3 años y medio con el importe de abono mensual ya comentado más arriba, 600 €, se pagaría la totalidad de la instalación solar fotovoltaica aislada. Pero si la vivienda tuviera el suministro eléctrico por compañía distribuidora terminaría pagando la misma cantidad de dinero en los pagos mensuales. Además, con la tabla especificada para las partes a renovar de la instalación, las baterías, si se sigue el abono de estas con el mismo importe que el que se paga de inicio la instalación solar fotovoltaica, se procedería a su pago en menos de dos años.

Por lo que se puede deducir que, con los componentes que forman la instalación solar fotovoltaica y su durabilidad, a largo plazo se obtiene una rentabilidad muy considerable respecto a estar pagando un suministro eléctrico a una compañía distribuidora la cual varía sus precios anualmente.

Para obtener un análisis económico mejor valorado, se procede a estudiar la instalación mediante el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Estos métodos de análisis van guiados por el flujo de ganancias directas e indirectas, producción anual de la instalación, tarifa de cobro del kWh por parte de compañía eléctrica, precio de venta del kWh por compañía eléctrica, costes de explotación, costes de mantenimiento y las tasas de interés e inflación que se aplican sobre los ingresos realizados por la instalación.



A continuación se detallan los componentes que van a influir a la hora de realizar el cálculo del VAN:

- Producción anual instalación: 6052 kWh/año
- Descenso de producción: 0,75 %
- Tarifa precio cobro compañía: 0,26482 €/kWh
- Precio venta kWh a compañía: 0,0965 €/kWh
- Costes de mantenimiento: 226,09 €
- Tasa de interés: 3 %
- Tasa de inflación: 1 %
- Coste capital: 2 %
- Vida útil instalación: 25 años
- Costes explotación: 50 €

La tarifa de precio cobro compañía y la tarifa venta kWh a compañía, se han extraído sus valores de la página web [www.esios.ree.es](http://www.esios.ree.es) dónde se han extraído los precios actuales para el año en curso del proyecto.

Los costes de mantenimiento de la instalación van a suponer el 1% del coste total de la instalación, en este caso, 22.609,27€. Los valores de tasa de interés, tasa de inflación y coste capital se utilizarán para realizar el cálculo del flujo de caja actualizado para cada año de vida útil el cual disponga la instalación.

Por lo que para el cálculo del van se van a utilizar las siguientes fórmulas:

$$VAN = \sum_{n=0}^n \frac{FC}{(1 + C_c)^n} - I_0$$

-Dónde:

**n** Es el número de año de vida útil de la instalación.

**FC** Es el flujo de caja actualizado.

**C<sub>c</sub>** Es el Coste de explotación que viene dado por la diferencia entre la Tasa de interés y la Tasa de inflación.

**I<sub>0</sub>** Es el importe del coste total de la instalación.

Para el cálculo de la TIR, se debe saber que es el coste del capital  $C_c$  para que el VAN es nulo y representa la rentabilidad de la inversión con conveniencia bajo evaluación. Si el valor de la TIR supera el valor del  $C_c$  que se elige para realizar el cálculo del VAN, quiere decir que la inversión se evalúa como rentable.

En caso de presentar varias opciones de dimensionado del proyecto, se debe de elegir el que mayor TIR tenga.

Explicados los recursos y valores que van a tener en cuenta en el cálculo de este análisis económico, se obtiene la siguiente tabla.

AÑO	POTENCIA PRODUCIDA (kWh)	INGRESOS(POTENCIA PRODUCIDA + AUTOCONSUMO) (€)	COSTES EXPLOTACIÓN (€)	COSTES MANTENIMIENTO (€)	FFLUJO DE CAJA NO ACTUALIZADO (€)	GANANCIAS (€)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO (€)	VALOR NETO (VAN) (€)
1	6054,0	2187,43	50,00	226,09	-20697,93	-20697,93	-20762,57	-20762,57
2	6008,6	2171,03	50,00	226,09	1894,93	-18803,00	1821,35	-18941,22
3	5963,5	2154,74	50,00	226,09	1878,65	-16924,35	1770,29	-17170,92
4	5918,8	2138,58	50,00	226,09	1862,49	-15061,86	1720,65	-15450,27
5	5874,4	2122,54	50,00	226,09	1846,45	-13215,41	1672,39	-13777,88
6	5830,4	2106,62	50,00	226,09	1830,53	-11384,88	1625,46	-12152,42
7	5786,6	2090,82	50,00	226,09	1814,73	-9570,15	1579,83	-10572,59
8	5743,2	2075,14	50,00	226,09	1799,05	-7771,10	1535,47	-9037,12
9	5700,2	2059,58	50,00	226,09	1783,49	-5987,61	1492,34	-7544,78
10	5657,4	2044,13	50,00	226,09	1768,04	-4219,57	1450,41	-6094,37
11	5615,0	2028,80	50,00	226,09	1752,71	-2466,86	1409,64	-4684,73
12	5572,9	2013,59	50,00	226,09	1737,49	-729,37	1370,00	-3314,73
13	5531,1	1998,48	50,00	226,09	1722,39	993,02	1331,46	-1983,26
14	5489,6	1983,50	50,00	226,09	1707,40	2700,43	1294,00	-689,27
15	5448,4	1968,62	50,00	226,09	1692,53	4392,95	1257,57	568,31
16	5407,5	1953,85	50,00	226,09	1677,76	6070,71	1222,16	1790,46
17	5367,0	1939,20	50,00	226,09	1663,11	7733,82	1187,73	2978,19
18	5326,7	1924,66	50,00	226,09	1648,56	9382,38	1154,26	4132,45
19	5286,8	1910,22	50,00	226,09	1634,13	11016,51	1121,72	5254,17
20	5247,1	1895,89	50,00	226,09	1619,80	12636,32	1090,08	6344,25
21	5207,8	1881,68	50,00	226,09	1605,58	14241,90	1059,32	7403,57
22	5168,7	1867,56	50,00	226,09	1591,47	15833,37	1029,43	8433,00
23	5130,0	1853,56	50,00	226,09	1577,46	17410,83	1000,36	9433,35
24	5091,5	1839,65	50,00	226,09	1563,56	18974,39	972,10	10405,45
25	5053,3	1825,86	50,00	226,09	1549,76	20524,16	944,63	11350,08

Tabla 14 Cálculo del VAN

Una vez obtenidos los resultados, se puede observar que el plazo de recuperación es de 13 años y que el valor de la TIR es del 4%, por lo que al ser mayor que el  $C_c$  el cual tiene el valor de 2%, nos indica que realizar la instalación será rentable y conveniente a realizar.

## 5. BIBLIOGRAFÍA

### - Páginas Web:

Regulador/Cargador: <https://www.morningstarcorp.com/products/tristar-mppt/>

Inversor: <https://www.solaxpower.com/#>

Módulos fotovoltaicos: <http://auxinsolar.com/>

Baterías: <https://autosolar.es/baterias-estacionarias-opzs-48v/bateria-estacionaria-bae-48v-1300ah>

Catastro: <https://www1.sedecatastro.gob.es/Cartografia/mapa.aspx?buscar=S>

Protecciones: <https://www.se.com/es/es/product-category/1600-protecciones-y-control/?filter=business-4-distribuci%C3%B3n-el%C3%A9ctrica-en-baja-tensi%C3%B3n>

Instrucciones Técnicas Complementarias del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión: <http://www.uco.es/electrotecnia-etsiam/reglamentos/REBT-ITC.htm>

PvSyst: <https://www.pvsyst.com/download-pvsyst/>

PVGIS: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/es/#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP)

- **Libros:**

AENOR (Asociación Española de Normalización y Certificación), (2004). *Energía solar fotovoltaica, normas UNE*.

Amador Martínez Jiménez (2012). *Dimensionado de Instalaciones solares fotovoltaicas*.

## **ANEXOS**

### **ANEXO A, PLANOS**

### **ANEXO B, SIMULACIÓN DEL PVSYST**

### **ANEXO C, CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS**

### **ANEXO D, ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES**

### **ANEXO E, PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS**

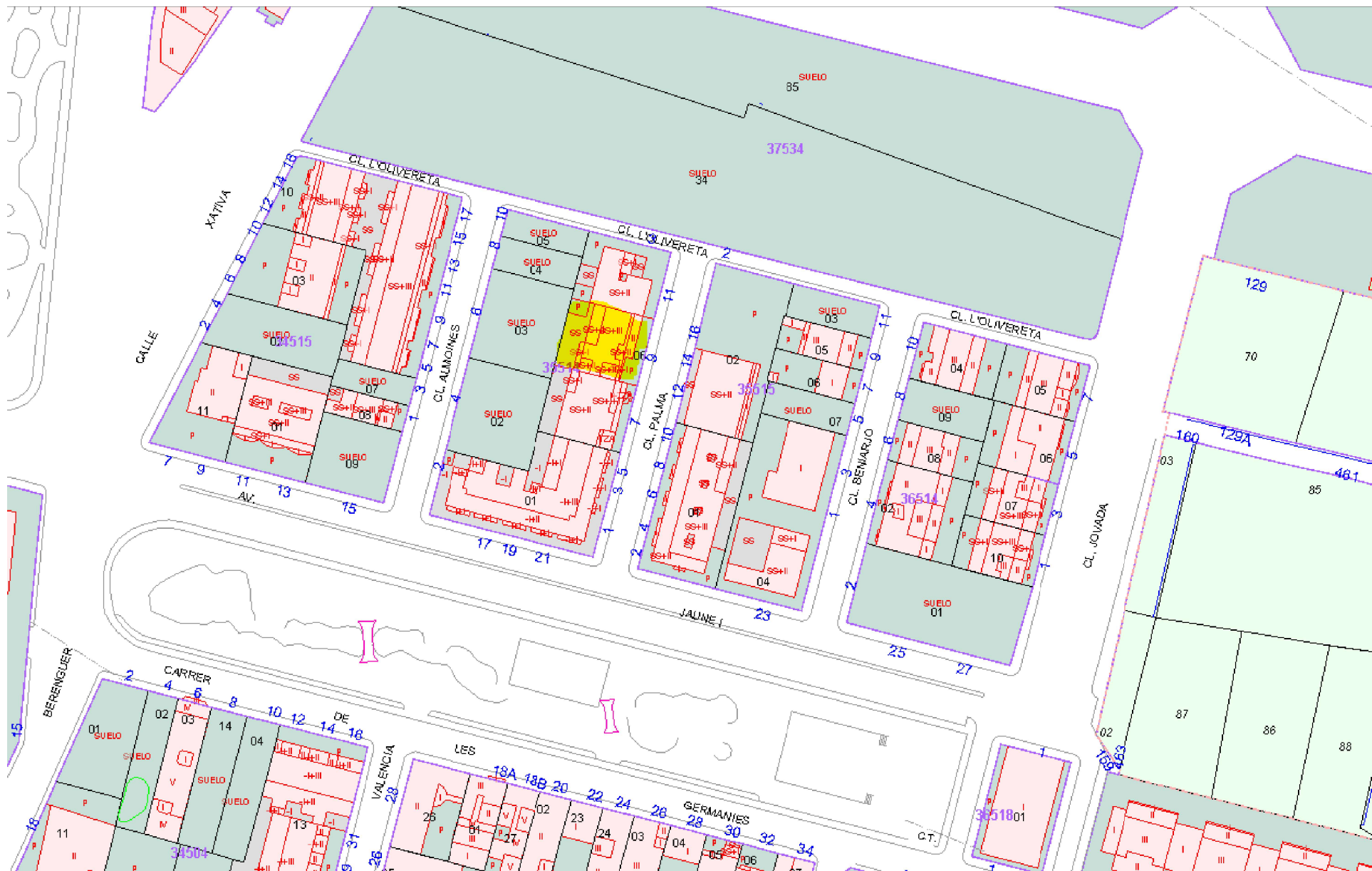
### **ANEXO F, ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD**




UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA  
CAMPUS D'ALCOI

# ANEXOS


# ANEXO A, PLANOS

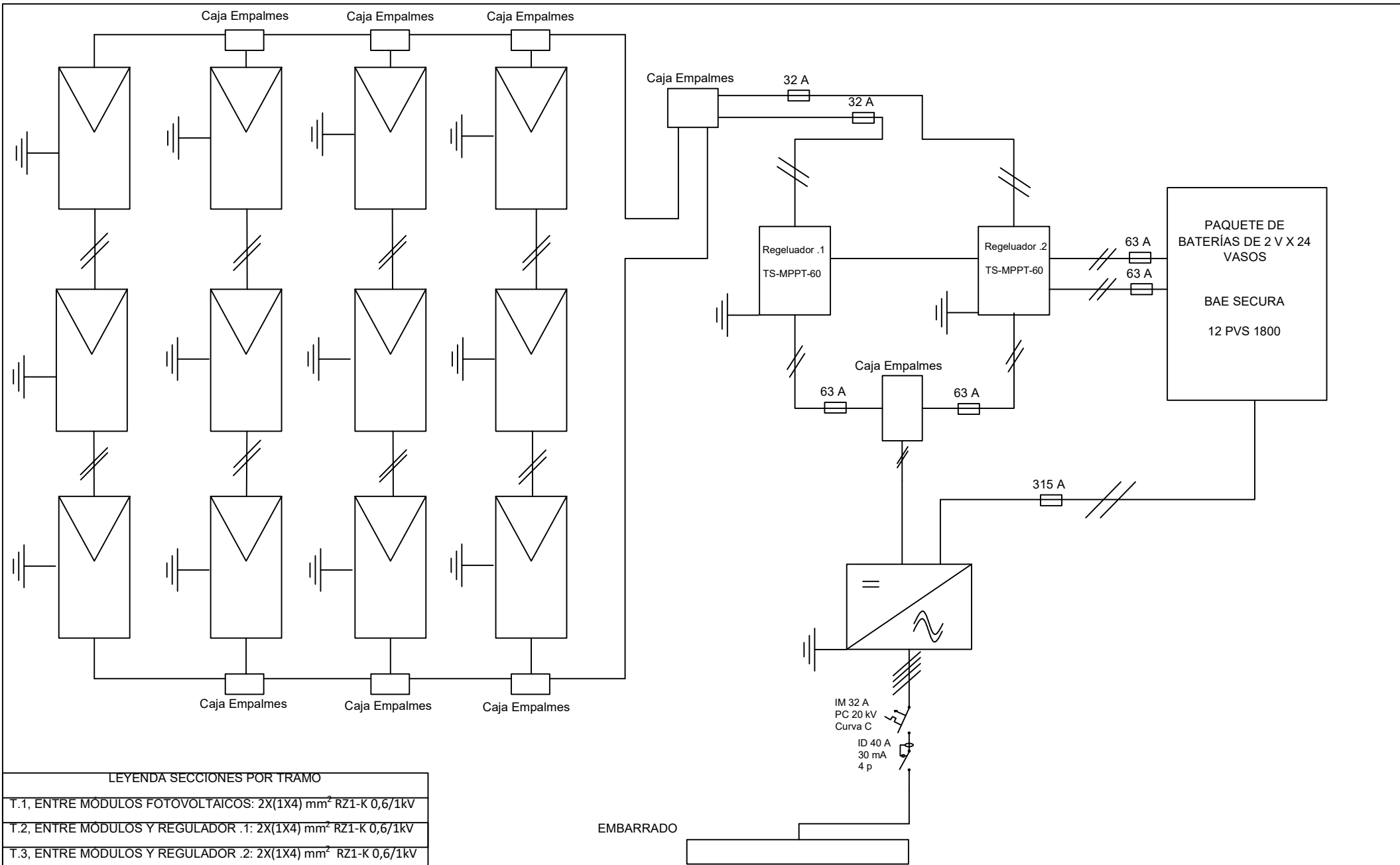


NOMBRE DEL PLANO: VISTA GENERAL DE LA VIVIENDA	Nº DE PLANO: 1/3	
CLIENTE: _____		
PROYECTO: ESTUDIO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTVOLTAICA PARA UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR AISLADA	FECHA: 12/06/2021	
RESPONSABLE: MAYOR BORONAT, Marc	ESCALA: S/E	





NOMBRE DEL PLANO: VISTA GENERAL VIVIENDA EN MAPS	Nº DE PLANO: 2/4	 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA CAMPUS D'ALCOI
CLIENTE: _____		
PROYECTO: ESTUDIO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR AISLADA	FECHA: 12/06/2021	
RESPONSABLE: MAYOR BORONAT, Marc	ESCALA: S/E	



LEYENDA SECCIONES POR TRAMO

T.1, ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS: 2X(1X4) mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV
T.2, ENTRE MÓDULOS Y REGULADOR .1: 2X(1X4) mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV
T.3, ENTRE MÓDULOS Y REGULADOR .2: 2X(1X4) mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV
T.4, ENTRE REGULADOR .1 Y BATERÍAS: 2X(1X35) mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV
T.5, ENTRE REGULADOR .2 Y BATERÍAS: 2X(1X35) mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV
T.6, ENTRE REGULADOR .1 Y INVERSOR: 2X(1X35) mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV
T.7, ENTRE REGULADOR .2 Y INVERSOR: 2X(1X35) mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV
T.8, ENTRE BATERÍAS Y INVERSOR: 2X(1X150) mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV
T.9, ENTRE INVERSOR Y CUADRO ELECTRICO: 4X(1X10) mm <sup>2</sup> RZ1-K 0,6/1kV

NOMBRE DEL PLANO: ESQUEMA UNIFILAR INSTALACIÓN	Nº DE PLANO: 3/3	
CLIENTE: _____		
PROYECTO: ESTUDIO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR AISLADA	FECHA: 12/06/2021	
RESPONSABLE: MAYOR BORONAT, Marc	ESCALA: S/E	

# ANEXO B, SIMULACIÓN DEL PVSYST

## Sistema Aislado: Parámetros de la simulación

**Proyecto :** Nuevo Proyecto

<b>Lugar geográfico</b>	<b>Valencia</b>	<b>País</b>	<b>España</b>	
<b>Ubicación</b>	Latitud	39.50° N	Longitud	-0.47° W
Hora definido como	Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud	41 m
	Albedo	0.20		
<b>Datos climatológicos:</b>	<b>Sevilla</b>	Meteonorm 6.1 - Synthetic		

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación.1

Fecha de simulación 28/07/21 19h22

<b>Parámetros de la simulación</b>	Tipo de sistema	<b>Stand-alone system</b>		
<b>Orientación Plano Receptor</b>	Inclinación	38°	Acimut	0°
<b>Modelos empleados</b>	Transposición	Perez	Difuso	Perez, Meteonorm

### Características generador FV

<b>Módulo FV</b>	Si-poly	Modelo	<b>AXN6P612T295</b>		
Original PVsyst database		Fabricante	Auxin Solar		
Número de módulos FV		En serie	3 módulos	En paralelo	4 cadenas
N° total de módulos FV		N° módulos	12	Pnom unitaria	295 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	<b>3540 Wp</b>	En cond. funciona.	3167 Wp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	98 V	I mpp	32 A
Superficie total		Superficie módulos	<b>23.3 m<sup>2</sup></b>	Superf. célula	21.0 m <sup>2</sup>

### Factores de pérdida Generador FV

Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m <sup>2</sup> K	Uv (viento)	0.0 W/m <sup>2</sup> K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	52 mOhm	Fracción de Pérdidas	1.5 % en STC
Pérdida Diodos en Serie	Caída de Tensión	0.7 V	Fracción de Pérdidas	0.6 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas	-0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas	1.0 % en MPP
Strings Mismatch loss			Fracción de Pérdidas	0.10 %
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo	0.05

**Parámetro del Sistema** Tipo de sistema **Sistema Aislado**

<b>Batería</b>	Modelo	<b>PVS Solar 12 PVS 1800</b>		
	Fabricante	BAE Secura		
Características del banco de baterías	Tensión	48 V	Capacidad Nominal	1320 Ah
	N° de unidades	24 en serie		
	Temperatura	Fijo (20°C)		

<b>Regulador</b>	Modelo	Tristar TS MPPT 60 - 48V		
	Fabricante	Morningstar		
Convertidor	Tecnología	MPPT converter	Coef. temp.	-5.0 mV/°C/elem.
	Eficiencias Máx. y EURO	98.5 / 98.2 %		

Umbral de Regulación Baterías Threshold commands as	Battery voltage		
Carga	46.7 / 44.1 V	Corresp. SOC	0.00 / 0.00
Descarga	41.8 / 44.1 V	Corresp. SOC	0.00 / 0.00

**Necesidades de los usuarios :** Cons. domésticos diarios Constante durante el año  
media 11.4 kWh/Día

## Sistema Aislado: Necesidades detalladas del usuario

**Proyecto :** Nuevo Proyecto

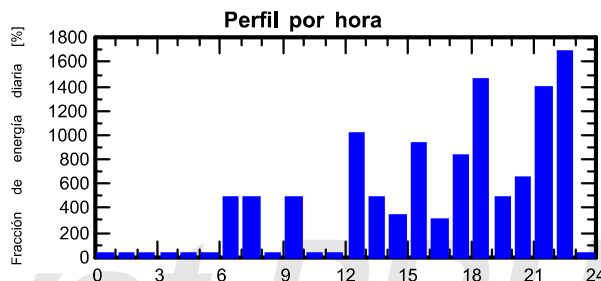
**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación.1

<b>Parámetros principales del sistema</b>	Tipo de sistema	<b>Aislado</b>		
Orientación Campos FV	inclinación	38°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	AXN6P612T295	Pnom	295 Wp
Generador FV	N° de módulos	12	Pnom total	<b>3540 Wp</b>
Batería	Modelo	PVS Solar 12 PVS 1800		Pb-ácido, abierta, tubular
Banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	<b>48 V / 1320 Ah</b>
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	Global	4168 kWh/año

**Cons. domésticos diarios, Constante durante el año, media = 11.4 kWh/día**

### Valores anuales

	Número	Potencia	Utilización	Energía
Lámparas LED	24	19 W/lámpara	7 h/día	3192 Wh/día
Extractor de humos	1	170 W/art.	2 h/día	255 Wh/día
Lavadora	1	450 W/art.	1 h/día	450 Wh/día
Nevera+Congelador	1		24 Wh/día	799 Wh/día
Aire acondicionado	1		4 Wh/día	1200 Wh/día
4 Tlfd+2TVs+ PC	5	180 W total	6 h/día	4950 Wh/día
Puerta de garaje automática	1	550 W total	1 h/día	550 Wh/día
Consumidores en espera			24 h/día	24 Wh/día
Energía total diaria				11420 Wh/día



## Sistema Aislado: Resultados principales

**Proyecto :** Nuevo Proyecto

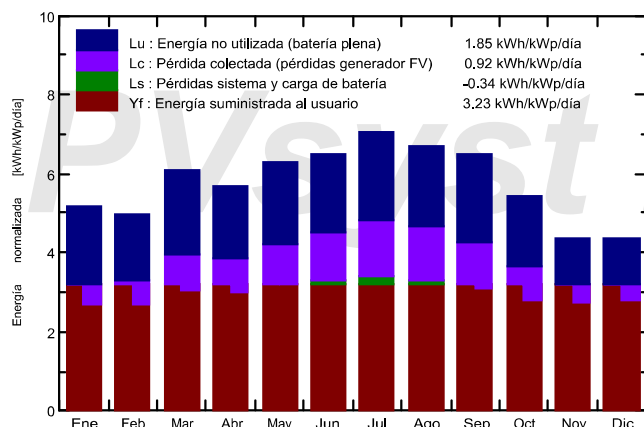
**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación.1

<b>Parámetros principales del sistema</b>		<b>Tipo de sistema</b>	<b>Aislado</b>	
Orientación Campos FV	inclinación	38°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	AXN6P612T295	Pnom	295 Wp
Generador FV	N° de módulos	12	Pnom total	<b>3540 Wp</b>
Batería	Modelo	PVS Solar 12 PVS 1800	Pb-ácido, abierta, tubular	
Banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	<b>48 V / 1320 Ah</b>
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	Global	4168 kWh/año

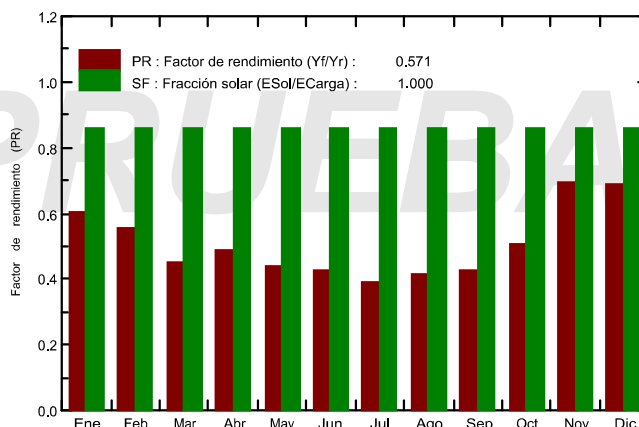
### Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	<b>Energía disponible</b>	<b>6.05 MWh/año</b>	Produc. específico	1710 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	4.17 MWh/año	Exced. (inutilizado)	2.38 MWh/año
	Factor de rendimiento (PR)	57.07 %	Fracción solar SF	100.00 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	0.0 %	Energía faltante	0.00 MWh/año

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 3540 Wp



Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar SF



### Nueva variante de simulación.1 Balances y resultados principales

	GlobHor	GlobEff	E Avail	EUused	E Miss	E User	E Load	SolFrac
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	
Enero	78.0	138.3	0.438	0.213	0.000	0.354	0.354	1.000
Febrero	91.4	135.6	0.424	0.163	0.000	0.320	0.320	1.000
Marzo	145.7	184.1	0.563	0.235	0.000	0.354	0.354	1.000
Abril	160.6	165.0	0.507	0.193	0.000	0.343	0.343	1.000
Mayo	205.3	189.0	0.570	0.227	0.000	0.354	0.354	1.000
Junio	215.9	188.2	0.552	0.208	0.000	0.343	0.343	1.000
Julio	235.1	211.3	0.608	0.242	0.000	0.354	0.354	1.000
Agosto	201.6	201.1	0.580	0.223	0.000	0.354	0.354	1.000
Septiembre	161.2	190.2	0.559	0.236	0.000	0.343	0.343	1.000
Octubre	119.8	164.6	0.497	0.197	0.000	0.354	0.354	1.000
Noviembre	74.9	116.3	0.366	0.119	0.000	0.343	0.343	1.000
Diciembre	66.9	122.0	0.389	0.127	0.000	0.354	0.354	1.000
Año	1756.3	2005.7	6.054	2.385	0.000	4.168	4.168	1.000

Legendas: GlobHor      Irradiación global horizontal GlobEff                  Global efectivo, corr. para IAM y sombreados E Avail                    Energía Solar Disponible EUused                    Pérdida de energía no utilizada (batería plena)	E Miss                    Energía faltante E User                    Energía suministrada al usuario E Load                   Necesidad de energía del usuario (Carga) SolFrac                   Fracción solar (EUtilizada/ECarga)
---	--

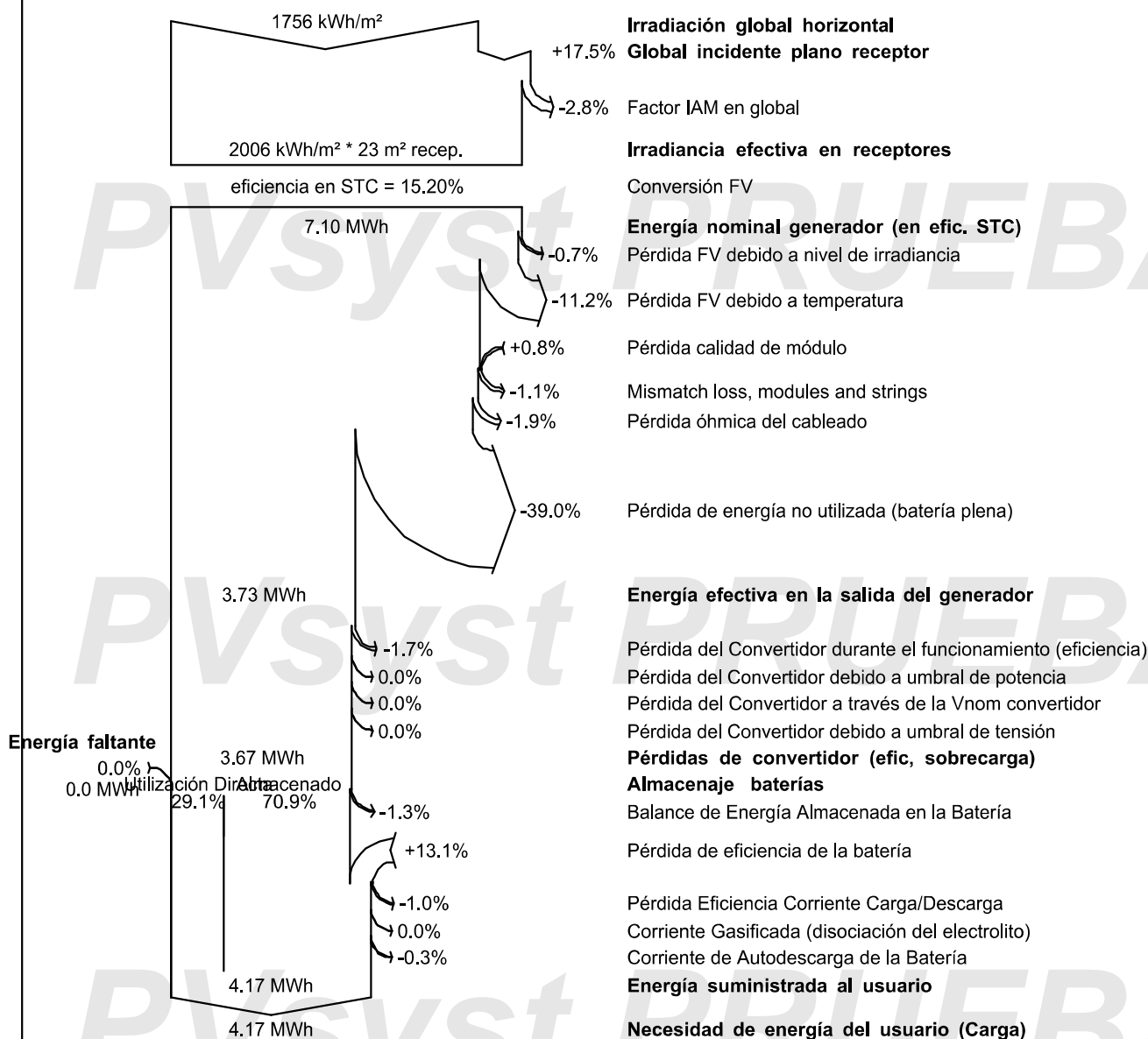
## Sistema Aislado: Diagrama de pérdidas

**Proyecto :** Nuevo Proyecto

**Variante de simulación :** Nueva variante de simulación.1

<b>Parámetros principales del sistema</b>		<b>Tipo de sistema</b>	<b>Aislado</b>	
Orientación Campos FV	inclinación	38°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	AXN6P612T295	Pnom	295 Wp
Generador FV	N° de módulos	12	Pnom total	<b>3540 Wp</b>
Batería	Modelo	PVS Solar 12 PVS 1800	Pb-ácido, abierta, tubular	
Banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	<b>48 V / 1320 Ah</b>
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	Global	4168 kWh/año

**Diagrama de pérdida durante todo el año**



# ANEXO C, CÁLCULOS JUSTIFICATIVOS



## ÍNDICE

<b>1. DATOS DE PARTIDA.....</b>	<b>38</b>
1.1. DATOS DE RADIACIÓN SOLAR .....	38
1.3 CAÍDAS DE TENSIÓN .....	39
1.4 ORIENTACIÓN Y PANELES .....	40
1.5 DÍAS DE AUTONOMÍA.....	41
<b>2. DIMENSIONADO DEL SISTEMA .....</b>	<b>41</b>
2.1 PÉRDIDAS .....	41
2.2 CONSUMO MÁXIMO DE LA INSTALACIÓN .....	42
2.3 CONSUMO MÁXIMO .....	42
2.4 ENERGÍA SUMINISTRADA POR MÓDULO FOTOVOLTAICO .....	42
2.5 CAPACIDAD .....	44
2.6 CAPACIDAD DE LAS BATERÍAS NECESÁRIAS .....	44
2.7 PANELES DE LA INSTALACIÓN .....	45
2.8 BATERÍAS DE LA INSTALACIÓN .....	45
2.9 INTENSIDAD DEL CAMPO FOTOVOLTAICO .....	47
2.10 INTENSIDAD DEL REGULADOR .....	47
2.11 NÚMERO DE REGULADORES.....	47
2.12 RESUMEN DE LA INSTALACIÓN .....	48
<b>3. CÁLCULOS DE SECCIÓN DE CABLEADO .....</b>	<b>48</b>
3.1 FÓRMULAS UTILIZADAS.....	49
3.1.1 TRAMO CORRIENTE CONTINUA (CC) .....	49
3.1.1.1 TRAMO 1, ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	52
3.1.1.2 TRAMO 2, MÓDULOS FOTOVOLTAICOS – REGULADOR .1 .....	53
3.1.1.3 TRAMO 3, MÓDULOS FOTOVOLTAICOS – REGULADOR .2 .....	54
3.1.1.4 TRAMO 4, REGULADOR .1 – ACUMULADORES.....	55
3.1.1.5 TRAMO 5, REGULADOR .2 – ACUMULADOR.....	55
3.1.1.6 TRAMO 6, REGULADOR .1 – INVERSOR .....	56
3.1.1.7 TRAMO 7, REGULADOR .2 – INVERSOR .....	57
3.1.1.8 TRAMO 8, ACUMULADORES – INVERSOR.....	58
3.1.2 TRAMO CORRIENTE ALTERNA (CA).....	59
3.1.2.1 TRAMO 9, INVERSOR – CUADRO DE PROTECCIONES .....	60
<b>3.2 PROTECCIONES EN EL LADO DE CORRIENTE CONTINUA (CC) .....</b>	<b>61</b>
3.2.1 PROTECCIONES CONTRA SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS .....	61
3.2.1.1 TRAMO 1, ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	62
3.2.1.2 TRAMO 2, MÓDULOS FOTOVOLTAICOS – REGULADOR .1 .....	62
3.2.1.3 TRAMO 3, MÓDULOS FOTOVOLTAICOS – REGULADOR .2 .....	63

3.2.1.4 TRAMO 4, REGULADOR .1 – ACUMULADORES .....	63
3.2.1.5 TRAMO 5, REGULADOR .2 – ACUMULADORES .....	64
3.2.1.6 TRAMO 7, REGULADOR .1 – INVERSOR .....	64
3.2.1.7 TRAMO 7, REGULADOR .2 – INVERSOR .....	65
3.2.1.8 TRAMO 8, ACUMULADORES – INVERSOR.....	65
3.2.2 PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES .....	66
<b>3.3 PROTECCIONES EN EL LADO DE CORRIENTE ALTERNA (CA).....</b>	<b>66</b>

## ÍNDICE DE TABLAS E ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1 Datos de consumo de la vivienda.....</i>	<i>39</i>
<i>Ilustración 2 Distribución horaria del consumo de la vivienda .....</i>	<i>39</i>
<i>Ilustración 3 Inclinación de los módulos fotovoltaicos .....</i>	<i>40</i>
<i>Ilustración 4 Valores de sección/intensidad en la ITC-BT-19 .....</i>	<i>50</i>
<i>Ilustración 5 Valores de K1 .....</i>	<i>51</i>
<i>Ilustración 6 Valores de K2 .....</i>	<i>51</i>
<i>Ilustración 7 Equivalencias de intensidades .....</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 1 Valores mensuales irradiación solar global horizontal .....</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 2 Caídas de tensión en instalación .....</i>	<i>40</i>
<i>Tabla 3 Radiación solar global plano horizontal.....</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 4 Caídas de tensión admisibles por tramo .....</i>	<i>49</i>

## 1. DATOS DE PARTIDA

### 1.1. DATOS DE RADIACIÓN SOLAR

Para obtener el ángulo óptimo de inclinación se ha utilizado el acceso al servidor PV-GIS, dónde mediante el uso de sus herramientas, se puede determinar el ángulo óptimo de los módulos fotovoltaicos que van a formar parte de la instalación.

Según el servidor, el ángulo de los módulos fotovoltaicos debe de ser 38º para obtener un máximo de eficiencia anualmente en referencia a la irradiación solar incidente.

A continuación se adjunta la tabla extraída del servidor web ADRASE con los valores mensuales de las irradiaciones solares incidentes en la zona dónde se encuentra la vivienda:

MES	VALOR Wh/m <sup>2</sup>
Enero	4130
Febrero	5460
Marzo	7060
Abril	9200
Mayo	11200
Junio	10800
Julio	11060
Agosto	9200
Septiembre	7733
Octubre	5466
Noviembre	4266
Diciembre	3460

Tabla 1 Valores mensuales irradiación solar global horizontal

Como se puede observar en la anterior tabla, el menor valor de la irradiación solar global horizontal es en Diciembre. Los cálculos justificativos a los cuales hace referencia este anexo, se van a realizar en consideración del menor valor mensual obtenido. En este caso, todos los cálculos van a ser en relación a los valores de Diciembre.

De esta forma se realizarán los cálculos de los elementos lo más exactos posibles para el mes más desfavorable, dejando así el suficiente margen de actuación de todos los componentes para los siguientes meses dónde no sufrirán ningún exceso de demanda y no puedan realizar el correcto suministro eléctrico a la instalación eléctrica de la vivienda.

### 1.2 DATOS DE CONSUMO DE LA VIVIENDA

Con el programa de cálculo utilizado en esta instalación, el PVSYST 6.7, se ha obtenido una tabla dónde se refleja un resumen cercano a la realidad de consumo de la vivienda. Estos valores son en referencia al valor de consumo mensual para todo el año. Los valores se pueden reflejar en la siguiente imagen extraída del mismo programa:

Daily consumptions							
Number	Appliance	Power		Daily use	Hourly distrib		Daily energy
24	Lámparas LED	19 W/lamp		7.0 h/day	OK		3192 Wh
1	Extractor de humos	170 W/app.		1.5 h/day	OK		255 Wh
1	Lavadora	450 W/app.		1.0 h/day	OK		450 Wh
1	Nevera+Congelador	0.80 kWh/day		24.0 h/day	OK		799 Wh
1	Aire acondicionado	300.0 W aver.		4.0 h/day	OK		1200 Wh
5	4 Tlfid+2TVs+ PC	180 W/app.		5.5 h/day	OK		4950 Wh
1	Puerta de garaje automático	550 W/app.		1.0 h/day	OK		550 Wh
Stand-by consumers		1 W tot		24 h/day			24 Wh
<input type="button" value="Appliances info"/>							
<b>Total daily energy</b>							<b>11420 Wh/day</b>
<b>Total monthly energy</b>							<b>342.6 kWh/month</b>

Ilustración 1 Datos de consumo de la vivienda

Además de esta Ilustración obtenida del programa de cálculo, también se obtiene la distribución horaria de la energía consumida en la vivienda.

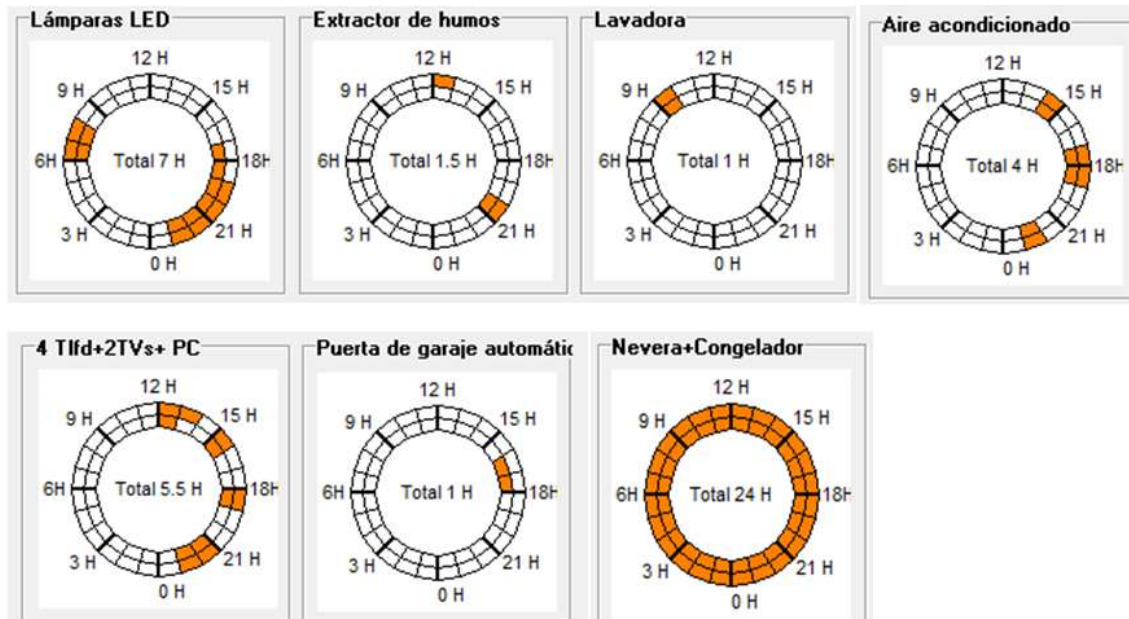


Ilustración 2 Distribución horaria del consumo de la vivienda

### 1.3 CAÍDAS DE TENSIÓN

Todos los elementos que forman parte de la instalación tienen una caída de tensión, estos valores de pérdidas son inevitables ya que vienen dados de fábrica y tienen los valores marcados por los fabricantes. Estos datos se pueden obtener a través de varias páginas web donde se encuentra cada elemento, en este caso se ha accedido a la web de CENSOLAR.

TRAMO	CAÍDA DE TENSÓN MÁXIMA	CAÍDA DE TENSÓN RECOMENDADA
T.1 - Entre módulos fotovoltaicos	1,5%	1,5%
T.2 - Paneles-Regulador/Cargador .1	3%	1%
T.3 - Paneles-Regulador/Cargador .2	3%	1%
T.4 – Regulador/Cargador .1- Acumuladores	1%	0,5%
T.5 – Regulador/Cargador .2- Acumuladores	1%	0,5%
T.6 - Acumuladores-Inversor	1%	1%
T.7 – Inversor – Cuadro de protecciones	1,5%	1,5%

Tabla 2 Caídas de tensión en instalación

Además de estas caídas de tensión, según la ITC-BT-19, la caída de tensión en cualquier circuito interior de una vivienda, debe de tener como valor máximo, un 3%. Por lo que se utilizará como valor estándar de toda la vivienda.

## 1.4 ORIENTACIÓN Y PANELES

En el caso de la vivienda dónde se van a ubicar los módulos fotovoltaicos, fue construida en su día con una inclinación de  $38^\circ$  para que, la instalación de los módulos fotovoltaicos fuera lo más discreta posible por debidas alteraciones al avifauna de la zona. Estos módulos estarán orientados hacia el sur con una inclinación de  $38^\circ$  y con un valor de azimut de  $0^\circ$ .

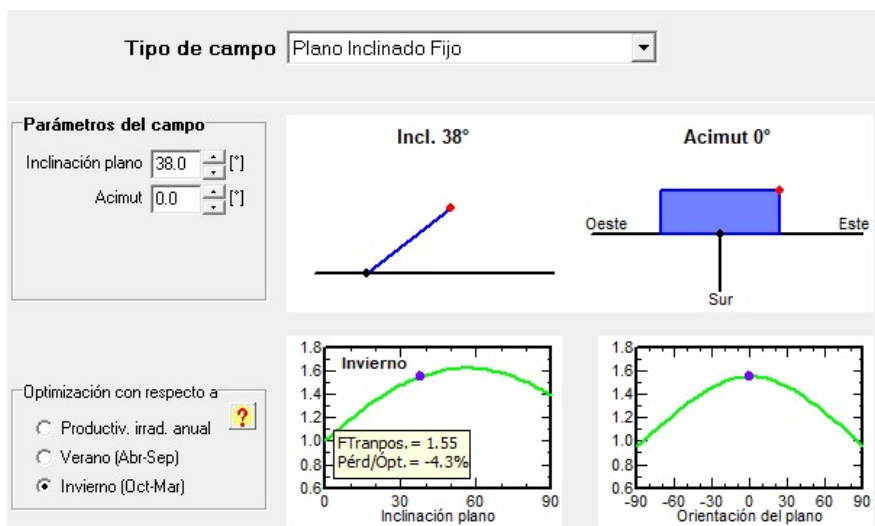


Ilustración 3 Inclinación de los módulos fotovoltaicos

## 1.5 DÍAS DE AUTONOMÍA

Para la instalación objeto del estudio de autoconsumo, se crea una autonomía de 4 días dónde las baterías/acumuladores, puedan abastecer toda la instalación y sus necesidades sin crear un corte de suministro.

Esta elección de días de autoconsumo se debe a que mayormente, en los meses más desfavorables, Noviembre, Diciembre y Enero, hay una media de tres días nublados seguidos los cuales pueden entorpecer el suministro de la instalación de la vivienda.

## 2. DIMENSIONADO DEL SISTEMA

Para el dimensionado del sistema, se va a realizar respecto al mes más desfavorable, en este caso el mes más desfavorable es Diciembre, como se puede observar en el apartado 1.1 de este mismo Anexo.

Todos los datos para realizar los cálculos de la instalación van a hacer referencia a los valores obtenidos en Diciembre y las mismas necesidades generales de todo el año.

A continuación se procede a realizar los cálculos justificativos que van a justificar cada componente de la instalación solar fotovoltaica.

### 2.1 PÉRDIDAS

$$K_t = [1 - (K_B + K_C + K_R + K_X)] \times \left[ 1 - \frac{(K_A \times D_{\text{aut}})}{P_D} \right]$$

- Dónde:

**K<sub>A</sub>** Son las pérdidas debido al auto descarga diaria de la batería, con una temperatura media de 20 °C.

**K<sub>B</sub>** Son las pérdidas debido al rendimiento de la batería.

**K<sub>C</sub>** Son las pérdidas debido al inversor.

**K<sub>R</sub>** Son las pérdidas debido al regulador.

**K<sub>X</sub>** Son el valor de otras pérdidas.

**D<sub>aut</sub>** Son los días de autonomía de la instalación.

**P<sub>D</sub>** Es el valor de la profundidad de descarga de la batería.

$$K_t = [1 - (0,04 + 0,022 + 0,05 + 0,1)] \times \left[ 1 - \frac{(0,048 \times 4)}{0,8} \right] = 0,598$$

$$K_t = 0,598$$

## 2.2 CONSUMO MÁXIMO DE LA INSTALACIÓN

$$I_{\text{inst.max.}} = \frac{P \times 1000}{V_{\text{bat}}}$$

- Dónde:

**E** Es la potencia necesaria para abastecer las necesidades de la vivienda, en Kwh.

**V<sub>bat</sub>** Es la tensión proporcionada por la batería, en V.

$$I_{\text{inst.max.}} = \frac{11,42 \times 1000}{48} = 237,91 \text{ Ah}$$

$$I_{\text{inst.max.}} = 237,91 \text{ Ah}$$

## 2.3 CONSUMO MÁXIMO

$$I_{\text{max}} = I_{\text{inst.max.}} \times 1,2$$

- Dónde:

**I<sub>inst.max.</sub>** Es el consumo máximo de la instalación, en Ah/d.

$$I_{\text{max}} = 237,91 \times 1,2 = 285,5 \text{ Ah}$$

$$I_{\text{max}} = 285,5 \text{ Ah}$$

## 2.4 ENERGÍA SUMINISTRADA POR MÓDULO FOTOVOLTAICO.

$$E_{\text{panel}} = 0,9 \times I_{\text{max.panel}} \times \text{HSP}$$

**I<sub>max.panel</sub>** Es la intensidad máxima que nos puede suministrar el panel, en Ah.

**HSP** Es la radiación solar según el ángulo de inclinación.

El valor de HSP se obtiene a partir de la tabla que se detalla a continuación. Debido a que no se ofrecen los valores exactos para el ángulo óptimo de la instalación, 38º, se procede a realizar los cálculos con una estimación de la media entre los valores de 35º y 40º. Estos valores están expresados en MJ/m<sup>2</sup> \* día.

ÁNG.	EN.	FEB.	MAR.	AB.	MAY.	JUN.	JUL.	AG.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.	R. ANUAL
20	12,9	14,7	18,9	21,2	22,1	23,2	24,0	22,3	20,3	16,4	13,2	11,0	6602
25	13,7	15,3	19,3	21,2	21,8	22,6	23,5	22,2	20,5	17,0	14,0	11,8	6694
30	14,5	15,9	19,7	21,1	21,3	22,0	22,9	21,9	20,7	17,5	14,7	12,5	6748
35	15,2	16,4	19,9	20,9	20,7	21,3	22,2	21,5	20,8	18,0	15,4	13,2	6763
40	15,8	16,7	20,0	20,6	20,1	20,5	21,4	21,0	20,7	18,3	15,9	13,7	6740

45	16,3	17,0	19,9	20,1	19,3	19,5	20,5	20,4	20,5	18,5	16,3	14,2	6679
50	16,7	17,2	19,8	19,5	18,5	18,5	19,5	19,7	20,2	18,6	16,6	14,6	6580
55	16,9	17,2	19,5	18,8	17,6	17,5	18,5	18,9	19,7	18,5	16,9	14,8	6444
60	17,1	17,2	19,1	18,1	16,5	16,3	17,3	18,0	19,2	18,4	17,0	15,0	6272
65	17,1	17,0	18,6	17,2	15,5	15,1	16,1	16,9	18,5	18,1	17,0	15,1	6065
70	17,1	16,7	18,0	16,2	14,3	13,9	14,8	15,9	17,7	17,8	16,8	15,0	5827

Tabla 3 Radiación solar global plano horizontal

De los valores obtenidos de la tabla marcados en naranja, se obtiene el valor medio para 38° de inclinación, de un valor de 13,45 MJ/m<sup>2</sup> \* día.

Este valor, según el lugar de ubicación de la instalación, se debe de multiplicar por un factor de corrección atmosférica debido al estado de la atmósfera dónde se sitúa la vivienda.

En este caso, el valor anterior se va a multiplicar por un valor de corrección igual a 1,05. De esta forma, obtenemos el valor de la radiación solar global incidente.

$$13,45 \times 1,05 = 14,1225 \text{ MJ/m}^2 \text{ * día}$$

Una vez obtenido el valor real, este se debe de multiplicar por el factor de corrección K para superficies inclinadas. Estos valores representan el cociente entre energía incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el Ecuador e inclinada un determinado ángulo indicado en la ilustración que se muestra a continuación y junto a otra inclinación horizontal.

Latitud = 38°

Inc	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.07	1.06	1.04	1.03	1.02	1.01	1.02	1.03	1.05	1.07	1.08	1.08
10	1.13	1.11	1.08	1.05	1.02	1.02	1.03	1.05	1.09	1.14	1.16	1.16
15	1.19	1.15	1.11	1.06	1.03	1.01	1.03	1.07	1.13	1.19	1.23	1.22
20	1.24	1.19	1.13	1.07	1.02	1.01	1.02	1.07	1.15	1.24	1.3	1.29
25	1.28	1.22	1.14	1.07	1.01	.99	1.01	1.08	1.17	1.28	1.35	1.34
30	1.31	1.24	1.15	1.06	.99	.97	.99	1.07	1.18	1.31	1.4	1.38
35	1.34	1.25	1.15	1.04	.96	.94	.97	1.05	1.19	1.34	1.43	1.42
40	1.36	1.26	1.14	1.02	.93	.9	.93	1.03	1.18	1.35	1.46	1.45
45	1.37	1.26	1.13	.99	.89	.86	.89	1	1.17	1.36	1.48	1.47
50	1.37	1.25	1.1	.96	.85	.81	.85	.97	1.15	1.35	1.49	1.48
55	1.36	1.23	1.07	.91	.8	.75	.8	.92	1.12	1.34	1.49	1.48
60	1.35	1.21	1.04	.86	.74	.69	.74	.87	1.08	1.32	1.48	1.47
65	1.33	1.18	.99	.81	.68	.63	.68	.82	1.04	1.29	1.46	1.45
70	1.29	1.14	.94	.75	.61	.56	.61	.76	.98	1.25	1.43	1.42
75	1.25	1.09	.89	.69	.54	.49	.54	.69	.93	1.2	1.39	1.39
80	1.21	1.04	.83	.62	.47	.42	.47	.62	.86	1.14	1.34	1.34
85	1.15	.98	.76	.55	.4	.34	.39	.55	.79	1.08	1.29	1.29
90	1.09	.91	.69	.47	.32	.26	.31	.47	.72	1.01	1.22	1.23

Ilustración 4 Factor K con inclinación de 38°

Como se puede observar en la tabla, el valor K que se debe elegir para el mes más desfavorable es de nuevo la media entre los valores obtenidos para 35° y 40° de inclinación. Este valor es el equivalente a 1,435.

De esta forma se obtiene el valor total real de la radiación solar incidente que equivale a:



$$14,1225 \times 1,435 = 20,26 \text{ MJ/m}^2 \cdot \text{día}$$

Este valor de irradiación solar está valorado sobre las STC, este resultado está en valor de MJ/m<sup>2</sup> \* día, por lo que se debe convertir al valor de W/m<sup>2</sup>. Esta conversión se obtiene dando el resultado total de HSP.

$$\text{HSP} = 20,26 \times 0,2777 = 5,62 \text{ h}$$

Una vez obtenido el valor de HSP, se procede al cálculo de la energía suministrada por cada panel:

$$E_{\text{panel}} = 0,9 \times 5,62 \times 8 = 40,50$$

$$E_{\text{panel}} = 40,50$$

## 2.5 CAPACIDAD

$$C_{\text{max}} = \frac{I_{\text{max}}}{K_t}$$

- Dónde:

$I_{\text{max}}$  Es el consumo máximo de la instalación en Ah.

$K_t$  Es el factor de pérdidas.

$$C_{\text{max}} = \frac{285,5}{0,598} = 476,72 \text{ Ah/día}$$

$$C_{\text{max}} = 476,72 \text{ Ah/día}$$

## 2.6 CAPACIDAD DE LAS BATERÍAS NECESÁRIAS

$$C_{\text{bat}} = \frac{C_{\text{max}} \times D_{\text{aut}}}{P_D}$$

- Dónde:

$C_{\text{max}}$  Es la capacidad necesaria de la instalación, en Ah.

$D_{\text{aut}}$  Son los días de autonomía de la instalación.

$P_D$  Es la profundidad de descarga de la batería, valor unitario.

$$C_{\text{bat}} = \frac{476,72 \times 4}{0,8} = 2383,6 \text{ Ah}$$

$$C_{\text{bat}} = 2383,6 \text{ Ah}$$

## 2.7 PANELES DE LA INSTALACIÓN

Según la potencia pico que se va a instalar en la vivienda, se va a dividir entre la potencia que es capaz de suministrar cada módulo fotovoltaicos.

De esta manera, se calcula el total de módulos solares que van a definir la instalación de la vivienda.

Para esta instalación, potencia de consumo diaria excede a un total de 3350 Wp. La potencia de los módulos fotovoltaicos es 295 Wp por panel individual.

Haciendo la división de ambos valores, se obtiene que:

$$N_{\text{paneles}} = \frac{P_{\text{pico}}}{P_{\text{panel}}}$$

- Dónde:

$P_{\text{pico}}$  Es la potencia de consumo de la instalación.

$P_{\text{panel}}$  Es la potencia individual de cada módulo fotovoltaico.

$$N_{\text{paneles}} = \frac{3350}{295} = 11,36 \text{ Uds.}$$

$$N_{\text{paneles}} = 11,36 \sim 12 \text{ Uds.}$$

El resultado de paneles a instalar será un total de 12 paneles para poder suministrar energía eléctrica a la vivienda y proporcionar los días de autonomía indicados. Ya que si se elije el resultado de 11,36 paneles se puede dar el caso de que no se pueda garantizar la continuidad del suministro eléctrico.

La distribución de estos paneles se calcula mediante el programa de cálculo el cual se ha utilizado para simular esta instalación, el PVSYST 6.7.

En el programa de cálculo se da la solución de dividir los paneles en 4 cadenas de 3 módulos.

## 2.8 BATERÍAS DE LA INSTALACIÓN

El número de baterías se decide mediante el cálculo de la  $I_{\text{inst.máx.}}$  ya calculada en apartados anteriores. Junto a este valor, se debe de tener en cuenta los días de autonomía de los que va a suministrar el grupo de baterías. Para la instalación objeto del proyecto, serán 4 días de autonomía.

Además de estos valores, se necesita extraer de la hoja de características de la batería anexada en el *Anexo D, Especificaciones técnicas de los equipos principales.*, el valor de amperios que es capaz de suministrar cada batería. Y junto a la profundidad de descarga de las baterías específica de cada instalación, se puede calcular el número de baterías necesarias para el continuo suministro eléctrico de la vivienda.

$$I_{\text{cons.}} = I_{\text{inst.máx.}} \times D_{\text{aut.}}$$

- Dónde:

$I_{\text{cons.}}$  Es el consumo de la instalación para los días de autonomía solicitados.

$I_{\text{inst.máx.}}$  Es el consumo diario máximo de la vivienda.

$D_{\text{aut.}}$  Es el número de días de autonomía para la vivienda.

$$I_{\text{cons.}} = 237,91 \times 4 = 951,66 \text{ Ah}$$

$$I_{\text{cons.}} = 951,66 \text{ Ah}$$

Ahora se realizar la división del valor obtenido entre la profundidad de descarga (DOD) especificada para las baterías de la instalación.

$$I_{\text{cons.real}} = \frac{I_{\text{cons.}}}{\text{DOD}}$$

$$I_{\text{cons.real}} = \frac{951,66}{0,8} = 1189,575 \text{ Ah}$$

$$I_{\text{cons.real}} = 1189,575 \text{ Ah}$$

Una vez conocido el consumo real de la instalación en los 4 días de autonomía solicitados, se obtiene el valor de intensidad consumido por la vivienda.

Para obtener el número de baterías que van a formar la instalación, se debe de realizar la división de la  $I_{\text{cons.real}}$  entre el valor de intensidad capaz de suministrar por cada batería.

$$N_{\text{baterías}} = \frac{I_{\text{cons.real}}}{I_{\text{indi.bat.}}}$$

- Dónde:

$I_{\text{cons.real}}$  Es el consumo real de la instalación en los días de autonomía solicitados.

$I_{\text{indi.bat.}}$  Es el valor de intensidad que la batería es capaz de suministrar individualmente

$$N_{\text{baterías}} = \frac{1189,575}{1300} = 0,915 \text{ Uds.}$$

$$N_{\text{baterías}} = 0,915 \sim 1 \text{ Uds.}$$

Esta cantidad de baterías de la instalación será el total de las baterías que formarán parte de la instalación.

Una vez obtenido el número total de baterías, se procede a realizar el cálculo del número de baterías de la instalación en serie. Para el tipo de baterías elegido para la instalación objeto del proyecto, se vana calcular la cantidad de vasos del valor de 2 V que se deben de conexionar en serie para conseguir el valor de tensión de trabajo de la instalación, 48 V.

$$N_{\text{baterías serie}} = \frac{V_{\text{inst.}}}{V_{\text{bat.}}}$$

- Dónde:

$V_{inst}$ . Es el voltaje el cual va a funcionar la instalación solar fotovoltaica.

$V_{bat}$ . Es el voltaje del pack de baterías.

$$N_{baterías\ serie} = \frac{48}{2} = 24 \text{ Uds.}$$

Analizando los resultados calculados en este apartado, se obtiene que, el pack de baterías de la instalación esté formado por un total de 1 batería. El número de unidades de baterías en serie hace referencia al valor de la cantidad de vasos de valor de 2 V, deben de estar conexiados en serie para formar la batería de 48 V y capaz de suministrar una energía de 1300 Ah, su valor es un total de 24 vasos conexiados en serie.

## 2.9 INTENSIDAD DEL CAMPO FOTOVOLTAICO

$$I_{campo\ FV} = N^{\circ} \text{ ramas} \times I_{sc}$$

- Dónde:

$N^{\circ}$  **ramas** Es el valor de módulos fotovoltaicos en paralelo.

$I_{sc}$  Es el valor de la intensidad de cortocircuito del módulo fotovoltaico.

$$I_{campo\ FV} = 4 \times 8,49 = 33,96 \text{ A}$$

$$I_{campo\ FV} = 33,96 \text{ A}$$

## 2.10 INSTENSIDAD DEL REGULADOR

$$I_{regulador} = 1,15 \times I_{campo\ FV}$$

- Dónde:

$I_{campo\ FV}$  Es el valor de la intensidad del campo fotovoltaico.

**1,15** Es el valor del coeficiente de seguridad.

$$I_{regulador} = 1,15 \times 33,96 = 39,054 \text{ A}$$

$$I_{regulador} = 39,054 \text{ A}$$

## 2.11 NÚMERO DE REGULADORES

$$N^{\circ} \text{ reguladores} = \frac{I_{regulador}}{I_{reg.real}}$$

- Dónde:

$I_{\text{regulador}}$  Es la intensidad del regulador.

$I_{\text{reg.real}}$  Es la intensidad del regulador elegido para la instalación.

$$\text{Nº reguladores} = \frac{39,054}{60} = 0,6509 \text{ Uds.}$$

$$\text{Nº reguladores} = 0,6509 \sim 1 \text{ Uds.}$$

Además del cálculo mediante este método y realizando la comprobación por intensidad, se procede a realizar el cálculo de la validez del regulador mediante otro método.

En este caso, si el producto del valor de tensión de vacío de los paneles por el número de paneles conectados en serie, es menor que la cantidad de voltaje en vacío que es capaz de soportar el regulador, ese regulador será el correcto. Para el caso del proyecto se tiene que:

$$V_{\text{OC}} \times \text{Nº}_{\text{pan.serie}} = 44,42 \times 3 = 133,26 \text{ V}$$

A este resultado se le debe de aplicar el coeficiente de seguridad del 15%, por lo que el resultado final del producto debe de ser de:

$$133,26 + (133,26 \times 0,15) = 153,249 \text{ V}$$

El valor final aplicando el coeficiente de seguridad es mayor que el que es capaz de soportar el regulador elegido para la instalación, 150 V, por lo que al no cumplir este término, la cantidad total a instalar, obviando el resultado calculado anteriormente utilizando las variables de las intensidades, van a ser de 2 reguladores.

## 2.12 RESUMEN DE LA INSTALACIÓN

Una vez obtenidos los cálculos justificativos la instalación solar fotovoltaica va a estar formada por:

- 12 módulos fotovoltaicos
  - Formando 4 cadenas de 3 módulos.
- 1 batería
  - Formando 1 cadena de 24 vasos de 2 V conectados en serie.
- 2 reguladores
- 1 inversor

## 3. CÁLCULOS DE SECCIÓN DE CABLEADO

En este apartado se procede a realizar el cálculo justificativos de las secciones de los conductores que van a conexionar cada elemento de la instalación entre ellos para obtener un correcto funcionamiento de la instalación y no generar sobrecargas en los elementos.

Se calculan mediante los dos criterios, el térmico de máxima intensidad admisible y el criterio por caída de tensión. Con el resultado de ambos criterios, se van a comparar los resultados los unos con los otros del mismo tramo, y de estos, se debe de elegir el mayor resultado de sección para no causar futuros problemas en las líneas de tendido.

Los cálculos a realizar van a hacer referencia a cada tramo de la instalación, distinguiendo entre los cálculos de corriente alterna y corriente continua. A continuación se especifican los valores de caída de tensión que deben de tener cada tramo de cableado.

TRAMO	CAÍDA DE TENSÓN MÁXIMA	CAÍDA DE TENSIÓN RECOMENDADA
T.1 - Entre módulos fotovoltaicos	1,5%	1,5%
T.2 - Paneles-Regulador/Cargador .1	3%	1%
T.3 - Paneles-Regulador/Cargador .2	3%	1%
T.4 – Regulador/Cargador .1-Acumuladores	1%	0,5%
T.5 – Regulador/Cargador .2-Acumuladores	1%	0,5%
T.6 - Acumuladores-Inversor	1%	1%
T.7 – Inversor – Cuadro de protecciones	1,5%	1,5%

Tabla 4 Caídas de tensión admisibles por tramo

Una vez detalladas las caídas de tensión admisibles en cada tramo de la instalación, se especifican las fórmulas utilizadas para conocer la sección de cable admisible por cada tramo de la instalación.

### 3.1 FÓRMULAS UTILIZADAS

#### 3.1.1 TRAMO CORRIENTE CONTINUA (CC)

Para el cálculo de las secciones de corriente continua, según la ITC-BT-40, apartado 5, se debe de suponer un 125% de la intensidad máxima que va a transportar el conductor objeto del cálculo.

Por lo consecuente se deduce que:

$$I_{\max} = 1,25 \times I$$









- Dónde:

**I** Es la intensidad máxima que es capaz de soportar el elemento transmisor de energía eléctrica, en A.

**I<sub>max</sub>** Es la intensidad máxima de trabajo, en A.

Además, se deben de aplicar factores de corrección al tener una temperatura ambiente diferente de los 40°C para los cuales, la Tabla 1 de la ITC-BT-19 está diseñada, y se especifican los valores máximos de intensidad que son capaces de soportar cada sección del conductor en diferentes tipos de instalaciones y agrupamientos.

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

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

**Ilustración 4 Valores de sección/intensidad en la ITC-BT-19**

El Factor de Corrección se calcula sobre dos variantes, el factor de corrección debido al cambio de temperatura ( $K_1$ ), y el factor de corrección por agrupamiento de conductores ( $K_2$ ).

• Dónde: 
$$F_{cor} = K_1 \times K_2$$

$F_{cor}$  Es el Factor de Corrección.

$K_1$  Es el factor de corrección debido al cambio de temperatura.

$K_2$  Es el factor de agrupamiento por agrupamiento de conductores.

Los valores de  $K_1$  y  $K_2$  se obtienen de las siguientes tablas.

Temperatura ambiente °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE	Mineral	
			Cubierta de PVC o desnudo accesible 70 °C	Desnudo inaccesible 105 °C
10	1,40	1,26	1,48	1,24
15	1,34	1,23	1,41	1,21
20	1,29	1,19	1,34	1,16
25	1,22	1,14	1,26	1,13
30	1,15	1,10	1,18	1,09
35	1,08	1,05	1,09	1,04
40	1	1	1	1
45	0,91	0,96	0,89	0,96
50	0,82	0,90	0,79	0,91
55	0,70	0,83	0,67	0,87
60	0,57	0,78	0,53	0,81
65		0,71		0,76
70		0,64		0,71
75		0,55		0,65
80		0,45		0,59
85				0,51
90				0,43
95				0,35

Ilustración 5 Valores de K1

Ref.	Disposición cables contiguos	Número de circuitos o cables multiconductores											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
1	Agrupados en una superficie empotrados o embutidos	1	0,8	0,7	0,65	0,6	0,55	0,55	0,5	0,5	0,45	0,4	0,4
2	Capa única sobre muro, suelo o superficie sin perforar	1	0,85	0,8	0,75	0,75	0,7	0,7	0,7	0,7	Sin reducción adicional para más circuitos o cables multiconductores		
3	Capa única en el techo	0,95	0,8	0,7	0,7	0,65	0,65	0,65	0,6	0,6			
4	Capa única en una superficie perforada vertical u horizontal	1	0,9	0,8	0,75	0,75	0,75	0,75	0,7	0,7			
5	Capa única con apoyo de bandeja escalera o abrazaderas (collarines), etc.	1	0,85	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8			

Ilustración 6 Valores de K2

Una vez calculado en Factor de Corrección, se debe de proceder a realizar el método de comprobación por el criterio térmico de máxima intensidad admisible. Mediante este método se debe de cumplir la siguiente ecuación:

$$I_{\max} < I_{\text{adm}} \times F_{\text{cor}}$$

- Dónde:

$I_{\max}$  Es la máxima intensidad de trabajo del tramo de la instalación.

$I_{\text{adm}}$  Es la intensidad máxima soportada por el conductor de sección elegida.

$F_{\text{cor}}$  Es el factor de corrección.

Por lo que se debe de cumplir la siguiente expresión de cálculo y comparación:



$$I_{adm} > \frac{I_{max}}{F_{cor}}$$

Con el resultado de la ecuación, se debe de comparar con los valores especificados en el apartado de arriba, con la Tabla 1 de la ITC-BT-19. Comparando los valores, se obtendrán los valores de sección del conductor y su valor máximo de intensidad a circular por el conductor.

Obtenido el valor de sección del conductor, se debe de comprobar su validez mediante el criterio de caída de tensión, mediante el cual se verifica por un valor de porcentaje si el valor de sección elegido es el correcto o necesita que se modifique.

$$\Delta V\% = \frac{200 \times I \times L}{Y \times S \times V}$$

- Dónde:

**I** Es el valor de la intensidad máxima que puede soportar el elemento de la instalación que se vaya a realizar.

**L** Es la longitud del conductor que formará el tramo de conexión

**Y** Es la conductividad del elemento, en el caso, cobre, su conductividad es de  $44 \frac{m}{\Omega \times mm^2}$  a temperatura de 90 °C, siendo este valor el valor más desfavorable.

**S** Es el valor de sección del conductor calculado mediante el método anterior.

**V** Es el voltaje que se da en la condición de cortocircuito o el voltaje específico según el elemento de la instalación. Tener en cuenta las unidades que forman la parte de la instalación para su correcto cálculo.

Una vez redactados los elementos de cálculo de ambos criterios, se procede a realizar los cálculos por los tramos de la instalación especificados.

### 3.1.1.1 TRAMO 1, ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

- Criterio térmico de máxima intensidad admisible:

$$I_{max} = 1,25 \times 8,49 = 10,612 \text{ A}$$

$$I_{max} = 10,612 \text{ A}$$

$$F_{cor} = K_1 \times K_2$$

$$K_1 = 1,14$$

$$K_2 = 0,8$$

$$F_{cor} = 1,14 \times 0,8 = 0,912$$

$$F_{cor} = 0,912$$

$$I_{adm} > \frac{10,612}{0,912} = 11,64 \text{ A}$$

$$I_{adm} > 11,64 A$$

Según la tabla adjuntada en este apartado, el valor de la sección del conductor para este tramo será del valor de 1,5 mm<sup>2</sup>. Pero en este caso, según normas del fabricante, el valor de la sección del cableado entre módulos debe de ser de un valor de 4 mm<sup>2</sup>. Por lo consecuente, el valor de sección mediante este método es de 4 mm<sup>2</sup>.

- Criterio de caída de tensión:

$$\Delta V\% = \frac{200 \times 8,49 \times 1,2}{44 \times 4 \times 37,01} = 0,312\%$$

$$\Delta V\% = 0,312\%$$

Como la caída de tensión para la sección de 4 mm<sup>2</sup> es menor que el valor máximo admitido, 1,5%, este valor de sección será el correcto para la instalación.

### 3.1.1.2 TRAMO 2, MÓDULOS FOTOVOLTAICOS – REGULADOR .1

- Criterio térmico de máxima intensidad admisible:

$$I_{max} = 1,25 \times 8,49 = 10,612 A$$

$$I_{max} = 10,612 A$$

$$F_{cor} = K_1 \times K_2$$

$$K_1 = 1,14$$

$$K_2 = 0,8$$

$$F_{cor} = 1,14 \times 0,8 = 0,912$$

$$F_{cor} = 0,912$$

$$I_{adm} > \frac{10,612}{0,912} = 11,64 A$$

$$I_{adm} > 11,64 A$$

Según la tabla adjuntada en este apartado, el valor de la sección del conductor para este tramo será del valor de 1,5 mm<sup>2</sup>. Pero por cuestiones de mantener las secciones de los conductores intactas para no crear puntos calientes en las zonas de empalme, se va a basar la sección del conductor de este tramo en 4 mm<sup>2</sup>.

- Criterio de caída de tensión:

$$\Delta V\% = \frac{200 \times 8,49 \times 14}{44 \times 4 \times 37,01 \times 6} = 0,608\%$$

$$\Delta V\% = 0,608\%$$

Se multiplica el valor de tensión por 6, ya que son el número de módulos fotovoltaicos que se conectarán a ese regulador.

Con la sección de valor de 4 mm<sup>2</sup> la caída de tensión es menor que el 3%, este valor de sección es el correcto a instalar.

### 3.1.1.3 TRAMO 3, MÓDULOS FOTOVOLTAICOS – REGULADOR .2

- Criterio térmico de máxima intensidad admisible:

$$I_{\max} = 1,25 \times 8,49 = 10,612 \text{ A}$$

$$I_{\max} = 10,612 \text{ A}$$

$$F_{\text{cor}} = K_1 \times K_2$$

$$K_1 = 1,14$$

$$K_2 = 0,8$$

$$F_{\text{cor}} = 1,14 \times 0,8 = 0,912$$

$$F_{\text{cor}} = 0,912$$

$$I_{\text{adm}} > \frac{10,612}{0,912} = 11,64 \text{ A}$$

$$I_{\text{adm}} > 11,64 \text{ A}$$

Según la tabla adjuntada en este apartado, el valor de la sección del conductor para este tramo será del valor de 1,5 mm<sup>2</sup>. Pero por cuestiones de mantener las secciones de los conductores intactas para no crear puntos calientes, se va a basar la sección del conductor de este tramo en 4 mm<sup>2</sup>.

- Criterio de caída de tensión:

$$\Delta V\% = \frac{200 \times 8,49 \times 14}{44 \times 4 \times 37,01 \times 6} = 0,608\%$$

$$\Delta V\% = 0,608\%$$

Se multiplica el valor de tensión por 6, ya que son el número de módulos fotovoltaicos que se conectarán a ese regulador.

Con la sección de valor de 4 mm<sup>2</sup> la caída de tensión es menor que el 3%, este valor de sección es el correcto a instalar.

### 3.1.1.4 TRAMO 4, REGULADOR .1 – ACUMULADORES

- Criterio térmico de máxima intensidad admisible:

$$I_{\max} = 1,25 \times 60 = 75 \text{ A}$$

$$I_{\max} = 75 \text{ A}$$

$$F_{\text{cor}} = K_1 \times K_2$$

$$K_1 = 1,19$$

$$K_2 = 0,8$$

$$F_{\text{cor}} = 1,19 \times 0,8 = 0,952$$

$$F_{\text{cor}} = 0,952$$

$$I_{\text{adm}} > \frac{75}{0,952} = 78,8 \text{ A}$$

$$I_{\text{adm}} > 78,8 \text{ A}$$

Según la tabla adjuntada en este apartado, el valor de la sección del conductor para este tramo será del valor de 16 mm<sup>2</sup>.

- Criterio de caída de tensión:

$$\Delta V\% = \frac{200 \times 60 \times 6}{44 \times 16 \times 48} = 2,13\%$$

$$\Delta V\% = 2,13\%$$

La sección de 16 mm<sup>2</sup> no será la correcta ya que su caída de tensión supera el 1% de valor máximo que tiene como valor de caída de tensión máxima.

Para ello se escoge otro valor de sección de 35 mm<sup>2</sup>.

$$\Delta V\% = \frac{200 \times 60 \times 6}{44 \times 35 \times 48} = 0,97\%$$

$$\Delta V\% = 0,97\%$$

Como el valor de caída de tensión es menor que el 1% admisible, este valor de sección será el correcto.

### 3.1.1.5 TRAMO 5, REGULADOR .2 – ACUMULADOR

- Criterio térmico de máxima intensidad admisible:

$$I_{\max} = 1,25 \times 60 = 75 \text{ A}$$

$$I_{\max} = 75 \text{ A}$$

$$F_{\text{cor}} = K_1 \times K_2$$

$$K_1 = 1,19$$

$$K_2 = 0,8$$

$$F_{\text{cor}} = 1,19 \times 0,8 = 0,952$$

$$F_{\text{cor}} = 0,952$$

$$I_{\text{adm}} > \frac{75}{0,952} = 78,8 \text{ A}$$

$$I_{\text{adm}} > 78,8 \text{ A}$$

Según la tabla adjuntada en este apartado, el valor de la sección del conductor para este tramo será del valor de 16 mm<sup>2</sup>.

- Criterio de caída de tensión:

$$\Delta V\% = \frac{200 \times 60 \times 6}{44 \times 16 \times 48} = 2,13\%$$

$$\Delta V\% = 2,13\%$$

La sección de 16 mm<sup>2</sup> no será la correcta ya que su caída de tensión supera el 1% de valor máximo que tiene como valor de caída de tensión máxima.

Para ello se escoge otro valor de sección de 35 mm<sup>2</sup>.

$$\Delta V\% = \frac{200 \times 60 \times 6}{44 \times 35 \times 48} = 0,97 \%$$

$$\Delta V\% = 0,97 \%$$

Como el valor de caída de tensión es menor que el 1% admisible, este valor de sección será el correcto.

### 3.1.1.6 TRAMO 6, REGULADOR .1 – INVERSOR

- Criterio térmico de máxima intensidad admisible:

$$I_{\max} = 1,25 \times 60 = 75 \text{ A}$$

$$I_{\max} = 75 \text{ A}$$

$$F_{\text{cor}} = K_1 \times K_2$$

$$K_1 = 1,19$$

$$K_2 = 0,8$$

$$F_{\text{cor}} = 1,19 \times 0,8 = 0,952$$

$$F_{\text{cor}} = 0,952$$

$$I_{\text{adm}} > \frac{75}{0,952} = 78,8 \text{ A}$$

$$I_{\text{adm}} > 78,8 \text{ A}$$

Según la tabla adjuntada en este apartado, el valor de la sección del conductor para este tramo será del valor de 16 mm<sup>2</sup>.

- Criterio de caída de tensión:

$$\Delta V\% = \frac{200 \times 60 \times 6}{44 \times 16 \times 48} = 2,13\%$$

$$\Delta V\% = 2,13\%$$

La sección de 16 mm<sup>2</sup> no será la correcta ya que su caída de tensión supera el 1% de valor máximo que tiene como valor de caída de tensión máxima.

Para ello se escoge otro valor de sección de 35 mm<sup>2</sup>.

$$\Delta V\% = \frac{200 \times 60 \times 6}{44 \times 35 \times 48} = 0,97\%$$

$$\Delta V\% = 0,97\%$$

Como el valor de caída de tensión es menor que el 1% admisible, este valor de sección será el correcto.

### 3.1.1.7 TRAMO 7, REGULADOR .2 – INVERSOR

- Criterio térmico de máxima intensidad admisible:

$$I_{\text{max}} = 1,25 \times 60 = 75 \text{ A}$$

$$I_{\text{max}} = 75 \text{ A}$$

$$F_{\text{cor}} = K_1 \times K_2$$

$$K_1 = 1,19$$

$$K_2 = 0,8$$

$$F_{\text{cor}} = 1,19 \times 0,8 = 0,952$$

$$F_{\text{cor}} = 0,952$$

$$I_{\text{adm}} > \frac{75}{0,952} = 78,8 \text{ A}$$

$$I_{\text{adm}} > 78,8 \text{ A}$$

Según la tabla adjuntada en este apartado, el valor de la sección del conductor para este tramo será del valor de 16 mm<sup>2</sup>.

- Criterio de caída de tensión:

$$\Delta V\% = \frac{200 \times 60 \times 6}{44 \times 16 \times 48} = 2,13\%$$

$$\Delta V\% = 2,13\%$$

La sección de 16 mm<sup>2</sup> no será la correcta ya que su caída de tensión supera el 1% de valor máximo que tiene como valor de caída de tensión máxima.

Para ello se escoge otro valor de sección de 35 mm<sup>2</sup>.

$$\Delta V\% = \frac{200 \times 60 \times 6}{44 \times 35 \times 48} = 0,97\%$$

$$\Delta V\% = 0,97\%$$

Como el valor de caída de tensión es menor que el 1% admisible, este valor de sección será el correcto.

### 3.1.1.8 TRAMO 8, ACUMULADORES – INVERSOR

- Criterio térmico de máxima intensidad admisible:

$$I_{\text{max}} = 1,25 \times 201,84 = 252,3 \text{ A}$$

$$I_{\text{max}} = 252,3 \text{ A}$$

$$F_{\text{cor}} = K_1 \times K_2$$

$$K_1 = 1,19$$

$$K_2 = 0,8$$

$$F_{\text{cor}} = 1,19 \times 0,8 = 0,952$$

$$F_{\text{cor}} = 0,952$$

$$I_{adm} > \frac{252,3}{0,952} = 265A$$

$$I_{adm} > 265 A$$

Según la tabla adjuntada en este apartado, el valor de la sección del conductor para este tramo será del valor de 95 mm<sup>2</sup>.

- Criterio de caída de tensión:

$$\Delta V\% = \frac{200 \times 252,3 \times 5}{44 \times 95 \times 57,6 \times 1} = 0,902\%$$

$$\Delta V\% = 0,902\%$$

Se multiplica el valor de tensión de funcionamiento de las baterías por 1 debido a que es el número de baterías que estarán conectadas a la entrada de corriente continua del inversor.

La sección de 95 mm<sup>2</sup> será la correcta ya que su caída de tensión no supera el 1% de valor máximo que tiene como valor de caída de tensión máxima.

Por cuestiones de incompatibilidad con el calibre de los fusibles de protección, la sección de este tramo de conexionado entre elementos se debe de aumentar al valor de 150 mm<sup>2</sup>, teniendo un valor de caída de tensión de 0,663%. Valor apto al ser menor que el 1% máximo admisible.

$$\Delta V\% = \frac{200 \times 252,3 \times 5}{44 \times 150 \times 57,6 \times 1} = 0,663\%$$

$$\Delta V\% = 0,663\%$$

### 3.1.2 TRAMO CORRIENTE ALTERNA (CA)

En el tramo de corriente alterna, la forma de saber la intensidad que va a circular por el conductor, es diferente a la utilizada para los tramos de corriente continua. En esta fórmula se deben de tener en cuenta la potencia del inversor, factor de potencia de la instalación que va a suministrar energía eléctrica y el voltaje de salida del inversor.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos \phi}$$

- Dónde:

**I** Es la intensidad de que va a suministrar el inversor, en A.

**P** Es la potencia del inversor, en W.

**V** Es el valor de tensión que suministra la salida del inversor, en V.

**cos φ** Es el factor de potencia de la instalación a alimentar.



La forma de cálculo del Factor de Corrección y el criterio de comprobación de la sección del conductor mediante el criterio de caída de tensión, son idénticos que los métodos utilizados en los tramos de corriente continua.

Esta parte de la instalación estará formada desde la salida de corriente alterna del inversor, hasta la conexión en el cuadro de protecciones eléctricas de la vivienda.

### 3.1.2.1 TRAMO 9, INVERSOR – CUADRO DE PROTECCIONES

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V \times \cos \phi}$$

$$I = \frac{4600}{\sqrt{3} \times 230 \times 0,8} = 25 \text{ A}$$

$$I = 25 \text{ A}$$

$$F_{\text{cor}} = K_1 \times K_2$$

$$K_1 = 1,14$$

$$K_2 = 0,7$$

$$F_{\text{cor}} = 1,14 \times 0,7 = 0,798$$

$$F_{\text{cor}} = 0,798$$

$$I_{\text{adm}} > \frac{25}{0,798} = 31,33 \text{ A}$$

$$I_{\text{adm}} > 31,33 \text{ A}$$

Según la tabla adjuntada en este apartado, el valor de la sección del conductor para este tramo será del valor de 4 mm<sup>2</sup>.

- Criterio de caída de tensión:

$$\Delta V\% = \frac{200 \times 4600 \times 21}{44 \times 4 \times 230^2} = 2,07\%$$

$$\Delta V\% = 2,07\%$$

Este valor de caída de tensión será incorrecto debido a que el valor máximo de caída de tensión en este tramo es del valor de 1,5 %. Por lo que, se va a proceder a realizar la comprobación de la sección del conductor con un valor de 6 mm<sup>2</sup>.

$$\Delta V\% = \frac{200 \times 4600 \times 21}{44 \times 6 \times 230^2} = 1,38\%$$

$$\Delta V\% = 1,38\%$$

Este valor de sección de  $6 \text{ mm}^2$  si que será el correcto ya que el valor de caída de tensión es menor que 1,5%.

## 3.2 PROTECCIONES EN EL LADO DE CORRIENTE CONTINUA (CC)

### 3.2.1 PROTECCIONES CONTRA SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Para realizar el cálculo de las protecciones en el lado de corriente continua se deben de tener en cuenta que se va a realizar una protección con fusibles.

Para el cálculo individual de cada protección, se deben de tener en cuenta las intensidades de cortocircuito de cada elemento, las intensidades de trabajo reales del conductor con sección calculada en el apartado anterior y el calibre del fusible que se va a instalar.

Como en el apartado anterior, el cálculo de las protecciones se va a dividir entre cada tramo de la instalación entre sus elementos.

El cálculo de los valores de fusibles se realizará mediante la siguiente operación de comparación, en la que se compararán los valores de intensidad de trabajo del circuito, con la intensidad que es capaz de soportar el interruptor/fusible y con la intensidad máxima de trabajo por el conductor que tiene el tramo de la instalación. Por lo que se debe cumplir la expresión:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

- Dónde:

$I_B$  Es la intensidad de trabajo del circuito.

$I_N$  Es la intensidad capaz de soportar por el interruptor/fusible.

$I_Z$  Es la intensidad máxima que es capaz de soportar el conductor.

Los valores de  $I_Z$  e  $I_B$  se obtienen del valor obtenido en el apartado anterior de cálculo de las secciones de los conductores.

Como condición extra de cálculo, existe una comprobación a realizar que sirve para saber si el fusible sería capaz de realizar su corte en la corriente de cortocircuito mínima. Para ello se obtiene esta ecuación que se complementa con la tabla descrita a continuación:

$I_n$ (A)	Tiempo convencional (h)	$k$ Corriente convencional de fusión
$I_n \leq 4$	1	$2,1 I_n$
$4 < I_n \leq 16$	1	$1,9 I_n$
$16 < I_n \leq 63$	1	$1,8 I_n$
$63 < I_n \leq 160$	2	$1,8 I_n$
$160 < I_n \leq 400$	3	$1,6 I_n$
$400 < I_n$	4	$1,6 I_n$

Ilustración 7 Equivalencias de intensidades

Junto a la expresión:

$$I_F \leq 1,45 \times I_Z$$

- Dónde:

$I_F$  Es la corriente que garantiza el correcto funcionamiento de la protección, para obtener su valor, fijarse en la Ilustración 6.

$I_Z$  Es la intensidad máxima que es capaz de soportar el conductor, en A.

### 3.2.1.1 TRAMO 1, ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

En este caso, los módulos fotovoltaicos, no son necesarios protegerlos contra sobrecargas y cortocircuitos, ya que su intensidad de trabajo en modo de cortocircuito, es muy cercana a su limitada con la de operación normalizada.

### 3.2.1.2 TRAMO 2, MÓDULOS FOTOVOLTAICOS – REGULADOR .1

En este tramo se obtienen los valores de  $I_B = 8,49 \text{ A}$  y  $I_Z = 38 \text{ A}$ . Por lo que se debe de cumplir en la expresión se obtiene que:

$$8,49 \leq I_N \leq 38$$

$$I_N = 16 \text{ A}$$

El calibre del fusible de protección contra cortocircuitos y contra sobrecargas va a ser del calibre de 16 A.

Una vez obtenida la  $I_N$  se observa que está dentro del rango de intensidades de  $4 < I_N \leq 16 \text{ A}$ . Esto significa que su valor a multiplicar para realizar su comprobación será de  $1,9 \times I_N$ .

Por lo que se obtiene que:

$$1,9 \times I_N \leq 1,45 \times I_Z$$

$$1,9 \times 16 \leq 1,45 \times 38$$

$$30,4 \leq 55,1 \text{ A}$$

Siendo correctas las especificaciones de validez del valor del calibre del fusible, se va a instalar un fusible de valor de 16 A.

### 3.2.1.3 TRAMO 3, MÓDULOS FOTOVOLTAICOS – REGULADOR .2

En este tramo se obtienen los valores de  $I_B = 8,49 \text{ A}$  y  $I_Z = 38 \text{ A}$ . Por lo que se debe de cumplir en la expresión se obtiene que:

$$8,49 \leq I_N \leq 38$$

$$I_N = 16 \text{ A}$$

El calibre del fusible de protección contra cortocircuitos y contra sobrecargas va a ser del calibre de 16 A.

Una vez obtenida la  $I_N$  se observa que está dentro del rango de intensidades de  $4 < I_N \leq 16 \text{ A}$ . Esto significa que su valor a multiplicar para realizar su comprobación será de  $1,9 \times I_N$ .

Por lo que se obtiene que:

$$1,9 \times I_N \leq 1,45 \times I_Z$$

$$1,9 \times 16 \leq 1,45 \times 38$$

$$30,4 \leq 55,1 \text{ A}$$

Siendo correctas las especificaciones de validez del valor del calibre del fusible, se va a instalar un fusible de valor de 16 A.

### 3.2.1.4 TRAMO 4, REGULADOR .1 – ACUMULADORES

En este tramo se obtienen los valores de  $I_B = 60 \text{ A}$  y  $I_Z = 144 \text{ A}$ . Por lo que se debe de cumplir en la expresión se obtiene que:

$$60 \leq I_N \leq 144$$

$$I_N = 63 \text{ A}$$

El calibre del fusible de protección contra cortocircuitos y contra sobrecargas va a ser del calibre de 63 A.

Una vez obtenida la  $I_N$  se observa que está dentro del rango de intensidades de  $16 < I_N \leq 63 \text{ A}$ . Esto significa que su valor a multiplicar para realizar su comprobación será de  $1,6 \times I_N$ .

Por lo que se obtiene que:

$$1,6 \times I_N \leq 1,45 \times I_Z$$

$$1,6 \times 63 \leq 1,45 \times 144$$

$$100,8 \leq 208,8 \text{ A}$$

Siendo correctas las especificaciones de validez del valor del calibre del fusible, se va a instalar un fusible de valor de 63 A.

### 3.2.1.5 TRAMO 5, REGULADOR .2 – ACUMULADORES

En este tramo se obtienen los valores de  $I_B = 60 \text{ A}$  y  $I_Z = 144 \text{ A}$ . Por lo que se debe de cumplir en la expresión se obtiene que:

$$60 \leq I_N \leq 144$$

$$I_N = 63 \text{ A}$$

El calibre del fusible de protección contra cortocircuitos y contra sobrecargas va a ser del calibre de 63 A.

Una vez obtenida la  $I_N$  se observa que está dentro del rango de intensidades de  $16 < I_N \leq 63 \text{ A}$ . Esto significa que su valor a multiplicar para realizar su comprobación será de  $1,6 \times I_N$ .

Por lo que se obtiene que:

$$1,6 \times I_N \leq 1,45 \times I_Z$$

$$1,6 \times 63 \leq 1,45 \times 144$$

$$100,8 \leq 208,8 \text{ A}$$

Siendo correctas las especificaciones de validez del valor del calibre del fusible, se va a instalar un fusible de valor de 63 A.

### 3.2.1.6 TRAMO 7, REGULADOR .1 – INVERSOR

En este tramo se obtienen los valores de  $I_B = 60 \text{ A}$  y  $I_Z = 144 \text{ A}$ . Por lo que se debe de cumplir en la expresión se obtiene que:

$$60 \leq I_N \leq 144$$

$$I_N = 63 \text{ A}$$

El calibre del fusible de protección contra cortocircuitos y contra sobrecargas va a ser del calibre de 63 A.

Una vez obtenida la  $I_N$  se observa que está dentro del rango de intensidades de  $16 < I_N \leq 63 \text{ A}$ . Esto significa que su valor a multiplicar para realizar su comprobación será de  $1,6 \times I_N$ .

Por lo que se obtiene que:

$$1,6 \times I_N \leq 1,45 \times I_Z$$

$$1,6 \times 63 \leq 1,45 \times 144$$

$$100,8 \leq 208,8 A$$

Siendo correctas las especificaciones de validez del valor del calibre del fusible, se va a instalar un fusible de valor de 63 A.

### 3.2.1.7 TRAMO 7, REGULADOR .2 – INVERSOR

En este tramo se obtienen los valores de  $I_B = 60 A$  y  $I_Z = 144 A$  . Por lo que se debe de cumplir en la expresión se obtiene que:

$$60 \leq I_N \leq 144$$

$$I_N = 63 A$$

El calibre del fusible de protección contra cortocircuitos y contra sobrecargas va a ser del calibre de 63 A.

Una vez obtenida la  $I_N$  se observa que está dentro del rango de intensidades de  $16 < I_N \leq 63 A$ . Esto significa que su valor a multiplicar para realizar su comprobación será de  $1,6 \times I_N$  .

Por lo que se obtiene que:

$$1,6 \times I_N \leq 1,45 \times I_Z$$

$$1,6 \times 63 \leq 1,45 \times 144$$

$$100,8 \leq 208,8 A$$

Siendo correctas las especificaciones de validez del valor del calibre del fusible, se va a instalar un fusible de valor de 63 A.

### 3.2.1.8 TRAMO 8, ACUMULADORES – INVERSOR

En este tramo se obtienen los valores de  $I_B = 201,84 A$  y  $I_Z = 363 A$  . Por lo que se debe de cumplir en la expresión se obtiene que:

$$201,84 \leq I_N \leq 363$$

$$I_N = 315 A$$

El calibre del fusible de protección contra cortocircuitos y contra sobrecargas va a ser del calibre de 315 A.

Una vez obtenida la  $I_N$  se observa que está dentro del rango de intensidades de  $160 < I_N \leq 400 A$ . Esto significa que su valor a multiplicar para realizar su comprobación será de  $1,6 \times I_N$  .

Por lo que se obtiene que:

$$1,6 \times I_N \leq 1,45 \times I_Z$$

$$1,6 \times 315 \leq 1,45 \times 363$$

$$504 \leq 526,35 A$$

Siendo correctas las especificaciones de validez del valor del calibre del fusible, se va a instalar un fusible de valor de 315 A.

### 3.2.2 PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

Estas protecciones se aplicarán sobre los módulos fotovoltaicos ya que al estar en el exterior, se les pueden inducir sobretensiones de origen atmosférico debido a tormentas... Por esta misma razón se debe de instalar un interruptor contra sobretensiones a la salida de la caja de conexión de los módulos fotovoltaicos para que no afecten las sobre tensiones al resto de la instalación. Este dispositivo será de la marca

Las características principales de este elemento de protección son las siguientes:

- Tiempo de respuesta <25ns.
- Corriente nominal de descarga: 20 kA
- Voltaje de protección de 2200V

Para obtener más características del interruptor en cuestión, consultar el *Anexo D, Especificaciones técnicas de los equipos principales*.

### 3.3 PROTECCIONES EN EL LADO DE CORRIENTE ALTERNA (CA)

Para la protección contra sobrecargas, se cumple el mismo propósito que en corriente continua. Las equivalencias de las intensidades siguen las mismas comparaciones, por lo que se seguirá cumpliendo de manera obligatoria la ecuación comparativa:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z$$

- Dónde:

$I_B$  Es la intensidad de trabajo del circuito.

$I_N$  Es la intensidad capaz de soportar por el interruptor/fusible.

$I_Z$  Es la intensidad máxima que es capaz de soportar el conductor.

Los valores de  $I_Z$  e  $I_B$  se obtienen del valor obtenido en el apartado anterior de cálculo de las secciones de los conductores.

Con los valores obtenidos del apartado anterior, se procede a calcular el calibre del interruptor magnetotérmico:

$$25 \leq I_N \leq 49$$

$$I_N = 40 A$$

Obtenido el resultado óptimo, el calibre del interruptor magnetotérmico será de 40 A.

Además de esta protección para el tramo de corriente alterna, a la salida de corriente alterna del inversor se le debe de añadir una protección extra según el RD 1699/2011, esta protección será un interruptor magnetotérmico omnipolar. Su poder de corte debe de ser superior a la corriente de cortocircuito en el punto de conexión.

Para complementar la seguridad de la instalación a modo de proteger a las personas de la vivienda y al personal de mantenimiento de la instalación solar fotovoltaica, se va a instalar un interruptor de corte en carga dentro del armario del cuadro de protecciones eléctricas.

Como protecciones frente a contactos directos e indirectos, se va a instalar un interruptor diferencial con un valor de sensibilidad de 30mA. Para que este interruptor diferencial sea válido y que sea apta su protección por el interruptor magnetotérmico, se debe de cumplir la equivalencia de:

$$I_{n-magnet} \leq I_{dif}.$$

$$40 \leq I_{dif}.$$

$$40 \leq 50 A$$

El valor del interruptor diferencial para la instalación será de 50 A.