

# Proyecto Fin de Carrera

## Ingeniería Industrial

### Instalación solar fotovoltaica de una vivienda unifamiliar.

Autor: Carlos Conde Buezas

Tutores: Eduardo Navarro González; Catalina Gómez Quiles

Dep. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016





Proyecto Fin de Carrera  
Ingeniería Industrial

# **Instalación solar fotovoltaica de una vivienda unifamiliar**

Autor:

Carlos Conde Buezas

Tutores:

Eduardo Navarro González

Catalina Gómez Quiles

Dep. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2016



Proyecto Fin de Carrera: Instalación solar fotovoltaica de una vivienda unifamiliar

Autor: Carlos Conde Buezas

Tutores: Eduardo Navarro González; Catalina Gómez Quiles

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 11 de Julio de 2016

El Secretario del Tribunal



*A mi familia y amigos*

*A María*



# Resumen

---

Este documento presenta la instalación de un generador fotovoltaico sobre la cubierta de una vivienda unifamiliar. En él se recogen todos los estudios eléctricos necesarios para la realización del proyecto. Así mismo, se realiza un estudio de económico, para ver si el proyecto es rentable o, por el contrario, no es viable económicamente. En el estudio económico supondremos dos casos, un primer caso en el que consideraremos que el ahorro conseguido al consumir energía de la producida serán nuestros ingresos, y un segundo caso en el que además sumaremos a los ingresos del anterior caso, los obtenidos por la venta de la energía sobrante. Para ello, calcularemos unos perfiles de consumo finales a partir de unos iniciales dados por el RD 954/2015 y los compararemos con la energía producida por el generador fotovoltaico para saber lo que falta o sobra de energía.

La estructura de este documento se ha realizado incluyendo memorias descriptivas, justificativas, y un estudio básico de seguridad y salud. En la memoria descriptiva se expone todo lo que se va a realizar en el proyecto. En la memoria justificativa se explican y demuestran los pasos y decisiones que se han desarrollado en la memoria descriptiva. En el estudio básico de seguridad y salud se describe todas las normas y actuaciones obligatorias para una correcta y segura ejecución del proyecto. También se añade un pliego de condiciones.

Se incluye también un presupuesto, donde se detalla los diferentes costes que tendrá el proyecto, y planos en formato A3 donde se representan diferentes vistas e imágenes para una correcta interpretación de las memorias descriptiva y justificativa.



# Índice general

---

Resumen	ix
Índice general	xi
Índice de Tablas	xiii
Índice de Figuras	xv

## DOCUMENTOS DEL PROYECTO

MEMORIA DESCRIPTIVA

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PLIEGO DE CONDICIONES

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

PRESUPUESTO

PLANOS

VIABILIDAD ECONÓMICA



# Índice de Tablas

---

## MEMORIA DESCRIPTIVA

Tabla 1-1. Características eléctricas principales de los módulos fotovoltaicos	9
Tabla 1-2. Dimensiones de la placa fotovoltaica	10
Tabla 1-3. Coeficiente de temperatura	10
Tabla 1-4. Dimensiones del inversor	11
Tabla 1-5. Características eléctricas principales del inversor	11
Tabla 1-6. Producción bruta y neta de energía del generador fotovoltaico	18
Tabla 1-7. Resumen del presupuesto	20

## MEMORIA JUSTIFICATIVA

Tabla 2-1. Configuración final del generador fotovoltaico	9
Tabla 2-2. Características técnicas del cable tipo P-Sun 2.0	12
Tabla 2-3. Coeficiente para temperaturas diferentes al estándar	12
Tabla 2-4. Ejemplos de instalaciones de cables eléctricos en baja tensión para calcular las intensidades máximas admisibles	16
Tabla 2-5. Corrientes admisibles, en amperios, para diferentes tipos de instalaciones	17
Tabla 2-6. Intensidades máximas admisibles en servicio permanente para los cables de aluminio de secciones permitidas por ENDESA para las conexiones a la red de distribución	17
Tabla 2-7. Resumen de pérdidas totales de potencia de la instalación	19

## PLIEGO DE CONDICIONES

Tabla 4-1. Pérdidas admitidas	8
-------------------------------	---

## VIABILIDAD ECONÓMICA

Tabla 7-1. Energía generada, consumida, y ahorro (Primer caso)	11
Tabla 7-2. Energía generada, consumida y ahorro (Segundo caso)	13
Tabla 7-3. Energía generada, consumida y venta de energía	14
Tabla 7-4. Flujos de caja desde el año 0 al 10 (Primer caso)	17
Tabla 7-5. Flujos de caja desde el año 11 al 20 (Primer caso)	19
Tabla 7-6. Flujos de caja desde el año 21 al 30 (Primer caso)	21
Tabla 7-7. Flujos de caja desde el año 0 al 10 (Segundo caso)	23
Tabla 7-8. Flujos de caja desde el año 11 al 20 (Segundo caso)	25
Tabla 7-9. Flujos de caja desde el año 21 al 30 (Segundo caso)	27



# Índice de Figuras

---

## MEMORIA DESCRIPTIVA

Figura 1-1. Instalación solar fotovoltaica con placas solares en la cubierta de una vivienda unifamiliar.	5
Figura 1-2. Vista aérea de la vivienda donde van situados las placas fotovoltaicas	6
Figura 1-3. Detalle de parte de la estructura soporte de las placas solares fotovoltaicas	12
Figura 1-4. Pérdidas de energía del generador en porcentajes	19

## MEMORIA JUSTIFICATIVA

Figura 2-1. Disposición de las hileras sobre la cubierta	9
Figura 2-2. Factor de sombreado de la instalación	10
Figura 2-3. Caja de conexiones del generador	20
Figura 2-4. Protecciones de grupo a la salida de la CCG y en la entrada del inversor	21
Figura 2-5. Caja general de protección con sus tres portafusibles	22
Figura 2-6. Contador trifásico CIRWATT B 410D	22

## VIABILIDAD ECONÓMICA

Figura 7-1. Gráfica energía generada, consumida y ahorro (caso 1)	12
Figura 7-2. Gráfica energía generada, consumida y ahorro (caso 2)	13
Figura 7-3. Gráfica energía generada, consumida y venta (caso 2)	14



# **MEMORIA DESCRIPTIVA**



---

# Índice

---

<b>1</b>	<b>Introducción</b>	<b>5</b>
	<i>1.1 Objeto</i>	<i>6</i>
	<i>1.2 Datos del Titular</i>	<i>6</i>
	<i>1.3 Emplazamiento</i>	<i>6</i>
	<i>1.4 Normativa</i>	
	<i>1.5 Descripción general de la planta fotovoltaica</i>	<i>7</i>
<b>2</b>	<b>Instalación Fotovoltaica</b>	<b>9</b>
	<i>2.1 Generador Fotovoltaico</i>	<i>9</i>
	2.1.1 Módulos fotovoltaicos	9
	2.1.2 Inversor	10
	2.1.3 Otros Elementos	11
	<i>2.2 Obra Civil</i>	<i>12</i>
	2.2.1 Estructuras soporte	12
	2.2.2 Canalizaciones de cableado	12
	<i>2.3 Instalación eléctrica</i>	<i>13</i>
	2.3.1 Descripción general	13
	2.3.2 Cableado DC	13
	2.3.3 Cableado AC	14
	2.3.4 Protecciones	14
	2.3.5 Puesta a Tierra	16
	2.3.6 Medida de la energía	17
<b>3</b>	<b>Energía Neta Generada</b>	<b>18</b>
<b>4</b>	<b>Resumen del Presupuesto</b>	<b>20</b>



# 1 INTRODUCCIÓN

Un sistema fotovoltaico de conexión a red, es aquel que aprovecha la energía del sol para transformarla en energía eléctrica que cede a la red convencional para que pueda ser consumida por cualquier usuario conectado a ella.

Debido a la creciente demanda de las energías renovables, la fabricación de paneles solares e instalación de generadores fotovoltaicos ha avanzado notablemente en poco tiempo, creciendo la potencia instalada mundial de forma exponencial en los últimos 15 años, habiendo en la actualidad superado los 100 GW de potencia instalada fotovoltaica.

Gracias a los avances tecnológicos, la sofisticación y la economía de escala, el coste de la energía solar fotovoltaica se ha reducido de forma constante desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales, aumentando a su vez la eficiencia, y logrando que su coste medio de generación eléctrica sea ya competitivo con las fuentes de energía convencionales en un creciente número de regiones geográficas

Hay que destacar la gran fiabilidad y larga duración de los sistemas fotovoltaicos. Por otra parte, no requieren apenas de mantenimiento en comparación con otras tecnologías y presentan una gran simplicidad y facilidad de instalación. Además, la gran modularidad de estas instalaciones permite abordar proyectos de forma escalonada y adaptarse a las necesidades de cada usuario en función de sus necesidades o recursos económicos.

Sin embargo, la energía solar en España está sufriendo un freno significativo en el desarrollo de nuevas instalaciones solares fotovoltaicas debido a la disminución de las primas a las energías renovables y a la inseguridad jurídica sufrida por este sector en los últimos años. Con el último Real decreto 900/2015 publicado el 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, se pretende reactivar el desarrollo de estas instalaciones. Busca garantizar un desarrollo ordenado del autoconsumo, compatible con la necesidad de garantizar la sostenibilidad técnica y económica del sistema eléctrico en su conjunto.



Figura 1-1. Instalación solar fotovoltaica con placas solares en la cubierta de una vivienda unifamiliar.

## 1.1 Objeto

Es objeto de la presente memoria, definir las principales características técnicas y de funcionamiento de la instalación solar fotovoltaica de 6.12 kW de potencia pico.

En el caso de este proyecto, el sistema fotovoltaico será instalado la cubierta de una vivienda unifamiliar, aprovechando la irradiación que recibe durante el día. La energía producida se usará para el autoconsumo, y la parte sobrante de ésta se cederá a la red sin recompensación económica. Se prevé una futura ampliación de la planta fotovoltaica por lo que se sobredimensiona el inversor.

Asimismo, se estimará la cantidad de energía que será transferida a la red de distribución, evaluando para ella parámetros como producción bruta, pérdidas por sombreado, orientación, cableado, etc., que finalmente conduzcan a la evaluación cuantitativa de la producción neta inyectada a la red. Para ello nos apoyaremos en el software PVSyst, el cual nos proporciona información muy útil para obtener los parámetros antes descritos.

## 1.2 Agentes

El titular de la instalación será el propietario de la vivienda.

## 1.3 Emplazamiento

La instalación del generador fotovoltaico se encontrará en el término municipal de Isla Cristina, en la provincia de Huelva. Se encuentra a 41 metros por encima del nivel del mar. La temperatura media de la zona de unos 17.5 °C, y habiendo una media de precipitaciones anual de 484 mm, siendo casi nulas en verano.

A continuación, se muestra una imagen aérea de la cubierta de la vivienda, sobre la cual irá instalado el generador que junto a los planos que acompañan a la presente memoria, dejan completamente definido la ubicación del generador.



Figura 1-2. Vista aérea de la vivienda donde van situadas las placas fotovoltaicas

## 1.4 Normativa

A continuación, se señalan las diferentes normativas usadas para la realización de este proyecto:

- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas complementarias ITC-BT 01 a 51.
- Normativa Técnica de la compañía distribuidora, en este caso Endesa.
- Real Decreto 413/2014 de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/1045/2014. de 16 de junio, por el que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula a conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 900/2015, de 10 de octubre, por el que establecen las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico.

## 1.5 Descripción general de la planta fotovoltaica

El generador fotovoltaico estará formado por distintas partes bien diferenciadas. Se relacionan y describen brevemente a continuación:

- **GENERADOR FOTOVOLTAICO:** Estará compuesto por todos los módulos fotovoltaicos que serán los encargados de convertir la energía solar incidente en energía eléctrica. Se agruparán a su vez en ramales en paralelo compuestos por módulos en serie.
- **OBRA CIVIL:** Se engloban en este capítulo, principalmente, las estructuras soporte sobre las que irán montados los módulos fotovoltaicos, además de las canalizaciones que contendrán el cableado, tanto de corriente continua, como de corriente alterna, que evacuarán la energía desde los módulos hasta el inversor y de éste hasta el punto de conexión, así como de la puesta a tierra del generador.

- **INSTALACIÓN ELÉCTRICA:** Comprende a su vez tres capítulos bien diferenciados:
  - **Tramos DC:** Los tramos de corriente continua son los que unen las series de módulos fotovoltaicos que forman cada uno de los ramales, así como la unión de estos en paralelo hasta llegar al equipo inversor. Dependiendo del sub-tramo considerado, se tratará de cableado al aire o enterrado en el interior de tubos.
  - **Tramos AC:** Se trata del tramo de corriente alterna que sale del inversor central, y llega hasta la caja general de protección de la vivienda.
  - **Instalación de Puesta a Tierra:** Es la parte de la instalación encargada de garantizar que no se alcancen niveles de tensión peligrosos (ni para las personas ni para el material) ante contactos directos/indirectos o ante sobre-tensiones ya sea de tipo atmosférico o de maniobra.
  
- **INSTALACIÓN DE EVACUACIÓN:** La propiedad del titular del generador fotovoltaico termina en la Caja General de Protección (CGP). A partir de ahí la instalación eléctrica forma parte de la distribuidora, aunque forma parte de nuestro proyecto. Esta instalación irá desde la salida de la CGP hasta el centro de transformación más cercano, donde se conectará finalmente el generador a la red eléctrica.

## 2 INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

### 2.1 Generador Fotovoltaico

El generador fotovoltaico sobre la cubierta de la vivienda estará compuesto de dos hileras de placas solares dispuestas de forma apaisada. Cada hilera estará compuesta por 12 placas solares. Por tanto, tenemos un total de **24 módulos de 255 Wp cada uno**. La distribución de las placas sobre la cubierta puede verse en el plano adjunto DISTRIBUCIÓN.

#### 2.1.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos elegidos son los **SUNTECH STP255-20/Wd**, que tienen las siguientes características:

	CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
	SÍMBOLO	VALOR	UD.
TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO	$V_{OC}$	37,6	V
TENSIÓN EN PTO. DE MÁXIMA POTENCIA	$V_{MPP}$	30,8	V
CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	$I_{SC}$	8,76	A
CORRIENTE EN PTO. DE MÁXIMA POTENCIA	$I_{MPP}$	8,28	A
POTENCIA PICO	$P_P$	255	W
EFICIENCIA DEL MÓDULO	$\eta_m$	15,7	%

Tabla 1-1. Características eléctricas principales de los módulos fotovoltaicos

	DIMENSIONES
LARGO (mm)	1640
ANCHO (mm)	992
ESPESOR (mm)	35

Tabla 1-2. Dimensiones de la placa fotovoltaica

	COEFICIENTES DE TEMPERATURA		
	SÍMBOLO	VALOR	UDS.
POTENCIA	$\alpha_{PM}$	-0,42	%/°C
TENSIÓN	$\alpha_{OC}$	-0,33	%/°C
INTENSIDAD	$\alpha_{SC}$	0,067	%/°C

Tabla 1-3. Coeficientes de temperatura (temperatura de referencia 45 °C)

Estos coeficientes definen el comportamiento eléctrico de las placas fotovoltaicas dependiendo de la temperatura de las mismas.  $\alpha_{PM}$  es el porcentaje de la pérdida de potencia máxima por cada grado centígrado más del de referencia.  $\alpha_{OC}$  es el porcentaje de la pérdida de tensión a circuito abierto por cada grado centígrado más del de referencia. Por último,  $\alpha_{SC}$  es el porcentaje del aumento de la intensidad de cortocircuito por cada grado centígrado más del de referencia.

Con estos datos se dimensionarán en la Memoria Justificativa las características del generador fotovoltaico (Nº de módulos en serie por ramal y número de éstos en paralelo).

### 2.1.2 Inversor

El inversor es el equipo electrónico capaz de convertir la corriente continua creada por las placas solares en corriente alterna, para poder verter la energía generada a la red de distribución. El inversor elegido es **SIRIO 6000P**. Para este proyecto solo será necesario un inversor. Este inversor está equipado con un avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para extraer la máxima energía del campo fotovoltaico según la irradiación incidente en cada instante sobre las placas. Se elige este inversor porque con la configuración adoptada, las tensiones que se alcanzan no sobrepasan el umbral de funcionamiento del sistema de seguimiento del inversor: [180, 550] V (Memoria justificativa 1.1). Este inversor no tiene transformador acoplado, por lo que nos aseguramos que cumple la separación galvánica según el ITC 40 del REBT.

	DIMENSIONES
LARGO (mm)	1550
ALTURA (mm)	5310
ANCHO (mm)	4300

Tabla 1-4. Dimensiones del inversor

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS	INVERSOR
Mínima Tensión DC de Entrada (V)	180
Máxima Tensión DC de Entrada (V)	550
Máxima Corriente DC de Entrada (A)	27.5
Máxima Corriente AC de Salida (A)	28.6
Potencia Nominal (kW)	6
Potencia Máxima (kW)	7.5
Rendimiento Máximo	97,60%
Eurorendimiento	96,50%

Tabla 1-5. Características eléctricas principales del inversor

### 2.1.3 Otros Elementos

Se tendrán en cuenta en la instalación además los siguientes puntos adicionales con objeto de optimizar la eficiencia energética y garantizar la absoluta seguridad del personal:

- Todos los equipos situados a la intemperie tendrán un grado de protección mínimo IP 65 y los de interior IP 32.
- Todos los conductores del generador fotovoltaico serán de cobre,
- Todos los cables serán adecuados para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Los marcos de los módulos y las estructuras soporte se conectarán a tierra siguiendo la normativa ITC-BT-18.

## 2.2 Obra Civil

### 2.2.1 Estructuras soporte

Para soportar el número de módulos necesarios, en cada una de las instalaciones se necesitarán las correspondientes estructuras soporte, con las siguientes características:

- Sobre cada estructura irán colocados 24 módulos de forma apaisada, divididos en dos ramales de 12 módulos cada uno. Tendrán una inclinación de 30°, que es la inclinación óptima. Se intentó buscar otra inclinación para poder colocar más paneles, consiguiendo aumentar la potencia instalada y disminuir el rendimiento, pero no fue posible
- Las estructuras irán separadas, unas de otras, 2,75 metros.
- Las estructuras sobre las que se colocan los 24 módulos estarán divididas en 12 estructuras independientes, sobre las cuales descansan dos módulos en cada una. Esta estructura se compone de dos perfiles HILTI MQ-21 de 3 metros de longitud, sobre los cuales se apoyarán las placas solares, y 3 apoyos triangulares fijados a la cubierta de la vivienda, y donde descansan los perfiles MQ-21. Estos apoyos triangulares tienen perfiles MQ-21D, y perfiles MQ-41

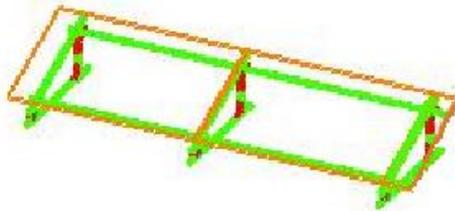


Figura 1-3. Detalle de la estructura soporte de las placas solares fotovoltaicas

### 2.2.2 Canalizaciones de cableado

Para conseguir que el cable quede correctamente instalado sin que reciba daño alguno durante su vida útil, éste debe ser instalado con bandejas y canales que garanticen su correcto funcionamiento.

- El cable que es usado por la cubierta irá instalado sobre bandejas metálicas tipo Rejiband ®. Se colocarán detrás de las estructuras soporte, para guiar el cable exterior de los ramales hasta la CCG. A partir de la CCG se usarán canales tipo 73 UNEX ® U23X cerrados, un canal por línea de entrada (en este caso solo tenemos una línea de entrada al inversor), aptos para su uso en intemperie. Este canal guiará la línea de entrada de corriente continua por la cubierta hasta llegar al inversor, situado a 2.5 metros de la CCG. (Ver plano CANALIZACIONES).

- El cableado trifásico de corriente alterna que sale del inversor irá también en el interior de los canales tipo UNEX ® hasta la fachada lateral, donde posteriormente guiarán el cable por la fachada de la vivienda, hasta llegar al suelo, allí se enterrarán hasta llegar a la caja general de protección, donde se conectarán. La caja general de protección se encuentra en el exterior de la vivienda.
- Por último, el cableado trifásico que sale de la CGP será enterrado, a una profundidad de 80 centímetros. El lecho de la zanja para los cables enterrados será liso y estará libre de aristas vivas, cantos, piedras, etc. En el mismo se dispondrá una capa de arena de mina o de río lavada, de espesor mínimo 0,05 m sobre la que se colocará el cable. Por encima del cable irá otra capa de arena o tierra cribada de 0,10 m de espesor. Ambas capas cubrirán la anchura total de la zanja. Por encima de la arena se deberá instalar una protección mecánica, para ofrecer seguridad frente a excavaciones realizadas por terceros.

## 2.3 Instalación eléctrica

### 2.3.1 Descripción general

El conjunto del generador fotovoltaico estará formado por 2 ramales de 12 placas en serie, estando estos ramales en paralelo. Los dos ramales se distribuyen uniformemente en la CCG, recibiendo las dos líneas de entrada. De esta caja sale una línea de corriente continua que llega hasta el inversor, y de éste sale una línea trifásica de corriente alterna, que saldrá del edificio a través de la caja general de protección. Tras esto se hará una línea trifásica que se conectará a la línea de distribución de la compañía eléctrica, la cual llegará al centro de transformación más cercano para verter la energía generada por el generador.

### 2.3.2 Cableado DC

El cableado DC tendrá dos tramos bien diferenciados: El tramo de conexionado de los ramales en serie, y el cableado que sale de la caja de conexión, donde se colocan los ramales en paralelo, hasta la entrada del inversor.

La conexión de los conductores de los módulos y en general de los cableados en DC se deben de realizar con extremo cuidado, ya que una mala conexión puede dar lugar a arcos eléctricos indeseables. Se emplearán entonces los denominados terminales multi-contacto, que poseen como su propio nombre indica, conexiones a prueba de contactos.

#### PRIMER TRAMO

Es el cableado que se usa para colocar las placas en serie. El cableado elegido a usar para este tramo es el modelo **P-SUN 2.0 - 0,6/1 kV de 4 mm<sup>2</sup>**, el cual es un conductor flexible de Cu, aislado con polietileno reticulado (XLPE), y cubierta de policloruro de vinilo (PVC), usado en el cableado que sale del ramal y termina en la caja de conexión del generador, donde se hace el conexionado en paralelo de los ramales. Para la conexión en paralelo de los paneles se usan los latiguillos que traen las placas, de la misma sección (4 mm<sup>2</sup>). El cable que va hacia la CCG irá guiado dentro de una bandeja metálica tipo Rejiband ®, que servirá para conducir el cableado de forma ordenada y segura.

### SEGUNDO TRAMO

Es el cableado que sale de las cajas de conexión del generador, y llegan hasta la entrada del inversor, colocado en la cubierta de la vivienda. Para este tramo se ha elegido el modelo **P-SUN 2.0 - 0,6/1 kV de 6 mm<sup>2</sup>**. Este cableado irá también guiado por una bandeja metálica sobre la cubierta hasta llegar al inversor

#### **2.3.3 Cableado AC**

La línea trifásica que va desde la salida del inversor hasta la Caja General de Protección (CGP) será de tipo cobre, y de sección adecuada para limitar la caída de tensión a los valores deseados. Esta caída está limitada al 1,5 % de la tensión nominal entre la salida del inversor hasta la CGP. Dicha línea tendrá una tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV, debiendo cumplirse los requisitos de la norma UNE-HD 603. Para cumplir con lo anterior, se tendrá una **terna de cables unipolares con aislamiento XLPE de cobre de 6 mm<sup>2</sup>, con neutro de 6 de mm<sup>2</sup>**.

Tras la CGP, tendremos la línea trifásica que será conectada a la línea de distribución de la compañía hasta el centro de transformación más cercano. Por lo tanto, la línea será elegida en función de las indicaciones recogidas en la normativa particular de ENDESA. Es por ello que la línea elegida es una **terna de cables unipolares de aluminio con aislamiento XLPE de 95 mm<sup>2</sup>, con neutro de 50 mm<sup>2</sup>**.

#### **2.3.4 Protecciones IEC 60364.**

##### SOBREINTENSIDAD

El punto más desfavorable al que podría estar funcionando el módulo FV es precisamente la situación de cortocircuito, que como se verá más adelante, no es un valor elevado. Para prever este exceso de carga se han utilizado secciones en los cableados suficientemente grandes, las cuales se calculan incrementando la intensidad que va a circular por el cable un 25%. Con esto se obtienen unas pérdidas menores, que tratándose de un sistema de generación de energía es un punto importante.

##### SOBRETENSIONES

Para la protección contra el rayo y sobre-tensiones de las instalaciones fotovoltaicas se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Las instalaciones fotovoltaicas, en sí, no aumentan el peligro de rayos de los edificios de los alrededores
- Cuando el generador fotovoltaico está ubicado en la cubierta de un edificio o en un lugar a la intemperie sin edificios colindantes, como es el caso de la instalación que se describe en este proyecto, se deben emplear dispositivos adecuados para la protección contra los rayos.

Dependiendo de cada caso, será necesario proteger frente a contactos directos e indirectos, o solo frente a contactos indirectos.

- Se recomienda el empleo de varistores en el lado de corriente continua de la caja de conexiones del generador fotovoltaico. Se puede, no obstante, prescindir de estos elementos si el cableado está apantallado adecuadamente.
- Se recomienda igualmente, las protecciones contra sobretensiones en el lado de alterna.

La probabilidad de que haya un rayo que caiga directamente sobre la instalación, se puede calcular a partir de las dimensiones de la misma, información de los alrededores, así como del número medio de días de tormenta en la región. Así, por ejemplo, para una casa media situada en una región urbana, la probabilidad de que caiga un rayo es de una cada 1.000 años. Esta probabilidad aumenta a un impacto cada 30 años para el caso de una casa de campo aislada en la cima de una montaña en una región expuesta a tormentas.

En nuestro caso, la vivienda unifamiliar se encuentra en una zona llana, con varios edificios colindantes. Es por ello que no es necesario una instalación para proteger la instalación fotovoltaica contra efectos directos, es decir, contra rayos que caigan directamente sobre la instalación.

Pero es necesario proteger la instalación frente a sobretensiones contra efectos indirectos, es decir, por la caída de un rayo no sobre la estructura, sino en un área alrededor de la vivienda de un kilómetro, donde ya la probabilidad es bastante mayor.

El primer nivel de protección de la instalación frente a efectos de rayo, será el limitador de sobretensiones ubicado en la parte de alterna justo en la salida del inversor. De igual forma, en la parte continua del equipo inversor se pondrá otra protección contra sobretensiones, y también se colocarán protecciones contra sobretensiones en la salida de la línea de corriente continua de la caja de conexión del generador.

También se dispondrá todo el cableado de corriente continua, tanto en el primer como en el segundo tramo, de forma entrelazada los polos positivos y negativos, de forma que se eviten espiras que puedan producir sobretensiones peligrosas.

### CORTOCIRCUITO

El cortocircuito es un punto de trabajo no peligroso para el generador fotovoltaico, ya que la corriente está limitada a un valor muy cercano a la máxima de operación normal del mismo. El cortocircuito podría, sin embargo, ser perjudicial para el inversor. No obstante, se ha limitado el número de ramales en paralelo, de manera que, en el caso de cortocircuito, la intensidad máxima obtenida no supere a la intensidad máxima soportada por el inversor. Para proteger los ramales, se han usado fusibles que permiten, que, en caso de cortocircuito en alguno de los ramales, los demás ramales no deriven la intensidad al ramal cortocircuitado.

Para las personas es peligrosa la realización/eliminación de un cortocircuito franco en el campo generador, por pasar rápidamente del circuito abierto al cortocircuito, lo que produce un elevado arco eléctrico, por la variación brusca en la corriente. Como medida de protección a las personas frente a este caso es, sin embargo, recomendable, la conducción separada del positivo y del negativo. Así se evita la realización/eliminación accidental de un cortocircuito producido por daños en el aislamiento del cable. Esto se consigue utilizando dos cables unipolares por circuito, uno para el positivo y otro para el negativo, en oposición a la utilización de un solo cable multipolar.

### CONTACTOS INDIRECTOS

Para que la instalación esté protegida frente a contactos, se dispone de una instalación de tipo flotante, que ante un primer fallo de aislamiento automáticamente emite una señal visual al inversor, advirtiéndolo del contacto indirecto, y así poder arreglar el fallo antes de producirse otro contacto indirecto, sin tener que dejar fuera de servicio el generador.

De esta manera, la instalación cumple con todas las consideraciones técnicas expuestas en el Real Decreto 1699/2011.

### OTRAS PROTECCIONES Y ELEMENTOS DE MANIOBRA

Para completar el sistema de protecciones y maniobra característico de estas instalaciones, así como para cumplir los requerimientos de la Empresa Distribuidora en la parte que de ella depende, se debe contar con lo siguiente:

- **Interruptor automático de interconexión**, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red. Este interruptor estará controlado por un vigilante de la tensión y la frecuencia de la red eléctrica, y se encuentra integrado dentro del propio inversor.
- **Interruptor general manual**, que será un interruptor magneto-térmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
- **Interruptor automático diferencial**, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte alterna de la instalación. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

#### **2.3.5 Puesta a Tierra**

Los marcos de los módulos y las estructuras soporte se conectarán a la tierra del edificio siguiendo la normativa vigente en este tipo de instalaciones; es decir, sin alterar las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora.

La ventaja principal de una red explotada con esquema IT es sin duda la continuidad de servicio que proporciona, puesto que no necesita cortar la generación con un primer defecto.

En el caso de la instalación que describe el presente proyecto, la puesta a tierra tendrá las siguientes características:

- Todas y cada una de las estructuras estarán unidas entre sí mediante un cableado de cobre desnudo de 50 mm<sup>2</sup> de sección.
- El Vigilante Permanente de Aislamiento se debe conectar a una tierra de referencia. Ante la detección de un fallo de aislamiento, el circuito de control debe cumplir la siguiente función: Debe generar una señal de alarma tanto visual como acústica, de manera que el personal de mantenimiento esté avisado de la situación de peligro si tuviera que realizar cualquier inspección.

### **2.3.6 Medida de la energía**

Los elementos para la medida de la energía neta producida por las instalaciones fotovoltaicas estarán ubicados en el Módulo de Salida.

Este módulo se instalará a la salida de la instalación fotovoltaica, lo más cerca posible a la acometida y se encontrará debidamente identificado. No estará dotado de fusibles. Como la acometida a la red de distribución se realiza al lado de la CGP, el módulo de salida irá junto a ésta.

El módulo de salida será de tipo armario para su instalación a la intemperie. Cumplirá la Norma ENDESA NNL007 y serán precintables.

El contador de energía neta fotovoltaica producida tendrá la capacidad de medir en ambos sentidos. El equipo de medida de la instalación fotovoltaica estará compuesto por los siguientes elementos:

- a) Un contador estático trifásico multifunción, de clase 1 o mejor en energía activa, con aplicaciones bidireccional, reactiva y cambio automático de tarifa.
- b) Envoltente que cumplirá con la Norma ENDESA NNL005

Las características del equipo de medida serán tales que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica (potencia del inversor) se encuentre entre el 45% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión del equipo de medida.

El módulo de salida debe ir precintado por la empresa distribuidora (ENDESA).

### 3 ENERGÍA NETA GENERADA

En la siguiente tabla se exponen las potencias generadas mes a mes por el generador fotovoltaico, así como las pérdidas generadas y la energía final reinyectada a la red. La columna intermedia define el rendimiento global del generador para cada mes. Todos estos datos son sacados del informe de salida del software PVsyst, tras haber definido nuestra instalación tipo.

	PRODUCCIÓN BRUTA (kWh)	P.R *	PRODUCCIÓN NETA (kWh)
ENERO	742,7	0,795	590,5
FEBRERO	764,0	0,786	600,5
MARZO	1.081,6	0,785	849,1
ABRIL	1.039,5	0,774	804,6
MAYO	1.203,2	0,758	912,0
JUNIO	1.209,8	0,741	896,5
JULIO	1.330,4	0,733	975,2
AGOSTO	1.252,3	0,736	921,7
SEPTIMBRE	1.142,1	0,745	850,9
OCTUBRE	969,2	0,774	750,2
NOVIEMBRE	677,0	0,774	524,0
DICIEMBRE	664,2	0,787	522,7
<b>TOTAL</b>	<b>12.076</b>	<b>0,762</b>	<b>9.198</b>

Tabla 1-6. Producción bruta y neta de energía del generador fotovoltaico \*(Performance Ratio)

Así, se tiene una energía neta generada del parque de **9.198 kWh/año**

En la siguiente figura podemos ver detallado las pérdidas producidas en el generador durante un año:

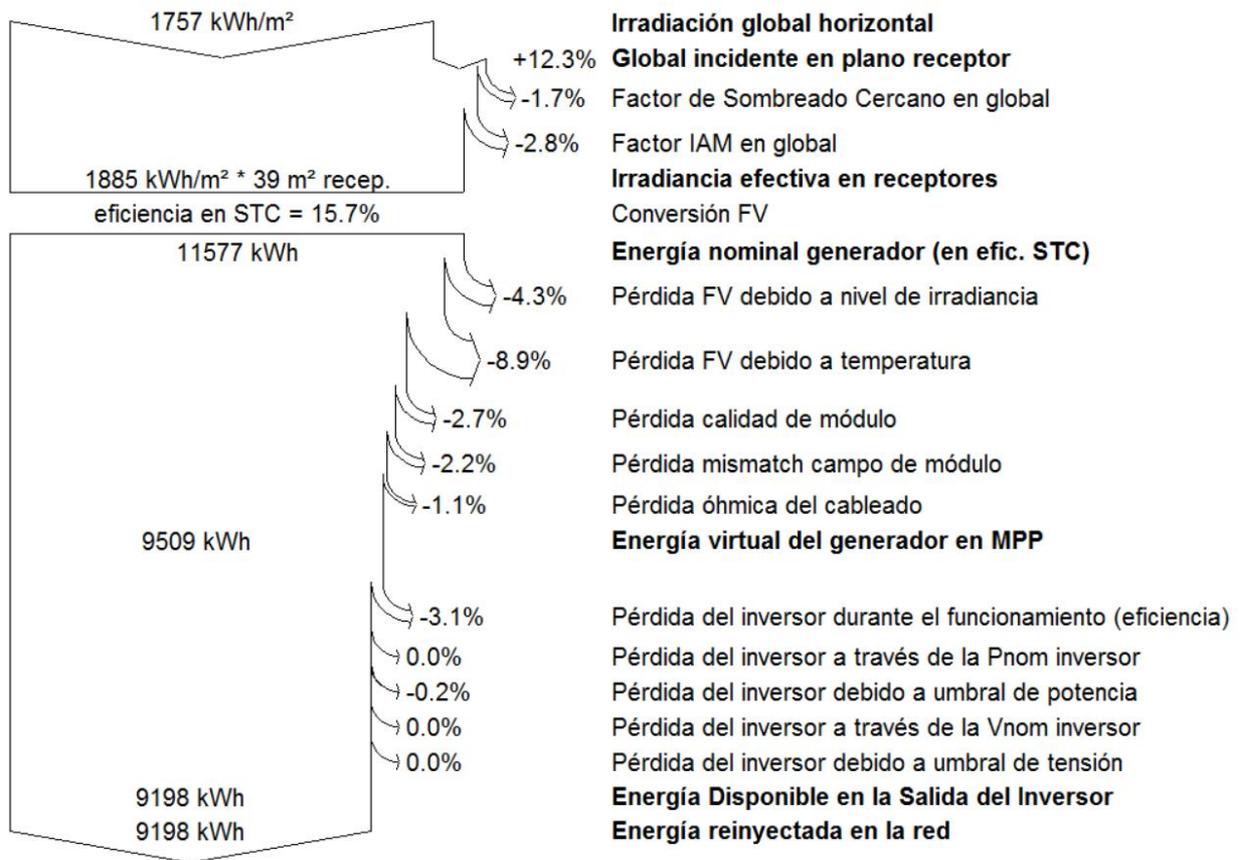


Figura 1-4. Pérdidas de energía del generador en porcentajes

## 4 RESUMEN DEL PRESUPUESTO

Se resumen a continuación las cantidades a las que ascienden los presupuestos de las distintas partidas involucradas. Un detalle desglosado de las mismas, se muestra en el apartado correspondiente.

	<b>PRESUPUESTO (€)</b>
OBRA CIVIL	2.823,67 €
GENERADOR FV	8.821,66 €
INSTALACIÓN DC	487,62 €
INSTALACIÓN AC	457,50 €
<b>TOTAL</b>	<b>12.590,45 €</b>

Tabla 1-7. Resumen del presupuesto

Asciende el total del presupuesto del generador fotovoltaico a DOCE MIL QUINIENTOS NOVENTA EUROS CON CUARENTA Y CINCO CÉNTIMOS. (**12.590,45 €**).

# **MEMORIA JUSTIFICATIVA**



# Índice

---

<b>1 Instalación Solar Tipo</b>	<b>5</b>
<i>1.1 Justificación del generador fotovoltaico</i>	<i>5</i>
1.1.1 Número máximo de módulos por ramal	5
1.1.2 Número mínimo de módulos por ramal	6
1.1.3 Elección del número de módulos en serie	7
1.1.4 Número de ramales en paralelo	8
1.1.5 Configuración adoptada	8
1.1.6 Separación mínima entre placas fotovoltaicas	9
<i>1.2 Cálculos eléctricos</i>	<i>10</i>
1.2.1 Intensidad máxima circulando por ramal	10
1.2.2 Caídas de tensión y pérdidas de potencia	11
1.2.3 Elección de las protecciones de corriente continua	19
1.2.4 Protecciones de ramal	20
1.2.5 Protecciones de las cajas de conexiones del generador	20
1.2.6 Protecciones de grupo	20
1.2.7 Protección general de corriente alterna	21
1.2.8 Medida de la energía:	22



# 1 INSTALACIÓN SOLAR TIPO

## 1.1 Justificación del generador fotovoltaico

### 1.1.1 Número máximo de módulos por ramal

El valor máximo de la tensión de entrada al inversor corresponde a la tensión del circuito abierto del generador fotovoltaico cuando la temperatura del módulo es mínima. La temperatura del módulo mínima corresponde con una temperatura ambiente mínima, que suele corresponder a invierno y que para climas como el de Huelva se considera de  $-5^{\circ}\text{C}$  y para una irradiancia mínima de  $100\text{ W/m}^2$ .

La temperatura del módulo en estas condiciones se determina mediante la siguiente expresión:

$$T_P = T_a + \left( \frac{TONC-20}{800} \right) \cdot I \quad (1)$$

Siendo:

$T_P$ : Temperatura del módulo ( $^{\circ}\text{C}$ )

$T_a$ : Temperatura ambiente ( $^{\circ}\text{C}$ )

$I$ : Irradiancia ( $\text{W/m}^2$ )

$TONC$ : Temperatura de operación nominal de la célula ( $45^{\circ}\text{C}$ )

Para una temperatura ambiente de  $-5^{\circ}\text{C}$  y una irradiancia de  $100\text{ (W/m}^2)$ , se obtiene un valor aproximado de:

$$T_P = -2^{\circ}\text{C}$$

El número máximo de módulos por ramal conectados en serie se determina como el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión a circuito abierto del módulo a su temperatura mínima, que son estos  $-2^{\circ}\text{C}$  obtenidos anteriormente. Se tendría entonces:

$$N_{m\acute{a}x,serie} = \frac{U_{m\acute{a}x(INV)}}{N_{CA(T_{min})}} \quad (2)$$

Donde:

$N_{m\acute{a}x,serie}$ : N $^{\circ}$  máximo de módulos por ramal conectados en serie.

$U_{m\acute{a}x(INV)}$ : Tensión máxima de entrada en el inversor (V).

$U_{CA(T_{min})}$ : Tensión a circuito abierto del módulo en condiciones de mínima temperatura.

La tensión en circuito abierto del módulo a la mínima temperatura se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$U_{CA(T_{min})} = U_{CA(STC)} - \Delta U \cdot \Delta T \quad (3)$$

Donde  $\Delta U$  es la caída de tensión que se produce en la placa fotovoltaica por cada aumento de un grado centígrado, y  $\Delta T$  es la diferencia de temperatura respecto a la temperatura de referencia (STC=25 °C).

De la ficha técnica de las placas sabemos que:

$$U_{CA(STC)} = 37,6 \text{ V}$$

$$\Delta U = (-0.33\%) \cdot U_{CA(STC)} = -0.124 \text{ V/}^\circ\text{C}$$

Y  $\Delta T$  se calcula:

$$\Delta T = 25 - (-2) = 27^\circ\text{C}$$

Con lo cual la tensión de la placa a temperaturas muy bajas con radiación mínima, es de (aplicando la ecuación (3)):

$$U_{CA}(-2^\circ\text{C}) = 37.6 - (-0.124) \cdot 27 = 40.95 \text{ V}$$

Por otra parte, se sabe, por la ficha técnica del inversor, que soporta una tensión máxima de:

$$U_{\text{máx}(INV)} = 550 \text{ V}$$

que es lo máximo que soporta el aislamiento del inversor. Se recomienda que no sobrepase los 550 V, que es la tensión máxima de funcionamiento del sistema de seguimiento de máxima potencia.

Con lo cual ya tenemos lo necesario para saber cuántas placas solares se pueden poner como máximo en serie (ecuación (2)):

$$N_{\text{máx,serie}} = \frac{550}{40.95} = 13,43 \text{ placas}$$

Como el número de placas debe ser un número entero, el número máximo de placas será:

$$N_{\text{máx,serie}} = 13 \text{ placas}$$

### 1.1.2 Número mínimo de módulos por ramal

El número mínimo de módulos por ramal viene limitado por la tensión mínima de entrada al inversor. Este valor mínimo deber ser menor o igual que la tensión del punto de máxima potencia (PMP) mínima del generador fotovoltaico que se corresponde cuando la temperatura del módulo es máxima. Esto sucede para una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> y una temperatura ambiente máxima, que suele darse en verano, siendo para climas como el de Huelva de 45 °C.

Aplicando la misma expresión anterior (1) para ver la temperatura que alcanzaría el módulo, pero esta vez para estos nuevos valores:

$$T_P = T_a + \left( \frac{TONC-20}{800} \right) \cdot I$$

Se obtiene una temperatura para el módulo de 76 °C aproximadamente.

Siguiendo los mismos pasos que en el apartado anterior (ecuación (3)) tenemos una de:

$$U_{PMP(T_{\max})} = U_{PMP(STC)} - \Delta U \cdot \Delta T$$

Sabiendo que  $U_{PMP(STC)} = 30.8 \text{ V}$ ;  $\Delta T = -51 \text{ }^\circ\text{C}$ ;  $\Delta U = -0,124 \text{ V/}^\circ\text{C}$ ; tenemos que, aplicando la ecuación (3):

$$U_{PMP(T_{\max})} = 30.8 - (-0.124) \cdot (-51) = 24.5 \text{ V}$$

Por otra parte, se sabe por la ficha técnica del inversor que soporta una tensión mínima de:

$$U_{\min(INV)} = 180 \text{ V}$$

Con lo cual ya sabemos el número mínimo de placas en serie por ramal:

$$N_{\min,serie} = \frac{U_{\min(INV)}}{U_{PMP(T_{\max})}} = \frac{180}{24,5} = 7,35 \text{ placas}$$

Por lo tanto, el número mínimo de placas en serie se establece en 8 placas por ramal.

$$N_{\min,serie} = 8 \text{ placas}$$

Tras esto sacamos en conclusión que el número de placas por ramal debe oscilar entre las 8 y las 13 placas, para cumplir con las tensiones límites que tiene el inversor:

$$N_{\text{módulos,serie}} \in [8 \text{ } 13] \text{ placas}$$

### 1.1.3 Elección del número de módulos en serie

Disponiendo las placas sobre la cubierta de forma horizontal, se pueden poner como máximo 24 módulos. Luego si ponemos 12 módulos en serie, caben dos cadenas de 12 módulos cada uno. Esta disposición cumpliría con el intervalo visto en el apartado anterior y, además, no superará los 550 V que el fabricante del inversor recomienda no superar, ya que el sistema de seguimiento de máxima potencia del inversor funcionará de forma óptima si se mantiene por debajo de la tensión mencionada anteriormente.

### 1.1.4 Número de ramales en paralelo

La configuración deseada es de 2 ramales en paralelo de 12 módulos cada uno, ya que esta configuración es válida viendo las pérdidas por sombreado. Las pérdidas por sombreado se calculan usando el software PVsyst, en el cual se define la disposición de las placas, y como resultado se obtiene las curvas de iso-sombreados (ver Figura 2.2). Se ha elegido esta disposición teniendo en cuenta que el día con menos sol del año (solsticio de invierno, 21 de diciembre) se tienen las placas al menos 4 horas sin sombras. Esto se cumple para la disposición adoptada, ya que viendo la Figura 2.2, se observa que para el peor día del año (línea 7), no hay sombreado desde antes de las 9.30 h, hasta las 14.30h (unas 5 horas aproximadamente), por lo que se cumple con creces la condición anterior.

Tenemos que ver ahora si cumple también con la corriente máxima permitida de entrada al inversor. Esta corriente máxima se dará cuando haya irradiancia máxima a temperaturas extremas, en un cortocircuito.

De la ficha técnica del módulo es posible saber la  $I_{CC}(STC) = 8.76$  A, que va a ser también la corriente de cortocircuito del ramal, al estar dispuestas en el ramal en serie. También de la ficha técnica se sabe que:

$$\Delta I = 0.067\% \cdot I_{CC}(STC) = 0.0059 \text{ A}^\circ\text{C}$$

La corriente de cortocircuito depende de la temperatura, al igual que la tensión como vimos anteriormente, de la siguiente forma:

$$I_{CC}(T_{m\acute{a}x}) = I_{CC}(STC) - \Delta I \cdot \Delta T$$

Con lo cual la corriente de cortocircuito a temperaturas extremas ( $T_P = 76^\circ\text{C}$ ) es igual a:

$$I_{CC}(76^\circ\text{C}) = 8.76 - 0.0059 \cdot (-51) = 9.05 \text{ A}$$

Por lo tanto, la corriente máxima que verá el inversor será de:

$$I_{m\acute{a}x, total} = 9.05 \cdot 2 = 18.10 \text{ A} < 27.5 \text{ A}$$

Siendo los 27.5 A la intensidad de entrada máxima permitida por el inversor (disponible en la ficha técnica). Luego esta disposición cumple con todas las restricciones técnicas impuestas por el inversor.

### 1.1.5 Configuración adoptada

La configuración final elegida para el generador fotovoltaico sobre la cubierta de la vivienda se resume en la siguiente tabla:

POTENCIA MÓDULO ( $W_p$ )	255
Nº TOTAL DE MÓDULOS	24
POT. DE LA INSTALACIÓN ( $kW_p$ )	6,1
MÓDULOS EN SERIE/RAMAL	12
RAMALES EN PARALELO	2
TENSIÓN POR RAMAL (PMP, 76 °C) (V)	294
INTENSIDAD POR RAMAL (CC, 76 °C) (A)	9,05

Tabla 2-1. Configuración final del generador fotovoltaico

### 1.1.6 Separación mínima entre placas fotovoltaicas

La distancia mínima permitida entre las hileras de placas debe cumplir un mínimo de cuatro horas de sol sin sombras el día más desfavorable del año: el Solsticio de Invierno. Se sabe que la inclinación más favorable para las placas solares es de 30 °, que es la inclinación en la que se han colocado en nuestro proyecto. Para que no se produzca un excesivo sombreado, se establece una separación de 2.75 metros entre las placas. (Ver plano ESTRUCTURA).

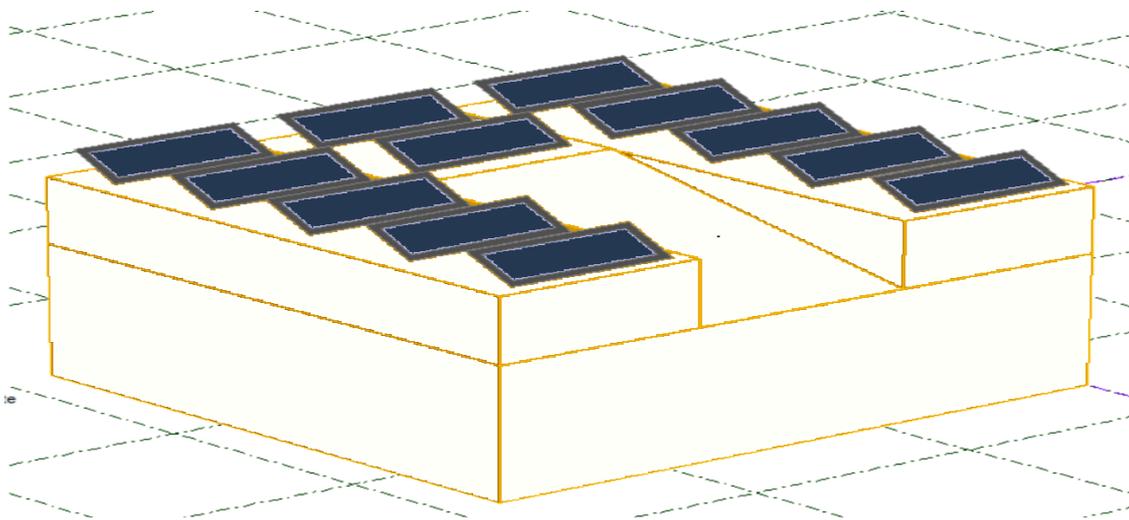


Figura 2-1. Disposición de las hileras sobre la cubierta

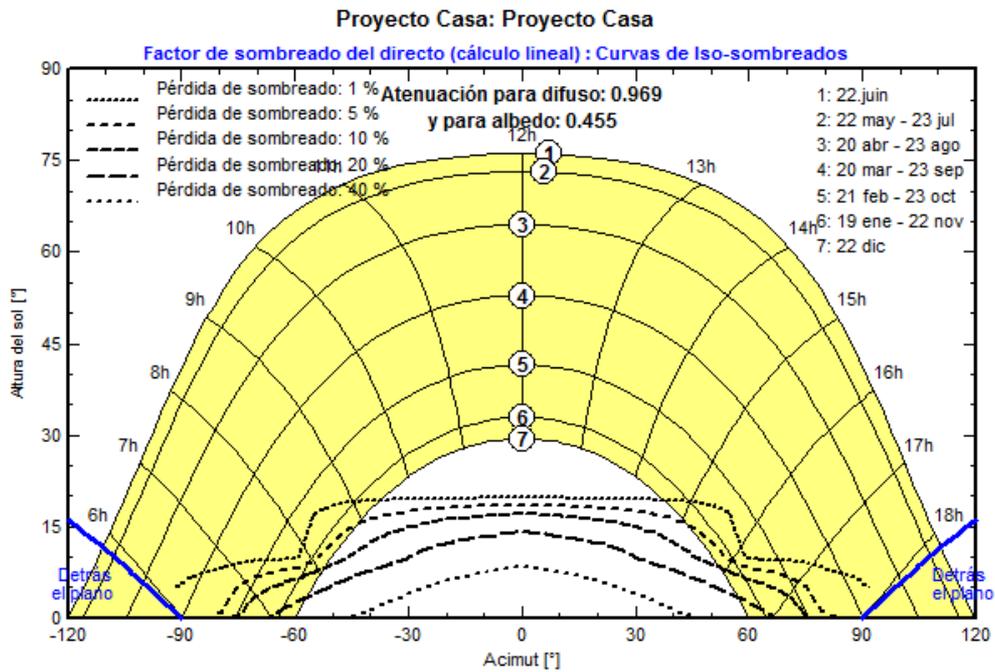


Figura 2-2. Factor de sombreado de la instalación

## 1.2 Cálculos eléctricos

### 1.2.1 Intensidad máxima circulando por ramal

El valor máximo de la intensidad circulando por un ramal de forma independiente, es aquel que se obtiene en situación de cortocircuito y para la máxima temperatura de funcionamiento. Este valor resulta ser:

$$I_{CC,RAMAL} (1000 \text{ W/m}^2; 76^{\circ}\text{C}) = 9.05 \text{ A}$$

El caso más desfavorable de circulación de intensidad por un ramal es cuando se produce una situación de sombreado en el mismo, junto con una situación de desconexión en la evacuación. Debido a este sombreado, el ramal va a pasar a una situación en la que va a estar disipando energía en vez de estar produciéndola, de manera que va a recibir por ella toda la intensidad del resto de los ramales situados en paralelo con él. Así pues, en principio, esta intensidad vendría dada por la expresión:

$$I_{MÁX,RAMAL} = I_{CC,GFV} - I_{CC,RAMAL}$$

Donde  $I_{CC,GFV}$  es la intensidad de cortocircuito generada por todos los ramales, e  $I_{CC,RAMAL}$  la intensidad de cortocircuito generada por un solo ramal.

Ahora bien, se puede asegurar un valor límite para esta intensidad, colocando adecuadamente

protecciones en cada uno de los ramales, que tendrán la doble función de limitar esta intensidad por un lado y por otro de servir de elemento de corte para situaciones de mantenimiento. Así, escogiendo un fusible de 10 A de calibre para cada ramal (superior a la máxima intensidad que puede proporcionar el módulo FV y, en definitiva, cada ramal, en la situación más desfavorable), se fuerza a que ésta sea precisamente la máxima intensidad que tendría que soportar el cableado de los ramales en la situación de sombreado y desconexión descrita anteriormente.

Por lo tanto, la máxima intensidad que podrá circular por cada ramal estará limitada por los fusibles de 10 A, llegando a la conclusión de:

$$I_{\text{MÁX,RAMAL}} = 10 \text{ A}$$

## 1.2.2 Caídas de tensión y pérdidas de potencia

### LADO DE CORRIENTE CONTINUA

El lado de corriente continua está dividido en varios tramos distintos que se describen a continuación:

**TRAMO 1: RAMALES:** Nos referimos al cableado que une los módulos entre sí formando cadenas de 12 módulos fotovoltaicos. Tenemos 2 cadenas de 12 módulos cada uno, que irán a una caja de conexión del generador (CCG). El cableado que se usará en este tramo será el tipo **P-SUN 2.0 - 0,6/1 kV de 4 mm<sup>2</sup>**, que soporta intensidades de 46 A (ver Tabla 2-2), tanto para el positivo como el negativo, especial para instalaciones solares fotovoltaicas interiores o exteriores. Se elige esta sección porque los cables que unen las placas solares en serie también son de 4 mm<sup>2</sup>.

**TRAMO 2: CCG - INVERSOR:** Este es el cableado que va desde la caja de conexión del generador (CCG) hasta el inversor. En total serán dos cables (1 positivo y 1 negativo) del tipo **P-SUN 2.0 - 0,6/1 kV de 6 mm<sup>2</sup>**, que soporta intensidades de 59 A (ver Tabla 2-2).

La sección del cable del tramo 2 se ha elegido según el **criterio de intensidad máxima admisible**:

Se ha cogido la intensidad en el punto de máxima potencia PMP de cada ramal, que según el fabricante es de 8,28 A.

Tras ello, se multiplica por los 2 ramales para saber la intensidad que sale de cada CCG, quedando  $2 \cdot 8,28 = 16,56 \text{ A}$ .

Ahora se debe aumentar esta intensidad un 25 % según indica el punto 5 de la ICT-BT 40 (Instalaciones generadoras de baja tensión) del REBT:  $1,25 \cdot 16,56 = 20,7 \text{ A}$ .

Al estar expuesto al sol (instalación a la intemperie), hay que dividir entre 0,9, según las indicaciones del fabricante:  $20,7/0,9 = 23 \text{ A}$  (Ver Tabla 2-2).

De acuerdo con la norma UNE 60364-5-52 hay que dividir entre 0,91 (ver Tabla 2-3; P-Sun 2.0 Aislamiento XLPE), ya que el fabricante del cable P-Sun 2.0 da las intensidades admisibles al aire a 40 °C (Ver Tabla 2-2);  $23/0,91 = 25,27 \text{ A}$ .

## CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

### DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximado)

Número de conductores x sección mm <sup>2</sup>	Diámetro del conductor mm	Diámetro exterior del cable (valor máximo) mm	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20°C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Caida de Tensión V/A km (corriente continua)
1x1,5	1,6	4,7	31	13,7	25	26,5
1x2,5	1,9	5,2	43	8,21	34	15,92
1x4	2,4	5,7	58	5,09	46	9,96
1x6	2,9	6,4	79	3,39	59	6,74
1x10	3,9	7,8	120	1,95	82	4
1x16	5,4	9,0	175	1,24	110	2,51
1x25	6,4	10,2	265	0,795	140	1,59
1x35	7,5	11,9	360	0,565	174	1,15
1x50	9	13,3	485	0,393	210	0,85
1x70	10,8	15,6	690	0,277	269	0,59
1 x 95	12,6	16,8	875	0,210	327	0,42
1 x 120	14,3	19,4	1100	0,164	380	0,34
1 x 150	15,9	21,1	1420	0,132	438	0,27
1 x 185	17,5	23,5	1655	0,108	500	0,22
1 x 240	20,5	26,3	2200	0,087	590	0,17

(1) Instalación monofásica en bandeja al aire (40 °C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.  
 → XLPE2 con instalación tipo F → columna 13 (Al)

Tabla 2-2. Características técnicas del cable tipo P-Sun 2.0

Tabla B.52.14 – Factores de corrección para temperaturas ambiente diferentes de 30 °C a aplicar a los valores de las corrientes admisibles para cables en el aire

Temperatura ambiente °C	Aislamiento			
	PVC	XLPE y EPR	Mineral <sup>2</sup>	
			Cubierta de PVC o cable desnudo y accesible 70 °C	Cable desnudo e inaccesible 105 °C
10	1,22	1,15	1,26	1,14
15	1,17	1,12	1,20	1,11
20	1,12	1,08	1,14	1,07
25	1,06	1,04	1,07	1,04
30	1,00	1,00	1,00	1,00
35	0,94	0,96	0,93	0,96
40	0,87	0,91	0,85	0,92
45	0,79	0,87	0,78	0,88
50	0,71	0,82	0,67	0,84

Tabla 2-3. Coeficiente para temperaturas diferentes al estándar

Para el tramo 2, aplicando los factores anteriores, según el criterio de intensidad máxima admisible, tenemos una intensidad máxima de:

$$I_{MÁX,TRAMO\ 2} \geq I_{MÁX,ADM\ TRAMO\ 2} = 2 \cdot \frac{1,25 \cdot 8,28}{0,9 \cdot 0,91} = 25,27\ A$$

Por lo tanto, vemos que el cable de 2.5 mm<sup>2</sup> de sección es suficiente para cumplir el criterio de intensidades máximas admisibles en régimen permanente. Sin embargo, cogéramos un cable de sección de 4 mm<sup>2</sup> (sección del tramo 1), ya que no es conveniente reducir la sección en un tramo que percibirá mayor paso de intensidad. Aun así, se cogirá un cable de mayor sección ya que producirá menos pérdidas y por lo tanto a largo plazo es más rentable. Por eso elegimos un cable de 6 mm<sup>2</sup> (**P-SUN 2.0 - 0,6/1 kV de 6 mm<sup>2</sup>**).

Se puede demostrar que, a largo plazo, un cable de mayor sección sale más rentable. Para ello, haremos una comparativa entre los cables de 4 mm<sup>2</sup> (el que cumple los criterios técnicos) y uno de 6 mm<sup>2</sup>. El ahorro producido en cuanto a pérdida de potencia puede calcularse de la siguiente manera:

Se estima que desde la caja de conexión al generador hasta el inversor en la cubierta de la vivienda hay unos 2.5 metros de cable, que se multiplican por 2 al haber dos líneas de entrada. No hay que multiplicar de nuevo por 2 (los 2.5 metros son sólo ida), ya que el término de resistencia por unidad de longitud está calculado para que solo tenga que considerarse el conductor de ida.

Por lo tanto, la potencia máxima perdida en el cable de menor sección es de:

$$P_{p\acute{e}rdidas,4} = R \cdot I^2 = r_{20} \cdot (1 + \alpha_{cu} \cdot \Delta T) \cdot L \cdot I^2$$

$$P_{p\acute{e}rdidas,4} = 5.09 \cdot (1 + 3.9 \cdot 10^{-3} \cdot (70 - 20)) \cdot 0.0025 \cdot 2 \cdot 23^2 = 16.08 \text{ W}$$

Y en el de 6 mm<sup>2</sup>:

$$P_{p\acute{e}rdidas,6} = 3.39 \cdot (1 + 3.9 \cdot 10^{-3} \cdot (70 - 20)) \cdot 0.0025 \cdot 2 \cdot 23^2 = 10.715 \text{ W}$$

La diferencia de pérdida de potencia es considerable:

$$\Delta E = 16.08 - 10.715 = 5.365 \text{ W}$$

Que supone el 0,0876 % de la potencia pico del generador. Comparándola con las pérdidas globales de toda la instalación, que son del orden de 0.5 % (Ver Tabla 2-8), suponen un ahorro considerable, ya que aumentarían las pérdidas de la instalación en el lado de corriente continua en un 15 % si se eligiese el cable de menor sección.

Tras conocer la sección de los cables en la zona de corriente continua, podremos ahora saber las caídas de tensiones que se producirán, así como las pérdidas de potencia que habrá en el lado de continua del generador fotovoltaico.

Se va a considerar, para el tramo de corriente continua, una caída de tensión máxima del 1 % para la intensidad nominal. A continuación, aplicamos el **criterio de caída de tensión** para el tramo de continua, para ver si la sección del cable calculada por el criterio de intensidad máxima admisible lo cumple.

Para ello, calculamos la tensión del sistema al salir los cables de la caja de conexiones del generador:

$$U = 12 \cdot U_{PMP} = 12 \cdot 30.8 = 369.6 \text{ V}$$

Con lo cual nuestra caída de tensión máxima en la parte de corriente continua es de:

$$e_{\max} = 0.01 \cdot 369.6 = 3.696 \text{ V}$$

Para que se cumpla el **criterio de caída de tensión**:

$$e < e_{\max}$$

Sabemos por los datos del cable que la caída de tensión en el cable, por amperio y kilómetro es de:

$$\varepsilon_4 = 9.96 \text{ V/A} \cdot \text{km}$$

$$\varepsilon_6 = 6.74 \text{ V/A} \cdot \text{km}$$

Con esto ya podemos calcular las caídas de tensión en los dos tramos diferenciados de corriente continua. Por tanto, tenemos una caída de tensión en el tramo 1 de (se considera la longitud del cable del tramo 1 de corriente continua de unos 15.5 metros por ramal):

$$e_4 = \varepsilon_4 \cdot I_1 \cdot L_1$$

$$e_4 = 9.96 \cdot 8.28 \cdot 0.0155 = 1.278 \text{ V}$$

Por lo tanto, la caída de tensión en el tramo 2 es de (se considera que desde la CCG al inversor hay unos 2.5 metros de cable):

$$e_6 = 6.74 \cdot (2 \cdot 8.28) \cdot 0.0025 = 0.279 \text{ V}$$

Se aprecia que la caída de tensión calculada no supera la caída de tensión límite establecida, luego se cumple el criterio de caída de tensión para la zona de corriente continua.

$$e_4 + e_6 < e_{\max} = 3.696 \text{ V}$$

En cuanto a las pérdidas de potencia, usaremos la siguiente expresión:

$$\Delta P_{CC} (W) = R \cdot I_{PMP}^2$$

Donde  $I_{PMP}$  es la intensidad en el punto de máxima potencia.

Para el tramo de ramales la potencia perdida será de (se considera la longitud del cable del tramo 1 de corriente continua de unos 15.5 metros por ramal; se multiplica por los 2 ramales):

$$\begin{aligned} \Delta P_{CC, TRAMO1} (W) &= R \cdot I_{PMP}^2 = 5.09 \cdot (1 + 3.9 \cdot 10^{-3} \cdot (70 - 20)) \cdot 0.0155 \cdot 2 \cdot 8.28^2 \\ &= 12.926 \text{ W} = 0.211\% \text{ de la potencia de la instalación} \end{aligned}$$

Para el tramo desde la caja de conexión del generador a la entrada del inversor, la potencia perdida será de (se considera que desde la CCG al inversor hay unos 2.5 metros de cable; se multiplica por dos al haber dos líneas de entrada):

$$\begin{aligned}\Delta P_{CC,TRAMO2}(W) &= R \cdot I_{PMP}^2 = 3.39 \cdot (1 + 3.9 \cdot 10^{-3} \cdot (70 - 20)) \cdot 0.0025 \cdot 2 \cdot 16.56^2 \\ &= 5.55 W = 0.0907\% \text{ de la potencia de la instalación}\end{aligned}$$

Lo que produce una pérdida total en la zona de corriente continua del 0,302 % de la potencia pico del generador fotovoltaico.

### LADO DE CORRIENTE ALTERNA

Las pérdidas en el lado de corriente alterna se producirán en dos tramos bien diferenciados:

TRAMO 1: Es la parte del cableado que va desde el inversor y su entrada correspondiente en el Cuadro General de Corriente Alterna y entre este último y el módulo de contadores y el cuadro general de protección, que estará situado junto a la vivienda, en una zona de libre y permanente acceso.

TRAMO 2: Es la parte del cableado que sale del edificio para conectarse al centro de transformación más cercano, donde se encontrará el cuadro de protecciones de la compañía. Para ello la línea que sale del cuadro de protecciones se conectará directamente a la línea eléctrica de la empresa distribuidora que pasa enterrada junto a la vivienda, por la vía pública, y que llega al centro de transformación. Esto es posible ya que se cumplen los requisitos impuestos por el Capítulo VIII 'Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a las redes de distribución en baja tensión' de la normativa de Endesa. Este tramo es en el que se producirán más pérdidas, ya que es el que tiene mayor longitud de cable (unos 160 metros separan la vivienda del CT más cercano).

Para el tramo 1 de corriente alterna se instalarán 3 cables unipolares de aislamiento XLPE, que aguanta temperaturas de servicio de hasta 90 °C, y el neutro.

Para la elección de la sección del conductor nos apoyaremos en el catálogo Prysmian de cables y accesorios para baja tensión para instalaciones eléctricas interiores o receptoras. El tramo 1 será del tipo: Cables unipolares en conductos o en conductos perfilados enterrados:

TABLA 52-B2: MODOS DE INSTALACIÓN E INSTALACIONES "TIPO" (Continuación)

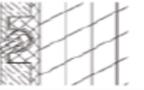
Ref.	Modos de instalación	Descripción	Tipo
56		Cables unipolares o multipolares en canalizaciones abiertas o ventiladas de recorrido horizontal o vertical.	B1
57		Cables unipolares o multipolares empotrados directamente en las paredes de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...) de resistividad inferior a 2 K·m/W <u>sin</u> protección contra los daños mecánicos complementaria.	C
58		Cables unipolares o multipolares empotrados directamente en las paredes de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...) de resistividad inferior a 2 K·m/W <u>con</u> protección contra los daños mecánicos complementaria.	C
59		Conductores aislados o cables unipolares en conductos empotrados en una pared de mampostería (ladrillo, hormigón, yeso...).	B1
60		Cables multiconductores en conductos empotrados en una pared de mampostería.	B2
70		Cable multiconductor en conductos o en conductos perfilados enterrados.	D
71		Cables unipolares en conductos o en conductos perfilados enterrados.	D

Tabla 2-5. Ejemplos de instalaciones de cables eléctricos en baja tensión para calcular las intensidades máximas admisibles según norma IEC 60364

Para calcular la intensidad nos apoyaremos en la siguiente fórmula:

$$P = \sqrt{3} \cdot V \cdot I \cdot \cos \varphi$$

Sabiendo que, en el punto de máxima potencia, la instalación vierte a la red una potencia de 6,12 kWp, con una tensión de línea de 400 V y un factor de potencia unidad, podemos saber la intensidad de salida del inversor:

$$I = \frac{6120}{\sqrt{3} \cdot 400} = 8.833 \text{ A}$$

Como vemos en la tabla anterior, para el tramo de cable que va desde la salida del inversor hasta la caja general de protección, la norma nos dice que tenemos que usar el método D para obtener las intensidades admisibles según la sección del cable.

Apoyándonos en la tabla A.52-1 del catálogo anterior, y aplicando el **criterio de intensidad máxima admisible**:

$$I_{MÁX} \geq 1.25 \cdot I_{MÁX,ADM} = 1.25 \cdot 8.833 = 11.041 \text{ A}$$

**TABLA A.52-1 bis:**  
**INTENSIDADES ADMISIBLES EN AMPERIOS ALAIRE (40 °C)**

Método de instalación tipo según tabla 52-B2		Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento												
A1		PVC3 70 °C	PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
A2		PVC3 70 °C	PVC2 70 °C			XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C							
B1						PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C			XLPE2 90 °C		
B2						PVC3 70 °C	PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C			XLPE2 90 °C		
C							PVC3 70 °C		XLPE3 90 °C			PVC2 70 °C	XLPE2 90 °C	
D*		VER SIGUIENTE TABLA												
E							PVC3 70 °C		PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C		XLPE2 90 °C	
F								PVC3 70 °C		PVC2 70 °C		XLPE3 90 °C	XLPE2 90 °C	
		mm²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Cobre	1.5	11	11.5	13	13.5	15	15	16	16.5	19	20	21	24	25
	2.5	15	16	17.5	18.5	21	22	22	23	26	26.5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	260	280	301	314	348	380
	150	177	188	205	236	260	278	299	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	401	435	468	490	552	590
300	259	285	317	349	396	423	467	467	516	547	640	674	713	
Aluminio	2.5	11.5	12	13.5	14	16	17	18	18	20	20	22	25	-
	4	15	16	18.5	19	22	24	24	24	26.5	27.5	29	35	-
	6	20	21	24	25	28	30	31	32	36	38	40	45	-
	10	27	28	32	34	38	42	42	46	50	53	61	71	-
	16	36	38	42	46	51	56	57	63	66	70	83	83	82
	25	46	50	54	61	64	71	72	78	84	88	94	105	105
	35	-	61	67	75	78	88	89	97	104	109	117	130	130
	50	-	73	80	90	96	106	108	118	127	133	145	160	160
	70	-	-	-	116	122	136	139	151	162	170	187	206	206
	95	-	-	-	140	148	167	169	183	197	207	230	251	251
	120	-	-	-	162	171	193	196.5	213	228	239	269	293	293
	150	-	-	-	187	197	223	227	246	264	277	312	338	338
	185	-	-	-	212	225	256	259	281	301	316	359	389	389
	240	-	-	-	248	265	300	306	332	355	372	429	461	461
	300	-	-	-	285	313	343	383	400	429	462	494	558	558

**NOTAS:** con fondo naranja, figuran los valores que no se aplican en ningún caso. Los cables de aluminio no son termoplásticos (PVC2 o PVC3), ni suelen tener secciones inferiores a 16 (estos valores no son necesarios).  
Los valores en cursiva no figuran en la tabla original. Han sido calculados con los criterios de la propia norma UNE 20460-5-523

*Método D	Sección mm²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
Cobre	PVC2	20,5	27,5	36	44	59	76	98	118	140	173	205	233	264	296	342	387
	PVC3	17	22,5	29	37	49	63	81	97	115	143	170	192	218	245	282	319
	XLPE2	24,5	32,5	42	53	70	91	116	140	166	204	241	275	311	348	402	455
Aluminio	XLPE3	21	27,5	35	44	58	75	96	117	138	170	202	230	260	291	336	380
	XLPE2						70	89	107	126	156	185	211	239	267	309	349

Tabla 2-5. Corrientes admisibles, en amperios, para diferentes tipos de instalaciones

Como vemos en la tabla, el cable más pequeño que cumple con las especificaciones es el de sección 1.5 mm<sup>2</sup>. Pero como al inversor entran cables de sección hasta 6 mm<sup>2</sup>, que hará que disminuyan las pérdidas y haya menos sobrecalentamiento del cable, se elegirá para este tramo **tres cables unipolares con aislamiento XLPE de cobre de 6 mm<sup>2</sup>**, que cumplirá con la norma anterior.

Para el tramo 2, es necesario consultar la norma de la distribuidora, ya que será ésta la que luego explote y controle esta línea. La normativa de ENDESA dice que los conductores deberán ser, en el caso de redes subterráneas de baja tensión, de aluminio de sección 95, 150 o 240 mm<sup>2</sup>, con neutro de sección 50, 95 y 150 mm<sup>2</sup> respectivamente.

Conductor	Intensidad máxima admisible a 25 °C		Intensidad 40 °C	Resistencia Ω/km	Reactancia Ω/km
	Enterrado	Bajo tubo	Al aire	a 25 °C	a 25 °C
3x1x95+1x50 Al	260	208	220	0,32	0,08
3x1x150+1x95 Al	330	264	300	0,21	0,08
3x1x240+1x150 Al	430	344	420	0,13	0,08

Tabla 2-6. Intensidades máximas admisibles en servicio permanente para los cables de aluminio de secciones permitidas por ENDESA para las conexiones a la red de distribución

Por lo tanto, elegiremos para el tramo 2 el conductor de menor sección permitido, **tres cables**

**unipolares con aislamiento XLPE de aluminio de 95 mm<sup>2</sup> con neutro de 50 mm<sup>2</sup>**, que cumplirá sin problemas la intensidad que circulará por el cable trifásico.

Por lo tanto, ya podemos calcular las caídas de tensión y las pérdidas de potencia en el lado de corriente alterna del generador fotovoltaico.

Ahora comprobamos si para las secciones elegidas para ambos tramos se cumple **el criterio de caída de tensión**:

$$\Delta U \leq \Delta U_{MÁX}$$

Para las caídas de tensión en la corriente alterna usaremos la siguiente fórmula:

$$\Delta U = (R + X \cdot \tan \varphi) \cdot \frac{P}{U}$$

Para el tramo 1 la resistencia por metro de cable, a su temperatura de operación (90 °C) tiene un valor de:

$$r_{90} = \frac{\rho_{90}}{S} = \frac{0.023}{6} = 3.833 \cdot 10^{-3} \Omega/m$$

El tramo 1 tendrá una longitud bastante reducida en comparación con el tramo 2, ya que del inversor al Cuadro General de Corriente Alterna y entre este último y el módulo de contadores y el cuadro general de protección existirán, como mucho, 15 metros de cable, ya que estos equipos se dispondrán lo más cerca posible unos de otros. Por lo tanto, la resistencia del cable será de:

$$R_{90;TRAMO1} = r_{90} \cdot L = 3.833 \cdot 10^{-3} \cdot 15 = 0.0575 \Omega$$

En cuanto a la reactancia, no será necesario calcularla, ya que la salida del inversor garantiza un factor de potencia unidad. Luego la caída de tensión en el primer tramo será de:

$$\Delta U_{tramo1} = 0.0575 \cdot \frac{6120}{400} = 0.88 V$$

Para el tramo 2 se actuará de la misma forma:

$$r_{90} = \frac{\rho_{90}}{S} = \frac{0.036}{95} = 3.79 \cdot 10^{-4} \Omega/m$$

El tramo 2 será más largo que el tramo 1, ya que va desde el CGP hasta el centro de transformación más cercano, el cual está a unos 160 metros de la vivienda:

$$R_{90;TRAMO2} = r_{90} \cdot L = 3.79 \cdot 10^{-4} \cdot 160 = 0.06064 \Omega$$

Por lo tanto, la caída de tensión en el tramo 2 de la parte de corriente alterna es de:

$$\Delta U_{\text{tramo2}} = 0.06064 \cdot \frac{6120}{400} = 0.927 \text{ V}$$

Siendo la caída total de tensión de 1.807 V. El límite de caída de tensión es de 6 V (1,5 % de la tensión nominal: 400 V; ITC-BT-40; punto 5). Por lo tanto, se cumple el criterio de caída de tensión.

En cuanto a las pérdidas de potencia tenemos:

$$\begin{aligned} \Delta P_{CA,TRAMO1} (W) &= \sqrt{3} \cdot R \cdot I^2 = \sqrt{3} \cdot 0.0575 \cdot 8.833^2 = 7.77 \text{ W} \\ &= 0.125\% \text{ de la potencia de la instalación} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta P_{CA,TRAMO2} (W) &= \sqrt{3} \cdot R \cdot I^2 = \sqrt{3} \cdot 0.06064 \cdot 8.833^2 = 8.19 \text{ W} \\ &= 0.134\% \text{ de la potencia de la instalación} \end{aligned}$$

### RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

En la siguiente tabla, se resumen el total de pérdidas de la instalación, tanto en el lado de corriente continua como en el de corriente alterna:

TRAMO	CC/CA	POTENCIA PERDIDA (régimen nominal)	% DE LA POTENCIA DE LA INSTALACIÓN
TRAMO 1	CC	12.926 W	0,211%
TRAMO 2	CC	5.550 W	0,091 %
TRAMO 1	CA	7.770 W	0,125 %
TRAMO 2	CA	8.190 W	0.134%
<b>TOTAL</b>		<b>34.436 W</b>	<b>0.561%</b>

Tabla 2-7. Resumen de pérdidas totales de potencia de la instalación

### 1.2.3 Elección de las protecciones de corriente continua

Para dimensionar las protecciones será necesario averiguar la tensión e intensidad a la que van a estar sometidos los diferentes elementos de protección. En el caso de la intensidad, será la correspondiente a cada caso: según si es ramal o grupo. En el caso de la tensión, la tensión nominal de la protección debe ser mayor que la tensión nominal de la instalación. En nuestro caso, sabemos que la tensión nominal de nuestra instalación es de:

$$U_{n,CC} = 12 \cdot U_{PMP} = 12 \cdot 30.8 = 369.6 \text{ V}$$

Por lo tanto, se elegirán protecciones de 500 V de tensión nominal para la zona de corriente continua.

#### 1.2.4 Protecciones de ramal

Como ya se vio en el apartado 1.2.1 anterior, la intensidad máxima que podría circular por cada ramal va a ser de 9,05 A. Con lo cual se elegirá un **fusible de corriente continua de 10 A de tensión nominal 500 V DC** para cada ramal, en total 2 (se pondrán 4, dos por cada ramal uno en el lado positivo y otro en el negativo).

#### 1.2.5 Protecciones de la caja de conexiones del generador

La caja de conexiones del generador, que permite el conexionado en paralelo de los ramales fotovoltaicos, están constituidos con protecciones tanto en la parte de entrada del cableado como en la parte de salida. La caja elegida es la **STC2 25 A de AMB Greenpower**. Se componen de fusibles de continua de 16 A en las 2 entradas disponibles, y en la salida de un seccionador de hasta 1000 Vdc y 25 A. Todo esto montado en caja de doble aislamiento con tapa transparente. También tiene un protector contra sobretensiones de continua de hasta 1000 Vdc, sin contacto auxiliar.

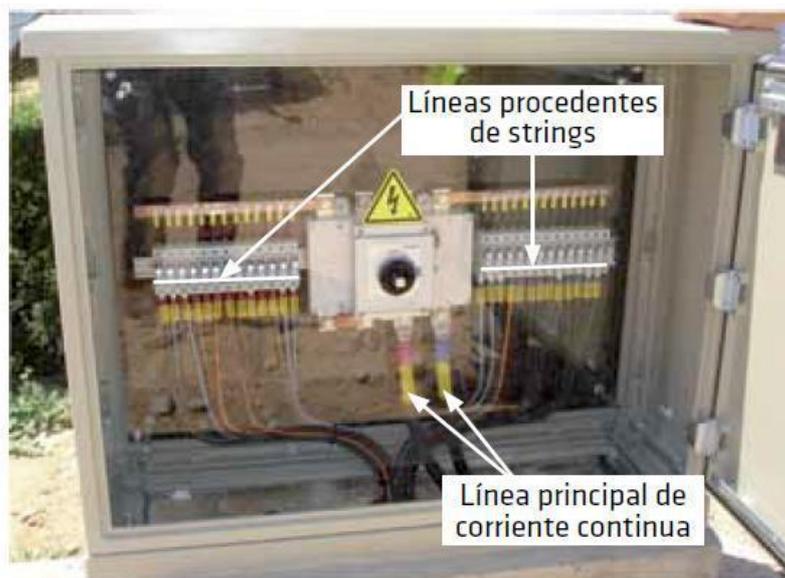


Figura 2-3. Caja de conexiones del generador

#### 1.2.6 Protecciones de grupo

En nuestra instalación tenemos 1 grupo de 2 ramales cada uno. Este grupo va desde la salida de la caja de conexiones del generador hasta la entrada del inversor. Estará protegido, tanto en la salida de la caja de conexión del generador como a la entrada del inversor, por un **interruptor tetrapolar S-804 PV**, en total 4 interruptores. También contará con **protecciones de sobretensión**, acoplado al interruptor anterior, tanto a la salida de la CCG como a la entrada del

inversor, en combinación con los interruptores, una por cada línea de entrada al inversor. Para averiguar qué interruptor escoger según su corriente nominal simplemente:

$$I_{CC,GRUPO}(T_{max}) = 2 \cdot I_{CC,RAMAL}(T_{max}) = 2 \cdot 9.05 = 18.1 \text{ A}$$

Por lo tanto, se escogerán los **interruptores tetrapolares S-804 PV de 20 A de intensidad nominal**.

Por lo tanto, tendremos 2 bloques de interruptores como estos (1 a la salida de la CCG y otro a la entrada del inversor):

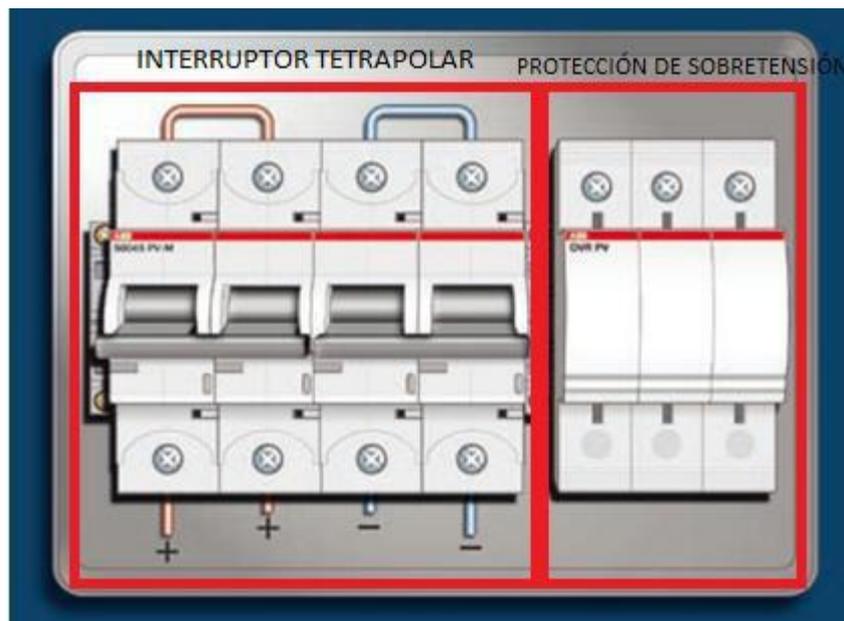


Figura 2-4. Protecciones de grupo a la salida de la CCG y en la entrada del inversor

### 1.2.7 Protección general de corriente alterna

Como ya se calculó anteriormente, vimos que la intensidad en la parte de corriente alterna en el punto de máxima potencia es de 8.833 A. Luego las protecciones existentes tanto en el cuadro general de corriente alterna como en el cuadro general de protección tendrán las siguientes características:

- $I_{NOM} = 10 \text{ A}$
- $U_{NOM} = 400 \text{ V}$

Justo a la salida del inversor, se pondrá una protección contra sobretensiones. Las protecciones restantes irán ubicadas a la salida de la instalación fotovoltaica, lo más cerca posible de la acometida. En el cuadro general de corriente alterna o cuadro de salida se colocarán tanto un interruptor magnetotérmico como uno automático diferencial. Todos estos elementos deben

estar accesibles en todo momento para la empresa distribuidora. En este mismo cuadro se instalará el contador trifásico multifunción. Tras el cuadro de salida, se colocará la caja general de protección, con 3 fusibles para cada fase de circuito de 10 A de intensidad nominal. (Ver plano CUADRO DE SALIDA).



Figura 2-5. Caja general de protección con sus tres portafusibles

### 1.2.8 Medida de la energía:

Como se ha visto en la memoria descriptiva, es necesaria la instalación de un contador estático trifásico multifunción con aplicación bidireccional, reactiva y cambio automático de tarifa. Los elementos para la medida de la energía neta producida por la instalación fotovoltaica estarán ubicados en el “módulo de salida”. Este módulo se instalará a la salida de la instalación fotovoltaica, lo más cerca posible de la acometida y se encontrará debidamente identificado. No estará dotado de fusibles. Es por ello que se elige el contador: **CIRWATT B 410D**, que cumple con las características necesarias, y además mide intensidades del rango de los 100 A. Este contador irá integrado en el cuadro de salida de la instalación (ver plano CUADRO DE SALIDA).



Figura 2-6. Contador trifásico  
**CIRWATT B 410D**



# **PLIEGO DE CONDICIONES**



---

# Índice

---

<b>1</b>	<b>Objeto</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Definiciones</b>	<b>6</b>
	<i>2.1 Radiación Solar</i>	<i>6</i>
	<i>2.2 Instalación</i>	<i>6</i>
	<i>2.3 Módulos</i>	<i>6</i>
<b>3</b>	<b>Diseño</b>	<b>8</b>
	<i>3.1 Diseño del generador fotovoltaico</i>	<i>8</i>
	3.1.1 Generalidades	8
	3.1.2 Orientación, inclinación y sombras	8
	3.1.3 Diseño del sistema de monitorización	8
<b>4</b>	<b>Componentes y materiales</b>	<b>10</b>
	<i>4.1 Generalidades</i>	<i>10</i>
	<i>4.2 Sistemas generadores fotovoltaicos</i>	<i>10</i>
	<i>4.3 Estructuras soporte</i>	<i>11</i>
	<i>4.4 Inversor</i>	<i>12</i>
	<i>4.5 Cableado</i>	<i>13</i>
	<i>4.6 Conexión a red</i>	<i>13</i>
	<i>4.7 Medidas</i>	<i>13</i>
	<i>4.8 Protecciones</i>	<i>13</i>
	<i>4.9 Puesta a tierra</i>	<i>13</i>
	<i>4.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética</i>	<i>14</i>
<b>5</b>	<b>Recepción y pruebas</b>	<b>15</b>



# 1 OBJETO

---

Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

Se valorará la calidad final de la instalación en cuanto a su rendimiento, producción e integración. El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se extiende a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

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

## 2 DEFINICIONES

### 2.1 Radiación Solar

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

### 2.2 Instalación

- Instalaciones fotovoltaicas: Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.
- Instalaciones fotovoltaicas interconectadas: Aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.
- Línea y punto de conexión y medida: La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.
- Interruptor automático de la interconexión: Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.
- Interruptor general: Dispositivo de seguridad y maniobra que permite separar la instalación fotovoltaica de la red de la empresa distribuidora.
- Generador fotovoltaico: Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.
- Rama fotovoltaica: Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.
- Inversor: Convertidor de tensión y corriente continua en tensión y corriente alterna.
- Potencia nominal del generador: Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.
- Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal: Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

### 2.3 Módulos

- Célula solar o fotovoltaica: Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

- Célula de tecnología equivalente (CTE): Célula solar encapsulada de forma independiente, cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman la instalación.
- Módulo o panel fotovoltaico: Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas como único bloque, entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.
- Condiciones Estándar de Medida (CEM ó STC en inglés): Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

Irradiancia solar: 1000 W/m<sup>2</sup>

Distribución espectral: AM 1,5 G

Temperatura de célula: 25 °C

- Potencia pico: Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.
- TONC: Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup> con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

## 3 DISEÑO

### 3.1 Diseño del generador fotovoltaico

#### 3.1.1 Generalidades

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

En aquellos casos excepcionales en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos.

En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

#### 3.1.2 Orientación, inclinación y sombras

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la Tabla 4-1. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

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

Tabla 4-1: Pérdidas admitidas

En todos los casos deberán evaluarse las pérdidas por orientación e inclinación del generador y sombras.

#### 3.1.3 Diseño del sistema de monitorización

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

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

- Temperatura de los módulos en integración arquitectónica y, siempre que sea posible, en potencias mayores de 5 kW.

Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants - Document A”, Report EUR16338 EN. El sistema de monitorización será fácilmente accesible para el usuario.

## 4 COMPONENTES Y MATERIALES

### 4.1 Generalidades

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

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

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

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

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

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

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

### 4.2 Sistemas generadores fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar certificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

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

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

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

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

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del  $\pm 10\%$  de los correspondientes valores nominales de catálogo.

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

Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

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

### 4.3 Estructura soporte

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En caso contrario se deberá incluir en la Memoria de Solicitud y de Diseño o Proyecto un apartado justificativo de los puntos objeto de incumplimiento. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por el CTE y demás normas aplicables.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Documento Básico de Seguridad Estructural, en lo que se refiere a Acciones en la Edificación (DB-SE AE: Acciones en la Edificación), del CTE.

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

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

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

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

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

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos. En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias del código Técnico de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (terracea) como integrados sobre tejado. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la norma correspondiente del CTE para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, será de aplicación el Documento Básico de Seguridad Estructural en lo referente a Acero (DB-SE A: Acero) para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

## 4.4 Inversor

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

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

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

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

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

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

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

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

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

Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.

El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.

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

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

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

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

#### **4.5 Cableado**

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

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123-5.

#### **4.6 Conexión a Red**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en la normativa vigente en lo que se refiere a conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

#### **4.7 Medidas**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en la normativa sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

#### **4.8 Protecciones**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en la normativa sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

#### **4.9 Puesta a tierra**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en la normativa vigente sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

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

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

#### **4.10 Armónicos y compatibilidad electromagnética**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en la normativa vigente sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

## 5 RECEPCIÓN Y PRUEBAS

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

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

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

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.

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

- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

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

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de mínimo 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.

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



# **ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD**



# Índice

---

<b>1</b>	<b>Antecedentes</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Definiciones</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>Plan de seguridad y salud en el trabajo</b>	<b>8</b>
<b>4</b>	<b>Obligaciones de los contratistas y subcontratistas</b>	<b>9</b>
<b>5</b>	<b>Obligaciones de los trabajadores autónomos</b>	<b>10</b>
<b>6</b>	<b>Libro de incidencias</b>	<b>11</b>
<b>7</b>	<b>Paralización de los trabajos</b>	<b>12</b>
<b>8</b>	<b>Principios generales aplicables durante la ejecución de la obra</b>	<b>13</b>
<b>9</b>	<b>Evaluación de riesgos</b>	<b>14</b>
<b>10</b>	<b>Normas de seguridad</b>	<b>15</b>
<b>11</b>	<b>Medicina preventiva y primeros auxilios</b>	<b>19</b>
<b>12</b>	<b>Conclusiones</b>	<b>20</b>

# 1 ANTECEDENTES

---

Para la realización de la instalación de las placas solares fotovoltaicas sobre la cubierta de una vivienda unifamiliar, deben establecerse unas condiciones mínimas de seguridad y de salud en su construcción. Es por ello que se redacta el presente ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD para la obra descrita en este proyecto.

## 2 DEFINICIONES

Según el artículo 2 del Real Decreto 1627/1997, del 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y de salud en las obras de construcción, en todo lo que afecte a esta obra se entenderá por:

a) **Trabajos con riesgos especiales:** Trabajos cuya realización exponga a los trabajadores a riesgos de especial gravedad para su seguridad y salud, tales como los que pueden darse en esta obra:

- Caída de altura de objetos
- Caída de operarios a distinto nivel
- Proximidad de fuentes de alta y baja tensión que pudieran causar electrocución.
- Etc

b) **Promotor:** Cualquier persona física o jurídica por cuenta de la cual se realice una obra.

c) **Proyectista:** El autor o autores, por encargo del promotor, de la totalidad o parte del proyecto de la obra.

d) **Coordinador en materia de seguridad y de salud durante la fase del proyecto de obra:** El técnico competente designado por el promotor para coordinar durante la fase del proyecto de obra, la aplicación de los principios generales de prevención en materia de seguridad y salud que a continuación mencionaremos. Serán sus misiones las siguientes:

1.- De conformidad con la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, aplicar los principios generales de prevención en materia de seguridad y de salud previstos en su artículo 15, y en particular:

- a) Al tomar las decisiones constructivas, técnicas y de organización con el fin de planificar los distintos trabajos o fases de trabajo que se desarrollarán simultánea o sucesivamente.
- b) Al estimar la duración requerida para la ejecución de estos distintos trabajos o fases del trabajo.

2.- Tener en cuenta cualquier estudio de seguridad y salud o estudio básico, así como las previsiones e informaciones útiles a que se refieren el apartado 6 del artículo 5 y el apartado 3 del artículo 6 del mencionado Real Decreto 1627/1997, del 24 de octubre.

3.- Coordinar la aplicación de los dispuesto en los apartados anteriores.

e) **Coordinador en materia de seguridad y de salud durante la ejecución de la obra:** el técnico competente integrado en la dirección facultativa, designado por el promotor para llevar a cabo las siguientes tareas:

1.- Coordinar la aplicación de los principios generales de prevención y de seguridad:

- a) Al tomar las decisiones técnicas y de organización con el fin de planificar los distintos trabajos o fases de trabajo que vayan a desarrollarse simultánea o sucesivamente.
- b) Al estimar la duración requerida para la ejecución de estos distintos trabajos o fases de trabajo.

2.- Coordinar las actividades de la obra para garantizar que los contratistas y los trabajadores autónomos apliquen de manera coherente y responsable los principios de la acción preventiva que se recogen en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales durante la ejecución de la obra y, en particular, en las tareas o actividades que mencionaremos en el siguiente apartado del presente documento.

3.- Aprobar el plan de seguridad y salud elaborado por el contratista y, en su caso, las modificaciones introducidas en el mismo. La Dirección Facultativa asumirá esta función cuando no fuera necesaria la designación de coordinador.

4.- Organizar la coordinación de actividades empresariales prevista en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.

5.- Coordinar las acciones y funciones de control de la aplicación correcta de los métodos de trabajo.

6.- Adoptar las medidas necesarias para que solo las personas autorizadas puedan acceder a la obra. La dirección facultativa asumirá esta función cuando no fuera necesaria la designación de coordinador.

f) **Dirección facultativa:** El técnico o técnicos competentes designados por el promotor, encargado de la dirección y del control de la ejecución de la obra.

g) **Contratista:** La persona física o jurídica que asume contractualmente ante el promotor con medios propios o ajenos, el compromiso de ejecutar la totalidad o parte de las obras con sujeción al proyecto y al contrato.

h) **Subcontratista.** La persona física o jurídica que asume contractualmente ante el contratista, empresario principal, el compromiso de realizar determinadas partes o instalaciones de la obra, con sujeción al proyecto por el que se rige su ejecución.

i) **Trabajador autónomo:** La persona física distinta del contratista, que realiza de forma personal directa una actividad profesional, sin sujeción a un contrato de trabajo, y que asume contractualmente ante el promotor, el contratista o el subcontratista el compromiso de realizar determinadas partes o instalaciones de la obra.

Cuando el trabajador autónomo emplee en la obra a trabajadores por cuenta ajena tendrá la consideración de contratista o subcontratista.

El contratista y el subcontratista tendrán la consideración de empresario los efectos previstos en la normativa sobre prevención de riesgos laborales.

Cuando el promotor contrate directamente trabajadores autónomos para la realización de la obra o de determinados trabajos de la misma, tendrá la consideración de contratista respecto de aquellos.

# 3 PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

---

1.- Cada contratista elaborará un plan de seguridad y salud en el trabajo en donde se analicen, estudien y complementen las previsiones contenidas en el presente estudio básico en función de su propio sistema de ejecución de la obra. En dicho plan se incluirán, en su caso, las propuestas de medidas alternativas de prevención que el contratista proponga con la correspondiente justificación técnica, que no podrán implicar disminución de los niveles de protección previstos en el presente estudio básico.

2.- El plan de seguridad y salud deberá ser aprobado antes del inicio de la obra, por el coordinador en materia de seguridad y de salud durante la ejecución de la obra. Cuando no sea necesaria la designación de coordinador, las funciones que se atribuyen en los párrafos anteriores serán asumidas por la dirección facultativa.

3.- El plan de seguridad y salud en el trabajo es el instrumento básico de ordenación de las actividades de identificación y, en su caso, evaluación de riesgos y planificación de la actividad preventiva en relación con los puestos de trabajo en obra.

4.- El plan de seguridad y salud podrá ser modificado por el contratista en función del proceso de ejecución de la obra, de la evolución de los trabajos y de las posibles incidencias o modificaciones que puedan surgir a lo largo de la obra, pero siempre con la aprobación expresa en los términos del apartado 2. Quienes intervengan en la ejecución de la obra, así como las personas u órganos con responsabilidades en materia de prevención en las empresas intervinientes en la misma y los representantes de los trabajadores, podrán presentar, por escrito y de forma razonada, las sugerencias y alternativas que estimen oportunas. A tal efecto, el plan de seguridad y salud estará en la obra a disposición permanente de los mismos.

5.- El plan de seguridad y salud estará en la obra a disposición permanente de la dirección facultativa.

## 4 OBLIGACIONES DE LOS CONTRATISTAS Y SUBCONTRATISTAS

---

1.- Los contratistas y subcontratistas estarán obligados a:

a) Aplicar los principios de la acción preventiva que se recogen en el artículo 15 de la ley de Prevención de Riesgos Laborales, en particular al desarrollar las tareas o actividades de puesta en práctica de **los principios generales aplicables durante la ejecución de obra** contemplados en el Real Decreto 1627/1997.

b) Cumplir y hacer cumplir a su personal lo establecido en el plan de seguridad y salud.

c) Cumplir la normativa en materia de prevención de riesgos laborales, teniendo en cuenta, en su caso, las obligaciones sobre coordinación de actividades empresariales previstas en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, así como cumplir las disposiciones mínimas establecidas en el anexo IV por el Real Decreto 1627/1997 durante la ejecución de la obra.

d) Informar y proporcionar las instrucciones adecuadas a los trabajadores autónomos sobre todas las medidas que hayan de adoptarse en lo que se refiere a su seguridad y salud en obra

e) Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y de salud durante la ejecución de la obra o, en su caso, de la dirección facultativa.

2.- Los contratistas y subcontratistas serán responsables de la ejecución correcta de las medidas preventivas fijadas en el plan de seguridad y salud en lo relativo a las obligaciones que les correspondan a ellos directamente o, en su caso, a los trabajadores autónomos por ellos contratados. Además, los contratistas y subcontratistas responderán solidariamente de las consecuencias que se deriven del incumplimiento de las medidas previstas en el plan, en los términos del apartado 2 del artículo 42 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales

3.- Las responsabilidades de los coordinadores de la dirección facultativa y del promotor no eximirán de sus responsabilidades a los contratistas y a los subcontratistas.

## 5 OBLIGACIONES DE LOS TRABAJADORES AUTÓNOMOS

---

1. Los trabajadores autónomos están obligados a:

a) Aplicar los principios de la acción preventiva que se recogen en el artículo 15 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, en particular al desarrollar las tareas o actividades de puesta en práctica de los **principios generales aplicables durante la ejecución de obra**.

b) Cumplir las disposiciones mínimas de seguridad establecidas por el Real decreto 1627/1997 más las establecidas en el presente estudio básico de seguridad.

c) Cumplir las obligaciones en materia de prevención de riesgos que establece para los trabajadores el artículo 29, apartados 1 y 2, de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales.

d) Ajustar su actuación en la obra conforme a los deberes de coordinación de actividades empresariales establecidos en el artículo 24 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, participando en particular en cualquier medida de actuación coordinada que se hubiera establecido.

e) Utilizar equipos de trabajo que se ajusten a lo dispuesto en el Real Decreto 1215/1997, de 8 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.

f) Elegir y utilizar equipos de protección individual en los términos previstos en el Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

g) Atender las indicaciones y cumplir las instrucciones del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o, en su caso, de la dirección facultativa.

2. Los trabajadores autónomos deberán cumplir lo establecido en el plan de seguridad y salud.

## 6 LIBRO DE INCIDENCIAS

---

1. Con fines de control y seguimiento del plan de seguridad y salud existirá en la oficina de obra un libro de incidencias que constará con hojas por duplicado, habilitado al efecto. Este libro será facilitado por el Colegio Profesional del colegiado que firma este estudio básico de seguridad y salud.
  
2. El libro de incidencias estará siempre en obra en poder del coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o, cuando no fuera necesaria la designación de coordinador, en poder de la dirección facultativa. A dicho libro tendrán acceso:
  - La dirección facultativa
  - Los contratistas
  - Los subcontratistas
  - Los trabajadores autónomos
  - Las personas u órganos con responsabilidad en materia de prevención en las empresas intervinientes en la obra.
  - Los representantes de los trabajadores
  - Los técnicos de los órganos especializados en materia de seguridad y salud en el trabajo de las Administraciones públicas competentes.
  
3. Efectuada una anotación en el libro de incidencias, el coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o, cuando no sea necesaria la designación de coordinador, la dirección facultativa, estarán obligados a remitir, en el plazo de 24 horas, una copia a la inspección de Trabajo y Seguridad Social de la provincia en la que se realiza la obra. Igualmente deberán notificar las anotaciones en el libro al contratista afectado y a los representantes de los trabajadores de éste

## 7 PARALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS

---

1. Sin perjuicio de lo previsto en los apartados 2 y 3 del artículo 21 y en el artículo 44 de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, cuando el coordinador de seguridad y salud durante la ejecución de la obra o cualquier otra persona integrada en la dirección facultativa observase incumplimiento de las medidas de seguridad y salud, advertirá al contratista de ello, dejando constancia de tal incumplimiento en el libro de incidencias, y quedando facultado para, en circunstancias de riesgo grave e inminente para la seguridad y la salud de los trabajadores, disponer la paralización de los trabajos o, en su caso, de la totalidad de la obra.
2. En el supuesto considerado en el apartado anterior, la persona que hubiera ordenado la paralización deberá dar cuenta a los efectos oportunos a la Inspección de Trabajo y Seguridad Social correspondiente, a los contratistas y, en su caso, a los subcontratistas afectados por la paralización, así como a los representantes de los trabajadores de éstos.

## 8 PRINCIPIOS GENERALES APLICABLES DURANTE LA EJECUCIÓN DE LA OBRA

---

De conformidad con la Ley de Prevención de Riesgos Laborales, los principios de la acción preventiva que se recogen en su artículo 15 se aplicarán durante la ejecución de la obra y, en particular, en las siguientes tareas o actividades:

- a) El mantenimiento de la obra en buen estado de orden y limpieza.
- b) La elección del emplazamiento de los puestos y áreas de trabajo, teniendo en cuenta sus condiciones de acceso, y la determinación de las vías o zonas de desplazamiento o circulación.
- c) La manipulación de los distintos materiales y la utilización de los medios auxiliares.
- d) El mantenimiento, el control previo a la puesta en servicio y el control periódico de las instalaciones y dispositivos necesarios para la ejecución de la obra, con objeto de corregir los defectos que pudieran afectar a la seguridad y salud de los trabajadores.
- e) La delimitación y el acondicionamiento de las zonas de almacenamiento y depósito de los distintos materiales, en particular si se trata de materias o sustancias peligrosas.
- f) La recogida de los materiales peligrosos utilizados.
- g) El almacenamiento y la eliminación o evacuación de residuos y escombros.
- h) La adaptación, en función de la evolución de la obra, del periodo de tiempo efectivo que habrá de dedicarse a los distintos trabajos o fases de trabajo.
- i) La cooperación entre los distintos contratistas, subcontratistas y trabajadores autónomos.
- j) Las interacciones e incompatibilidades con cualquier otro tipo de trabajo o actividad que se realice en la obra o cerca del lugar de la obra.

## 9 EVALUACIÓN DE RIESGOS

---

Por las características de los trabajos desarrollados por esta empresa, el personal deberá tener presente las pautas a seguir para la prevención de riesgos en las siguientes actividades:

### A) Riesgos profesionales

- Caídas de distinto nivel.
- Caídas de materiales.
- Cortes, pinchazos y golpes con máquinas, herramientas y materiales.
- Caídas al mismo nivel.
- Proyección de partículas a los ojos.
- Ruidos intensos.
- Electrocuciiones.
- Incendios y explosiones.

### B) Riesgos de daños a terceros

- Caídas al mismo nivel.
- Caídas de objetos.
- Electrocuciiones

# 10 NORMAS DE SEGURIDAD

Se establecen de uso obligatorio las siguientes medidas de protección y normas para realizar los trabajos.

## A) Protecciones personales

### A.1) Protecciones de la cabeza:

- Cascos para todas las personas que participen en la obra, incluidos visitantes. Estos cascos irán marcados con las siglas **C.E.** indicando la función a que van destinados, así como el aislamiento eléctrico.
- Protecciones auditivas en zonas de alto nivel de ruido.
- Pantalla de protección para trabajos de soldadura eléctrica.
- Gafas contra proyección de partículas en trabajos con cortadora de disco o similar.

### A.2) Protecciones del cuerpo:

- Cinturones de seguridad para trabajos con riesgo de caída desde una altura de más de 3 metros.

### A.3) Protecciones de extremidades superiores:

- Guantes de cuero y anticorte para manejo de materiales y objetos.
- Guantes dieléctricos para trabajos en tensión. Estos serán homologados según la Norma Técnica reglamentaria MT-4. Cada guante deberá llevar en sitio visible un sello con la inscripción del Ministerio de Trabajo, fecha y clase.
- Las herramientas manuales para trabajos en baja tensión estarán homologadas según la norma técnica reglamentaria MT-26 sobre aislamiento de seguridad de las herramientas manuales para trabajos eléctricos en baja tensión.

### A.4) Protecciones de extremidades inferiores:

- Botas de seguridad de clase III homologadas.

## A) Protecciones colectivas:

Deberán tenerse en cuenta las interferencias con otros grupos de trabajo, sobre todo en lo referente a:

### 1) Maniobras con aparatos eléctricos de B.T. o A.T.:

Para realizar estos tipos de trabajos deben coordinarse con el responsable técnico de los mismos. Este responsable será el único que conceda permisos para cualquier tipo

de maniobra que se realice. Son de uso obligatorio elementos que señalicen la zona en que se realicen este tipo de trabajo.

2) Apertura de zanjas o socavones que deberán estar convenientemente balizadas.

### C) Trabajos en andamios:

Cuando los trabajos se realicen en andamios deberán tenerse presentes las siguientes normas:

1) La plataforma de trabajo tendrá siempre un ancho mínimo de 60 cm., y estará construida con tablas de 5 cm. de grueso como mínimo.

2) Los andamios con plataforma de trabajo a más de 2 metros de altura o con riesgo de caída de alturas superiores, tendrán el perímetro protegido con barandillas metálicas de 90 cm. de altura y rodapié de 15 cm. instalado en la vertical del extremo de la plataforma de trabajo, debiéndose sujetar el operario a un punto fijo del mismo mediante cinturón de seguridad.

3) La plataforma de trabajo en andamios, ya sea de madera o metálica, deberá ir perfectamente sujeta al resto de la estructura.

4) Todo andamio debe reposar en suelo firme y resistente. Queda **prohibido** utilizar cualquier otro elemento que no sea un pie de andamio regulable para la nivelación del mismo.

### D) Trabajos con escalera de mano:

Antes de utilizar una escalera de mano, el operario deberá comprobar que está en buen estado, retirándola en caso contrario, así como deberá observar las siguientes normas:

1) No se utilizarán nunca escaleras empalmadas, salvo que estén preparadas para ello.

2) Cuando se tenga que usar escaleras en las proximidades de instalaciones en tensión, su manejo será vigilado directamente por el jefe del trabajo, delimitando la zona de trabajo e indicando la prohibición de desplazar la escalera.

3) No se debe subir una carga de más de 30 Kg. sobre una escalera no reforzada.

4) Las escaleras de mano se deben apoyar en los largueros (nunca en los peldaños) y de modo que el pie quede retirado de la vertical del punto superior de apoyo, a una distancia equivalente a la cuarta parte de la altura.

5) Las usadas para el acceso a planos elevados, tendrán una longitud suficiente para rebasar en 1 metro el punto superior de apoyo y se sujetarán en la parte superior para evitar que basculen. El ascenso y descenso se hará dando de frente a la escalera.

6) Cuando no se empleen las escaleras, se deben guardar al abrigo del sol y de la lluvia. No deben dejarse nunca tumbadas en el suelo. **Se barnizarán, pero nunca se pintarán.**

### E) Trabajos en alturas:

Se deberán usar cinturones de seguridad en todo trabajo que por su elevada situación o cualquier otra causa, presenten peligro de caída de más de 3 metros.

El cinto de seguridad se debe sujetar en puntos fijos y resistentes, como pueden ser cuerdas sujetas a techos, horquillas metálicas o cualquier otro elemento estructural de la construcción.

Queda **prohibido** sujetar el cinto en máquinas o andamios.

El cinto debe estar siempre ajustado a la cintura y sujeto en puntos que deben estar preferentemente sobre el nivel de la cintura.

#### F) Herramientas eléctricas y lámparas portátiles:

Los útiles y herramientas eléctricas son equipos muy peligrosos dado el estrecho contacto que existe entre el hombre y la máquina y más teniendo en cuenta que los trabajos son realizados en las obras, en la mayoría de las ocasiones, sobre emplazamientos conductores.

La tensión de alimentación de las herramientas eléctricas portátiles de accionamiento manual no excederá de 250 V. con relación a tierra y serán de clase II o doble aislamiento.

Cuando estas herramientas se utilicen en lugares húmedos o conductores serán alimentadas a través de transformadores de separación de circuitos.

#### G) Trabajos con cortadora de discos:

Cuando se usen estas máquinas, se deberá comprobar que la protección del disco se encuentra instalada cubriendo como mínimo 1 cm. de su parte superior.

Queda terminantemente **prohibido** usar la cortadora radial sin protección o con discos no diseñados para esa máquina. Siempre se deberá usar **gafas de protección** para evitar posibles impactos en los ojos.

#### H) Equipos de soldadura:

Queda **prohibida** toda operación de corte o soldadura en las proximidades de materias combustibles almacenadas, y en la de materiales susceptibles de desprender vapores o gases inflamables y explosivos, a no ser que se hayan tomado precauciones especiales.

Con carácter general en todos los trabajos se usarán guantes y gafas protectoras.

Los motores generadores, los rectificadores o los transformadores de las máquinas, y todas las partes conductoras estarán protegidas para evitar contactos accidentales, con partes en tensión, estando conectados los armazones a tierra.

Los cables conectores estarán aislados en el lado de abastecimiento, estando la superficie exterior de los mangos, así como de las pinzas, completamente aislada y provista de discos o pantallas para proteger las manos del calor de los arcos. En caso contrario se utilizarán guantes.

#### I) Lámparas eléctricas portátiles:

Estas lámparas deben responder a las normas UNE 20-417 y UNE 20-419 y estar provistas de una reja de protección para evitar choques y tendrán una tulipa estanca que garantice la protección contra proyecciones de agua. Serán de clase II y la tensión de utilización no será superior a 250 V, siendo como máximo de 245 voltios cuando se trabaje en lugares mojados o superficies conductoras, si no son alimentados por medio de transformadores de separación de circuitos.

### J) Trabajos con maniobras en aparatos de baja tensión:

No se procederá a ninguna maniobra sin el permiso del responsable de los trabajos. No se podrá trabajar con elementos en tensión sin la correspondiente protección personal (botas y guantes dieléctricos y pantallas protectoras).

Cuando se realicen trabajos sin tensión se aislarán las partes donde se desarrollen (mediante aparatos de seccionamiento) de cualquier posible alimentación. Únicamente se podrá comprobar la ausencia de tensión con verificadores de tensión. No se restablecerá el servicio hasta finalizar los trabajos, comprobando que no exista peligro alguno.

Cuando se realicen tendidos de cables provisionales, se tendrá en cuenta que no sean un riesgo de caídas o electrocuciones para terceros, para lo cual las partes en tensión deben quedar convenientemente **protegidas y señalizadas**.

### K) Trabajos con maniobras en equipos de alta tensión:

No se procederá a efectuar ninguna maniobra sin el permiso del responsable de los trabajos. El inicio y finalización de los trabajos debe ser comunicado, por escrito, al responsable de los trabajos.

Los trabajos en las instalaciones eléctricas deberán realizarse siempre sin tensión.

Se **prohíbe** realizar trabajos en las instalaciones de alta tensión, sin adoptar las siguientes precauciones:

1. Abrir con corte visible, todas las fuentes de tensión, mediante interruptores y seccionadores que aseguren la imposibilidad de su cierre intempestivo.
2. Enclavar o bloqueo, si es posible, los aparatos de corte.
3. Reconocer mediante equipo normalizado para ello la ausencia de tensión.
4. Poner a tierra y en cortocircuito todas las posibles fuentes de tensión.
5. Colocar las señales de seguridad adecuadas, delimitando la zona de trabajo.

Cuando se trabaje en celdas de protección, queda **prohibido** abrir o retirar los resguardos de protección de las celdas antes de dejar sin tensión a los conductores y aparatos contenidos en ellas. Se **prohíbe** dar tensión a los conductores y aparatos situados en una celda, sin cerrarla previamente con el resguardo de protección.

En la proximidad de instalaciones de alta tensión o en celdas de protección, **es obligatorio que el trabajo se haga por parejas de operarios**, con el fin de tener mejor vigilancia y más rápido auxilio en caso de accidente.

En cualquier caso, para cualquier trabajo a realizar en la obra las contratas se atenderán a lo dispuesto por el Real Decreto 1.627/1.997, de 24 de octubre, en su Anexo IV Parte B (Disposiciones mínimas específicas relativas a los puestos de trabajo en las obras en el interior de los locales), y Parte C (Disposiciones mínimas específicas relativas a los puestos de trabajo en las obras en el exterior de los locales).

# 11 MEDICINA PREVENTIVA Y PRIMEROS AUXILIOS

---

Las contratistas que trabajen en la obra dispondrán en la misma de un botiquín suficientemente equipado para el personal que tengan con materia medicinal básico listo siempre para su uso.

El personal de obra deberá estar informado de los diferentes Centros Médicos, Ambulatorios y Mutualidades Laborales donde deben trasladarse los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.

## 12 CONCLUSIONES

---

Considerando suficientes los datos que se aportan para su estudio por parte de los Organismos Oficiales y estando dispuestos a aclararlos o complementarlos, si la Administración del Estado lo estimara conveniente, se espera que este proyecto merezca servir para su construcción autorizándose la aprobación del mismo para su ejecución.

# **PRESUPUESTO**



---

# Índice

---

<b>1</b>	<b>Obra Civil</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Generador fotovoltaico</b>	<b>7</b>
<b>3</b>	<b>Canalizaciones DC</b>	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>Canalizaciones AC</b>	<b>11</b>
<b>5</b>	<b>Resumen Presupuesto</b>	<b>13</b>



## Presupuesto y mediciones

## CAPÍTULO 01 OBRA CIVIL

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
01.02	<b>Canalización Exterior</b>								
	Bandeja de rejilla metálica electrosoldada Rejiband de 1 m de ancho por 35 cm de alto. Se colocarán detrás de las estructuras soporte, para guiar el cable exterior de los ramales hasta la CCG.								
01.02.01	Longitud necesaria	1	20			20	20	8,70 €	174,00 €
	Canales 73 UNEX <sup>®</sup> U23X cerrados, un canal por línea de entrada (en este caso solo tenemos una línea de entrada al inversor), aptos para su uso en intemperie. Este canal guiará la línea de entrada de corriente continua por la cubierta desde la CCG hasta llegar al inversor. El cableado trifásico de corriente alterna que sale del inversor irá también en el interior de los canales UNEX <sup>®</sup> hasta la fachada lateral, donde posteriormente guiarán el cable por la fachada de la vivienda, hasta llegar al								
01.02.02	Longitud necesaria	1	13			13	13	5,95 €	77,35 €
01.03	<b>Conexión al Centro de Transformación</b>								
	Aquí se incluye la obra necesaria para la creación de la zanja para conectar el generador fotovoltaico a la red de distribución de la compañía eléctrica. Se considera un desbroce y limpieza superficial del terreno por medios mecánicos. Excavación en terrenos compactos, por medios mecánicos.								
	Metros cúbicos	1	4			4	4	16,80 €	67,20 €
	<b>Total Obra Civil</b>								<b>2.823,67 €</b>



## Presupuesto y mediciones

## CAPÍTULO 02 GENERADOR FV

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE	
02.01	<b>Placas Solares</b>  Instalación de los módulos solares fotovoltaicos sobre la estructura soporte. Las placas elegidas son del modelo SUNTECH STP255-20/Wd de 255 Wp. Potencia final instalada de 6100 Wp. Precio de la instalación del módulo ya incluida, al igual que el alquiler del andamiaje necesario para facilitar la instalación de los módulos sobre la cubierta.						24			
		24						239,38 €	5.745,12 €	
02.02	<b>Inversor</b>  Inversor SIRIO 6000P - Aros, instalado en el exterior. Incluido transporte e instalación por especialista. Incluye protecciones necesarias para este tipo de instalaciones integradas.						1			
		1						1.428,00 €	1.428,00 €	
02.03	<b>Protecciones CC</b>  Instalación de interruptores tetrapolares con descargador de tensiones. Se instalarán dos a la salida de la CCG (un par por cada línea de salida, en nuestro caso solo tenemos una), y otros dos antes de la entrada de las líneas en el inversor. Serán de la marca ABB S-804 PV de 20 A de intensidad nominal. Unidades						4			
		4								
02.04	<b>Protecciones AC</b>  La protección de la parte de corriente alterna es básicamente: 1º Un interruptor magnetotérmico omnipolar con intensidad de cortocircuito de 6 kA. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual. Asimismo, este interruptor deberá poder ser bloqueado por la empresa distribuidora en su posición de abierto, a fin de garantizar la desconexión de la instalación fotovoltaica en caso necesario. 2º Un interruptor automático diferencial para proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento. 3º Caja general de protección (C.G.P) con neutro seccionable con borne de puesta a tierra de 50 mm <sup>2</sup> . Unidades						1			
		1						579,34 €	579,34 €	
<b>Total Generado FV</b>										<b>8.821,66 €</b>



Presupuesto y mediciones

CAPÍTULO 03 INSTALACIÓN DC

CÓDIGO	RESUMEN	UDS	LONGITUD	ANCHURA	ALTURA	PARCIALES	CANTIDAD	PRECIO	IMPORTE
03.01	<b>Cableado Primer Tramo CC</b>  Cable P-Sun 2.0 especial para fotovoltaica de 4 mm2 de sección. Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores). Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos. Capaces de soportar tensiones de 1000 V en funcionamiento normal. Este cableado es usado para la conexión en serie de las placas solares, así como para conectar los ramales a la caja de conexiones del generador (CCG). Kilómetros	1	0,063			0,063	0,063	3.794,18 €	239,03 €
03.02	<b>Cableado Segundo Tramo CC</b>  Cable P-Sun 2.0 especial para fotovoltaica de 6 mm2 de sección. Especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores). Pueden ser instalados en bandejas, conductos y equipos. Es el cableado de corriente continua que sale de la caja de conexiones del generador y se conecta a la entrada del inversor. Kilómetros	1	0,005			0,005	0,005	4.117,23 €	20,59 €
03.03	<b>Caja de Conexiones del Generador</b>  Cuadro de protección series fotovoltaicas sin monitorización, hasta 2 entradas + con bases portafusibles y fusibles para continua de 16 A y 2 entradas - con protección de fusible. Salida con seccionador hasta 900 Vdc y 25 A (1000 Vdc de aislamiento), sin contacto auxiliar. Montado en caja de doble aislamiento con tapa transparente 380x380x225 mm, IP55. Entradas con prensaestopas M16 para entrada de cable de strings, de M20 para las salidas de tierra y del seccionador. Con protector contra sobretensiones de continua clase 2 hasta 1000 Vdc, sin contacto auxiliar. Completo, montado, y cableado. Según normas IEC.	1				1	1	228,00 €	228,00 €
							<b>Total Instalacion DC</b>		<b>487,62 €</b>







---

Presupuesto y mediciones

TOTAL PRESUPUESTO

OBRA CIVIL	2.823,67 €
GENERADOR FV	8.821,66 €
INSTALACIÓN DC	487,62 €
INSTALACIÓN AC	457,50 €

---

TOTAL

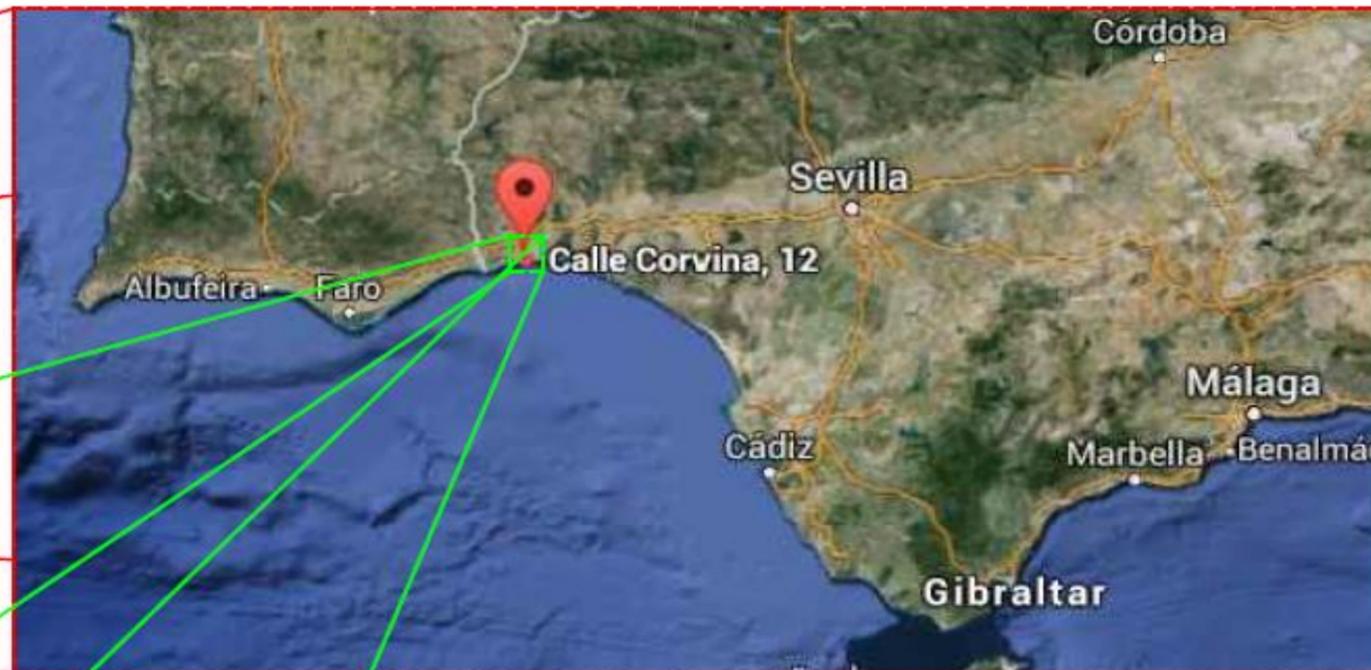
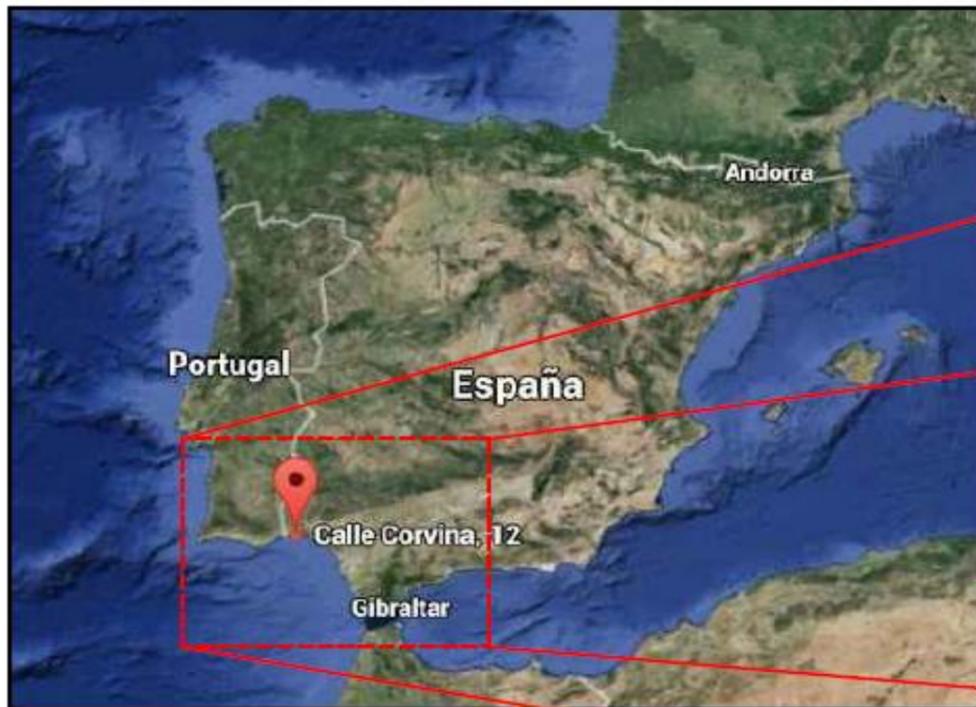
12.590,45 €



# **PLANOS**



ESPAÑA



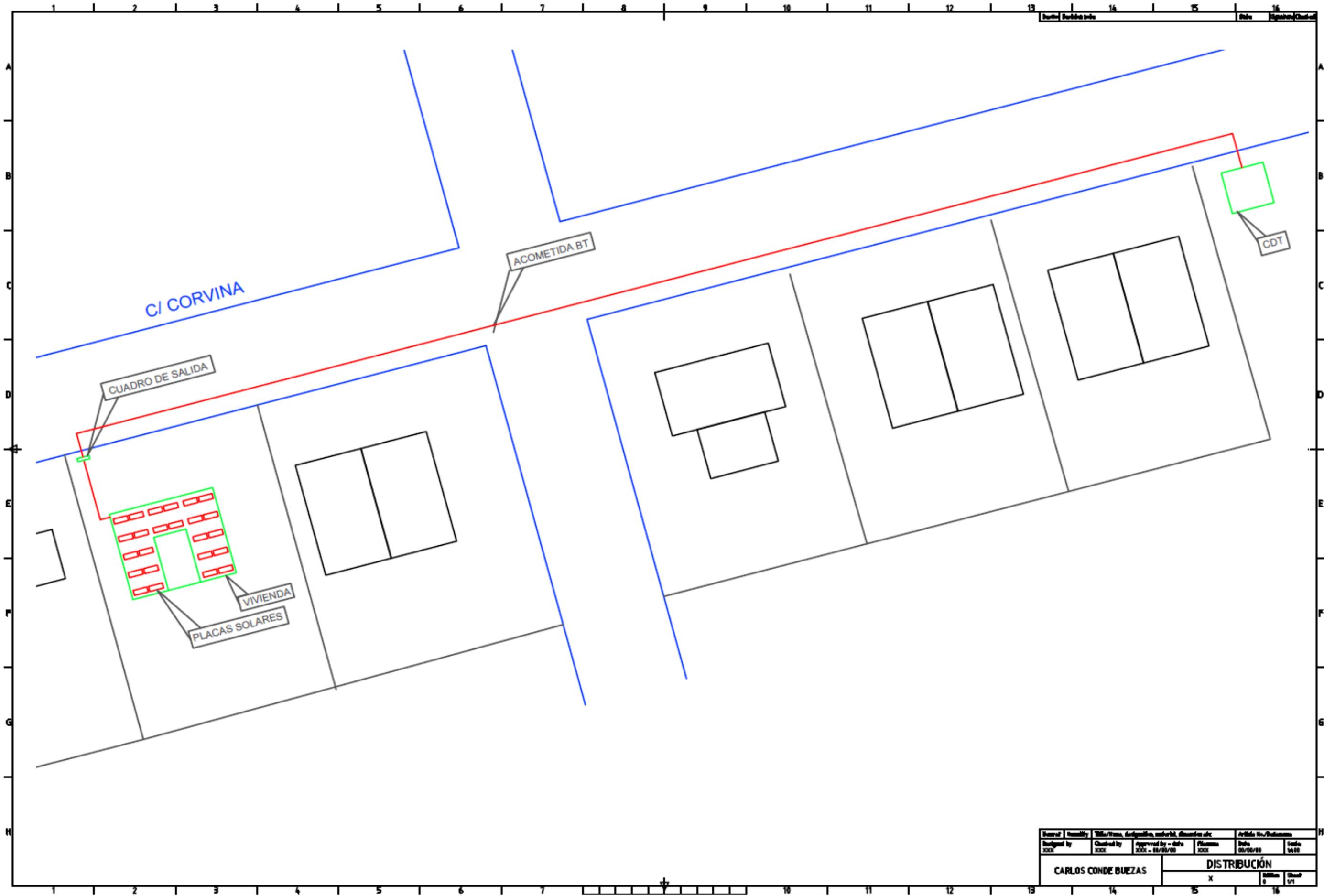
ANDALUCÍA



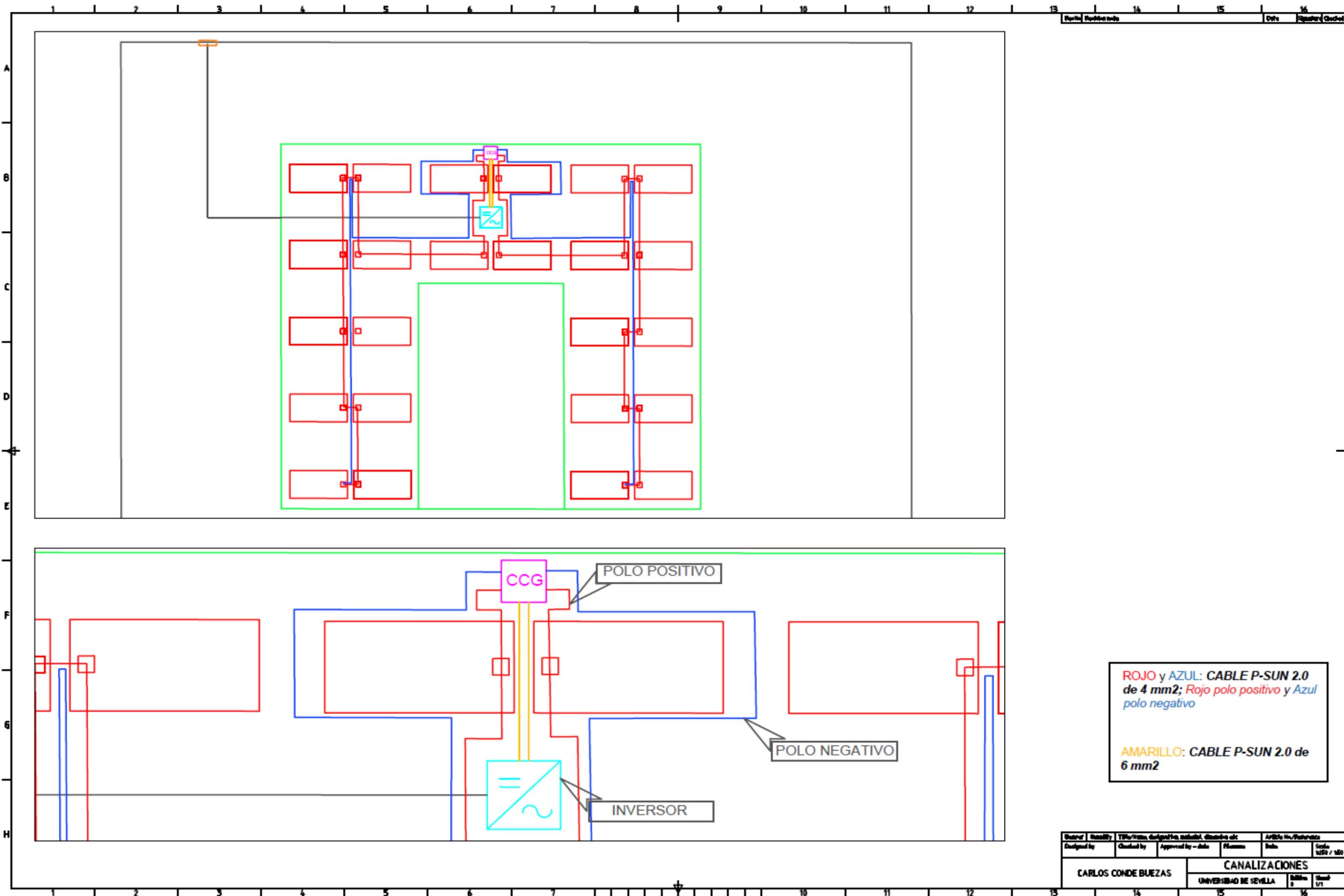
VIVIENDA UNIFAMILIAR (HUELVA)

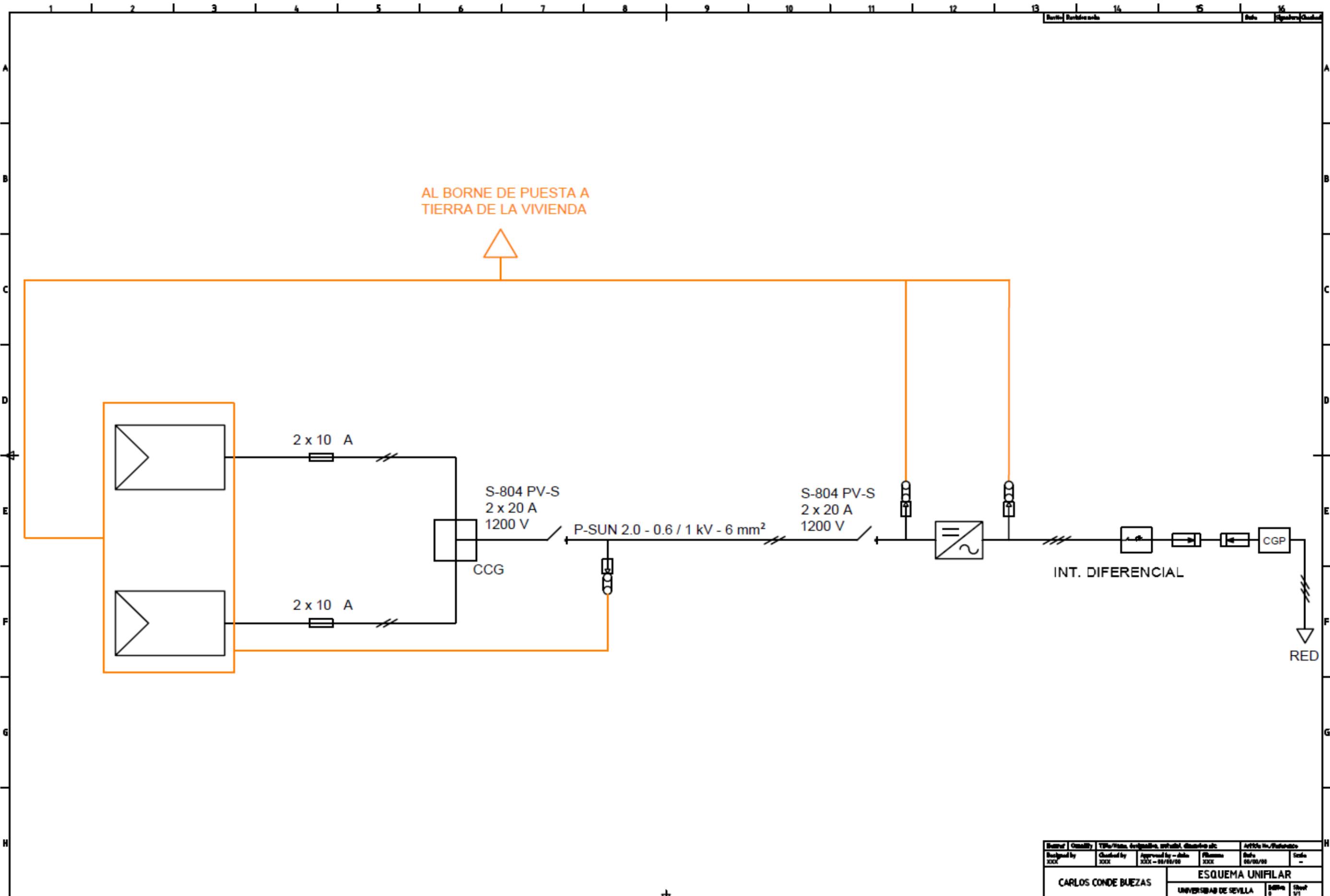
IMÁGENES PROPORCIONADAS POR GOOGLE MAPS

Elaborado	Creado	Revisado/Modificado	Fecha	Proyecto	Fecha	Escala
Carlos Conde Buezas	2007	2007	26/05/07			1:1
<b>SITUACIÓN</b>						
x						



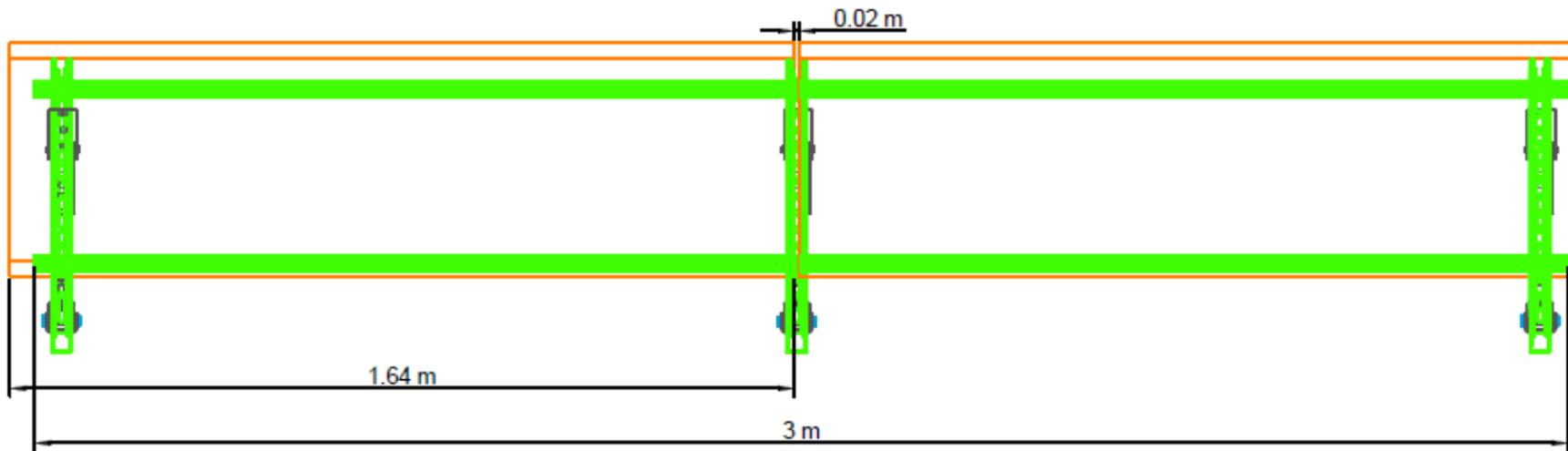
Nombre	Identidad	Título/Item, descripción, materia, disciplina etc.		Artículo No./Botonera	
Designed by	XXXX	Approved by - date	Plazas	Info	Cada
		XXXX - 08/05/00	XXXX	08/05/00	1410
CARLOS CONDE BUEZAS			DISTRIBUCIÓN		
			X	0	Sheet 01



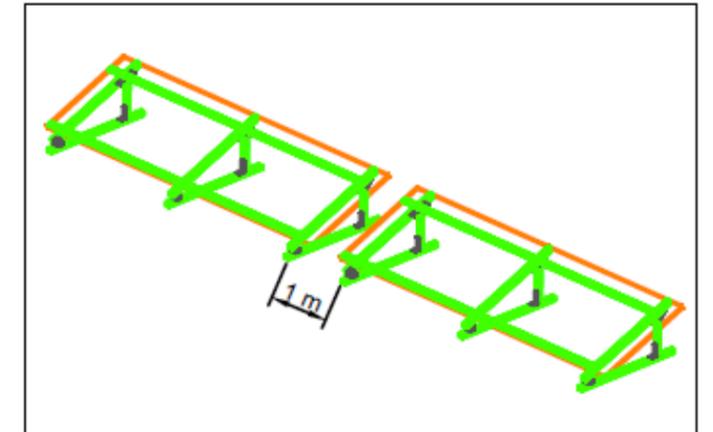


Autor / Calidad				Tipo/Nota, descripción, material, diámetro etc.		Fecha / Referencia	
Rediseñado by	Calificado by	Aprobado by - Fecha	Plumero	Fecha	Edición	Versión	
XXX	XXX	XXX - 08/08/00	XXX	08/08/00	-	-	
CARLOS CONDE BUEZAS				ESQUEMA UNIFILAR			
UNIVERSIDAD DE SEVILLA				Edición	Sheet		
				0	V1		

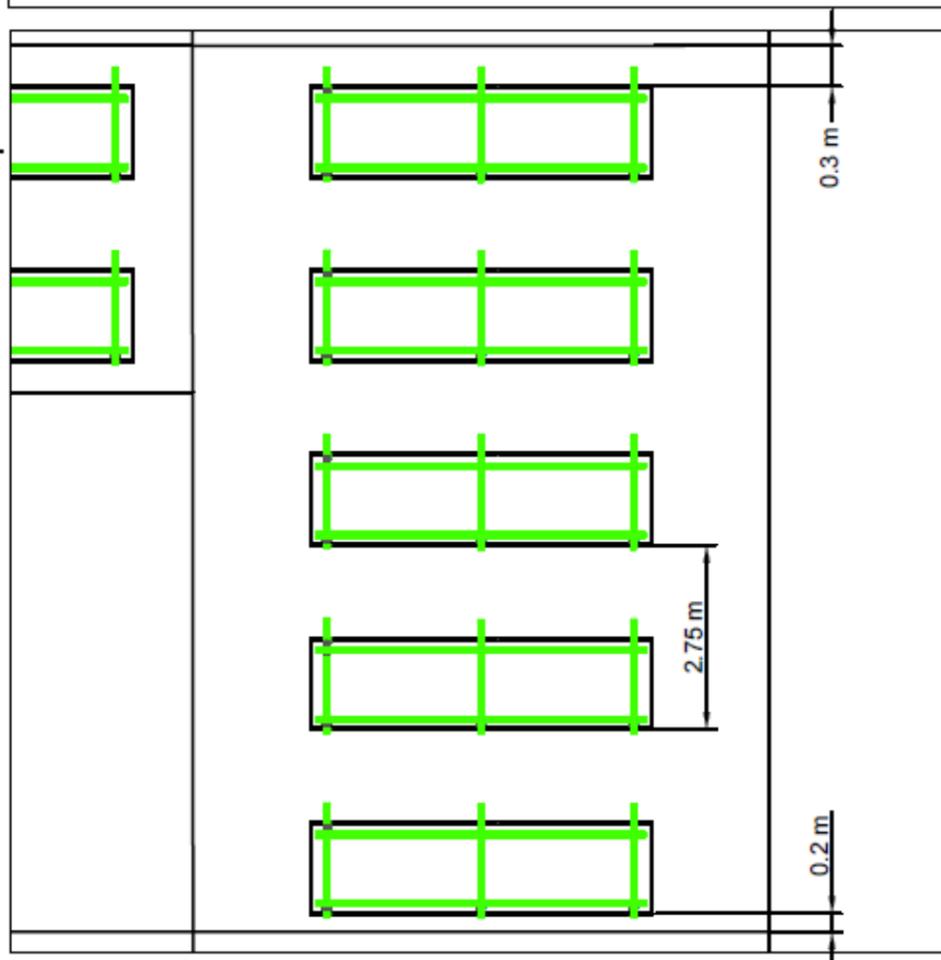
# ALZADO



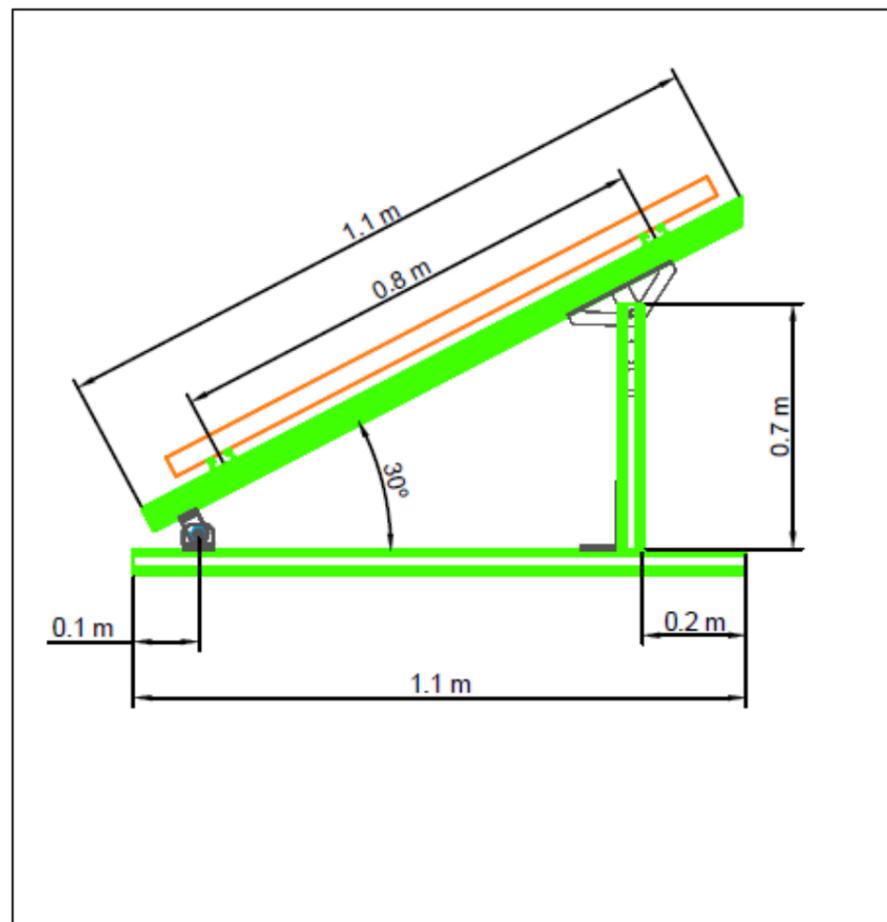
# DISTANCIA ENTRE ESTRUCTURAS



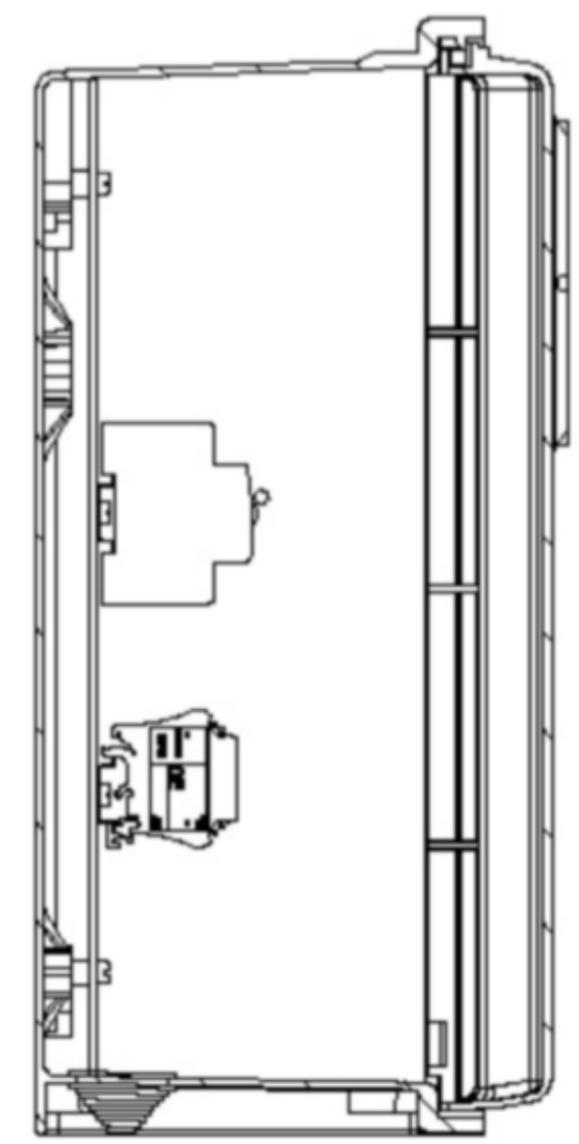
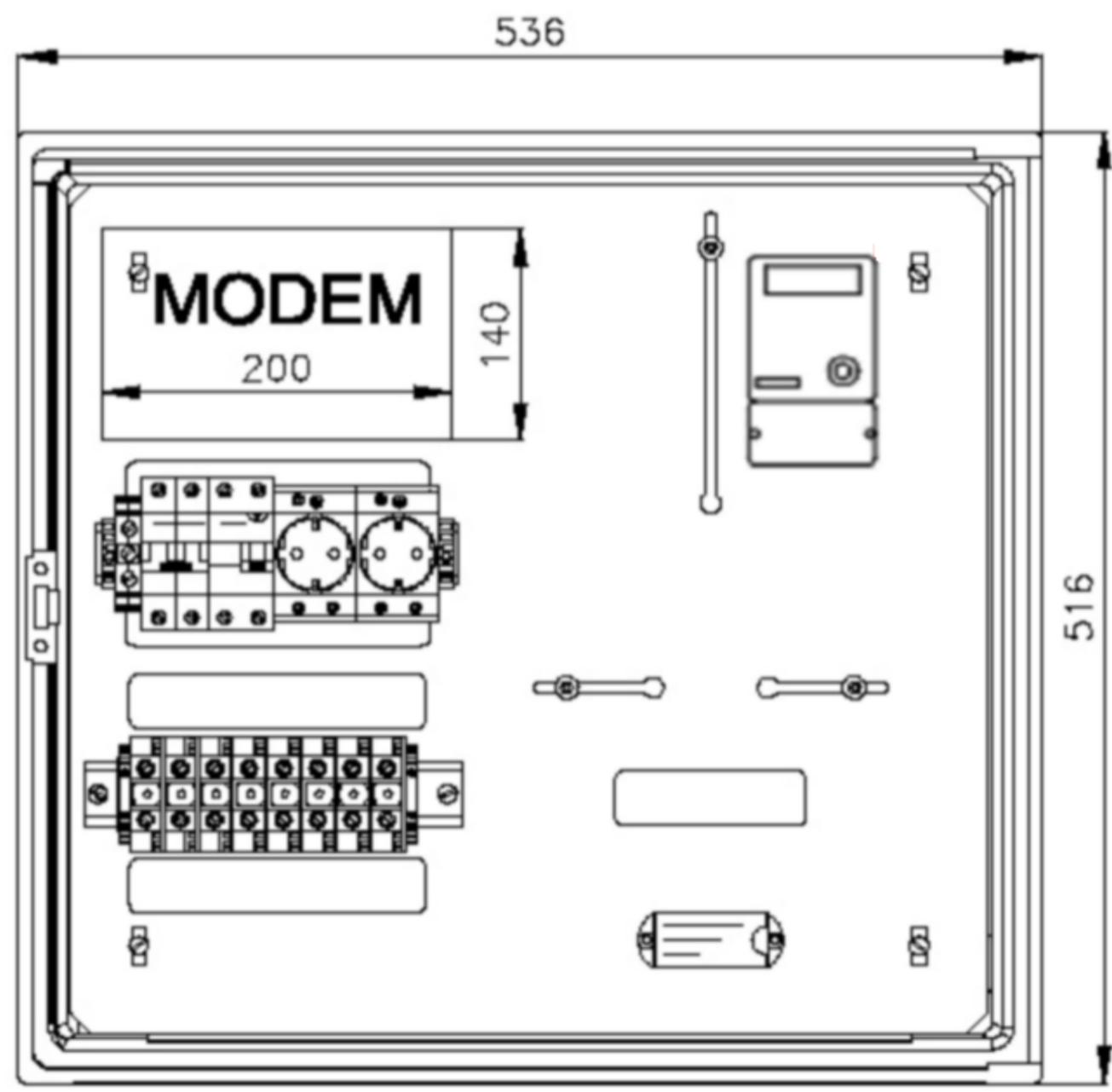
# PLANTA



# PERFIL



Desarrollado por	Revisado por	Título/Función, Departamento, Universidad, Dirección de obra	Fecha de Emisión	Escala
XXX	XXX	XXX - 16/10/00	XXX	1/1
CARLOS CONDE BUEZAS			ESTRUCTURA	
UNIVERSIDAD DE SEVILLA			Hoja 1/1	



Autor		Revisión		Fecha	
Diseñado por	Revisado por	Aprobado por - Fecha	Planta	Dibujo	Escala
CARLOS CONDE BUEZAS					
<b>CUADRO DE SALIDA</b>					
UNIVERSIDAD DE SEVILLA			Hoja	Total	
			2	17	



# **ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA**



# Índice

<b>1 Viabilidad Económica</b>	<b>1</b>
1.1 <i>Introducción</i>	4
1.2 <i>Proyecto tipo</i>	4
1.3 <i>Ingresos anuales de las instalaciones</i>	4
1.4 <i>Retribución a la inversión</i>	5
1.4.1 Valor neto del activo	5
1.4.2 Coeficiente de ajuste	6
<b>2 Estudio Económico</b>	<b>7</b>
2.1 <i>Tipo de proyecto</i>	7
2.2 <i>Características económicas del proyecto</i>	7
2.2.1 Características inmodificables:	7
2.2.2 Características revisables cada 6 años:	7
2.2.3 Características revisables cada 3 años:	7
2.2.4 Características revisables cada año:	8
2.3 <i>Supuesto económico</i>	8
2.3.1 Ingresos de la instalación:	14
2.3.2 Gastos de la instalación:	15
2.4 <i>Flujos de caja</i>	15

# 1 VIABILIDAD ECONÓMICA

## 1.1 Introducción

Este tipo de generadores de energía renovable necesitan de una ayuda estatal para que la realización del proyecto tenga una rentabilidad razonable, debido a que el coste de generación de energía es mucho mayor que de otros generadores de energía no renovable, como el gas o el petróleo. Además, ayudar a este tipo de generadores favorece a la disminución de emisión de gases y a disminuir la dependencia energética exterior

Es por ello que, en España, a principios del siglo XXI, se favoreció a la aparición de generadores fotovoltaicos en el territorio nacional, con una legislación favorable, como fueron el Real Decreto 436/2004 y el Real Decreto 661/2007, en el que se estipulaba una prima de 0,44 €/kWh inyectado a la red. Esto provocó una instalación solo en 2008 de 2708 MW.

A partir de ese año se establecieron sucesivas regulaciones para limitar la instalación de nuevas instalaciones fotovoltaicas, además de recortar las primas y retribuciones percibidas hasta un 30 % con carácter retroactivo en el año 2010, produciendo una gran crisis en el sector de la energía renovable, además de generar una inseguridad jurídica para la inversión extranjera. En enero de 2012, un nuevo Real Decreto suprime de forma indefinida las primas a las nuevas instalaciones de energía renovable, lo que supuso que las nuevas plantas fotovoltaicas no recibirían prima alguna, pero podían vender la energía a precio de mercado.

Tras la derogación de la antigua ley de prima o pago por energía producida, aparece el Real Decreto 9/2013, que instaura unas retribuciones a las energías renovables que dependen básicamente de la **potencia de la instalación**, y que es calculada a partir de un **proyecto tipo**. Esta nueva retribución por potencia instalada es aplicada tanto a las nuevas instalaciones como a las ya existentes. Y, por último, el 10 de octubre del año 2015, se establece el Real Decreto 900/2015, por el que se fijan las condiciones administrativas, técnicas y económicas para las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica definidas en el artículo 9 de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico.

## 1.2 Proyecto tipo

El proyecto tipo es la característica que definirá las retribuciones a recibir por la instalación. Cada proyecto tipo gozará de una rentabilidad razonable, que haga que a los inversores les interese instalar generadores de energía renovable. Esta rentabilidad, en un principio "girará" en torno a la cotización en el mercado secundario de la deuda pública a diez años (actualmente sobre el 1,5 %) más un 3 % adicional. Esta rentabilidad será revisable cada 6 años.

Los parámetros de los proyectos tipo son definidos por orden ministerial, siendo alguno de los parámetros: tipo de tecnología, potencia, antigüedad...

## 1.3 Ingresos anuales de las instalaciones

Los ingresos anuales de las instalaciones de energías renovables vienen definidos por la siguiente ecuación:

$$I = R_e + \text{Mercado} \pm V_{ajdm}$$

Donde:

- $R_e$ : Retribución específica (€)

- Mercado: Ingresos por venta de energía en el mercado mayorista (€)
- Vadjm: Ajuste de ingresos en el mercado mayorista (límites superior e inferior) (€)

La retribución específica, a su vez, se compone de las siguientes variables:

$$R_e = R_{inv} \cdot Potencia + R_o \cdot Energía (\text{€})$$

Donde:

- $R_{inv}$ : Retribución a la inversión del proyecto tipo correspondiente (€/MW).
- Potencia: Potencia nominal de la instalación, pero en nuestro caso, al ser una nueva instalación fotovoltaica, **se considera la potencia pico instalada**, según el artículo 3 del Real Decreto 413/2014. (MW)
- $R_o$ : Retribución a la operación, para las tecnologías que tengan costes estimados de operación superiores al precio estimado de mercado. En este proyecto, la tecnología fotovoltaica se considera que el precio de mercado supera los costes de explotación, por lo tanto, este término es cero para este proyecto (€/MWh)
- Energía: Energía neta generada y vertida a la red.

## 1.4 Retribución a la inversión

La retribución a la inversión es calculada usando la siguiente fórmula, la cual será revisable cada tres años:

$$R_{inv} = C \cdot VNA \cdot \frac{T \cdot (1 + T)^{VR}}{(1 + T)^{VR} - 1}$$

Donde:

- C: coeficiente de ajuste de la instalación tipo (sin unidades).
- VNA: valor neto activo del proyecto tipo (por unidad de potencia) (€/MW)
- VR: vida residual de la instalación: vida útil del proyecto menos los años completos transcurridos desde la puesta en servicio hasta el inicio del semiperiodo regulatorio (años).
- T: tasa de retribución al inicio de cada periodo regulatorio (se revisa cada seis años).

### 1.4.1 Valor neto del activo

El valor neto del activo viene definido por la siguiente fórmula:

$$VNA_j = VNA_{j-1} \cdot (1 + T_{j-1})^3 - \sum_{i=1}^3 (Ing_i - Cexp_i - Vadjm_i) \cdot (1 + T_{j-1})^{3-i}$$

Donde:

- $j$ : semiperiodo regulatorio para el que se efectúa el cálculo
- $VNA_{j-1}$ : valor neto del activo en el semiperiodo anterior (€/MW)
- $T_{j-1}$ : tasa de retribución del semiperiodo anterior
- $i$ : años del semiperiodo regulatorio anterior
- $Ing_i/Cexp_i$ : ingreso total/coste de explotación por unidad de potencia de la instalación tipo en el año  $i$  estimado en el semiperiodo anterior (€/MW).
- $Vadjm_i$ : ajuste de ingresos en el mercado mayorista realizado para el año  $i$  (€/MW)

#### 1.4.2 Coeficiente de ajuste

El coeficiente de ajuste vendrá dado por:

$$C = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{VR} \frac{(Ingfm_i - Cexpf_i)}{(1 + T)^i}}{VNA}$$

Donde:

- $Ingfm_i$ : estimación de ingreso futuro por venta en el mercado por unidad de potencia de la instalación tipo en el año  $i$ .
- $Cexpf_i$ : estimación del coste futuro de explotación por unidad de potencia de la instalación tipo en el año  $i$ .

Este término no puede ser mayor que uno, y es el más difícil de prever a largo plazo, ya que depende de la previsión de demanda y oferta futura.

En conclusión, la rentabilidad real de las instalaciones va a depender fuertemente de las características que definan su proyecto tipo. A continuación, se hará un estudio económico aplicando todas las ecuaciones vistas anteriormente para el cálculo de los ingresos, y con ello podremos determinar el VAN y la TIR del proyecto, que es en definitiva lo que definirá si el proyecto es viable económicamente o no.

## 2 ESTUDIO ECONÓMICO

### 2.1 Proyecto tipo del generador fotovoltaico

Para hacer el estudio de viabilidad económica, es necesario saber el tipo de instalación o tipo de proyecto al cual pertenece este generador fotovoltaico. Esto puede verse en el RD 413/2014 y en la orden ministerial BOE-A-2014-6495, donde se recogen los diferentes tipos de energía renovables y proyectos tipo.

Tras consultar la orden ministerial citada anteriormente, vemos que este proyecto queda enmarcado en el tipo **IT-00574**.

Este tipo de proyecto IT-00574, se caracteriza por el uso de la tecnología fotovoltaica con paneles solares fijos como forma de generación de energía, y porque el año de autorización de explotación definitiva es en 2016, como es nuestro caso.

Sabiendo el tipo de proyecto podremos saber las retribuciones y características que tendrá el generador fotovoltaico necesarios para poder hacer el estudio económico y así poder ver si éste es viable o no.

### 2.2 Características económicas del proyecto

#### 2.2.1 Características inmodificables:

- *Valor estándar de la inversión inicial:* Es el coste estimado que tiene la instalación de nuestro proyecto, por unidad de potencia instalada pico. Es un valor que se usa para calcular la retribución de la inversión, que es, en nuestro caso, la parte más importante de nuestros ingresos. Para nuestra instalación es de **2.065,57 €/kW**.
- *Vida útil regulatoria:* Vida útil durante la cual se recibirán las retribuciones dispuestas en el marco regulatorio para las energías renovables. Si la rentabilidad razonable se ha alcanzado antes de terminar la vida útil, las retribuciones dejarán de percibirse, siendo el único ingreso percibido el de la venta de energía en el mercado energético. En nuestro caso la vida útil regulatoria es de **30 años**.

#### 2.2.2 Características revisables cada 6 años:

- *Tasa de retribución:* También definida como tasa de rentabilidad razonable, es la rentabilidad que el estado fijará para las instalaciones generadores de energías renovables para que sea interesante realizar este tipo de proyectos. Para ello, esta rentabilidad se ha acordado que sea el rendimiento medio de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario, más un porcentaje. Es el parámetro más importante, ya que, en definitiva, impone cuál será la rentabilidad de nuestro proyecto. En este proyecto, la tasa de rentabilidad razonable desde 2014 (año en el que entra en vigor la orden ministerial) hasta 2020 queda fijada en **7,503 %**.

#### 2.2.3 Características revisables cada 3 años:

- *Ingresos estimados futuros por la venta en mercado:* Cada tres años, se estimarán para cada año del periodo semi-regulatorio (periodo regulatorio: 6 años), los ingresos percibidos por la venta de energía al mercado eléctrico. Esta estimación se basa en las

cotizaciones de los contratos de futuros anuales correspondientes negociados en OMIP durante los últimos 6 meses del último año del semi-periodo. Debido a la incertidumbre de este término, si el precio de mercado se desvía en demasía del estimado, se generará, en cómputo anual, un saldo positivo o negativo para compensar las diferencias con el valor estimado. En este proyecto, consideraremos un precio constante de la energía, cuyo valor es de 0.11 €/kWh.

- *Costes de explotación futuros:* Al igual que los ingresos futuros, los costes de explotación son estimados cada tres años, para cada año de ese periodo semi-regulatorio. En nuestro caso tenemos, para los años 2016 y 2017, unos costes de explotación estimados de **43,05 €/MWh** y **43,62 €/MWh** respectivamente.
- *Número mínimo y umbral de horas de funcionamiento:* Para poder recibir las prestaciones íntegras por parte del Estado, es necesario que la instalación cumpla con unas horas equivalentes de funcionamiento mínimo al año. Las retribuciones se irán reduciendo proporcionalmente hasta no recibir ninguna, si no se alcanza el umbral de horas de funcionamiento. Esta instalación no tendrá problemas para alcanzar estas dos cifras, ya que tiene un alto rendimiento. Se puede demostrar de manera sencilla dividiendo la energía generada durante un año entre la potencia pico instalada:

$$h_{eq} = \frac{kWh}{kWp} = \frac{9.198}{6,1} = 1508 \text{ h}$$

Para el primer semi-periodo se ha establecido para nuestro proyecto las siguientes horas: 989 y 577 h. Se puede comprobar que las horas equivalentes de funcionamiento es superior al número mínimo de horas de funcionamiento.

#### 2.2.4 Características revisables cada año:

- *Retribución a la operación:* Es la retribución recibida cuando se estima que los costes de explotación superan los ingresos provenientes de la venta en el mercado eléctrico. En el caso de las instalaciones fotovoltaicas, se estima que las ventas en mercado siempre serán superiores a los costes de explotación. Por lo tanto, esta retribución será nula.

### 2.3 Supuesto económico

Para el estudio económico de nuestro proyecto, vamos a suponer que la inversión inicial va a proceder del capital del cliente. Podríamos haber optado por obtener parte del dinero de un crédito bancario, pero dado que el valor de la inversión no es alto, optamos por que sea el cliente el que afronte la totalidad de la inversión con capital propio. Esta inversión inicial es de **15.346 €**.

Vamos a suponer dos casos:

- **Primer caso** en el que, de acuerdo con la normativa actual Real Decreto 900/2015, no habrá ingresos por parte de la venta de la energía. Sólo tendremos un ahorro procedente del consumo de la energía necesaria cuando el generador fotovoltaico está produciendo, en lugar de comprarla a la compañía eléctrica durante esas horas de generación energía.
- **Segundo caso** en el que, además de consumir la energía necesaria durante las horas de generación, la energía generada sobrante se venderá a la red.

Para poder hacer el estudio económico, es necesario conocer cuanta energía ha sido producida por el generador fotovoltaico y cuanta energía es consumida. La energía producida es fácil conocerla, ya que podemos obtener la energía de cada hora de cada día de cada mes del año con el programa PVSyst.

Sin embargo, para obtener la energía consumida, necesitamos realizar un proceso de cálculo que se detallará a continuación, partiendo de unos perfiles iniciales de carga dados por la compañía distribuidora para conseguir unos perfiles finales. Con éstos y con la energía de cada mes leída por el contador del cliente obtendremos la energía consumida cada hora de cada día de cada mes del año.

Una vez hecho esto, podremos ver cuánta energía de la generada se utiliza para consumo propio y cuánta se vertería a la red, y cuánta energía es necesaria comprar a la red para tener electricidad en la vivienda, y por tanto hacer el estudio económico correspondiente.

El proceso de cálculo consiste en lo siguiente:

Los Perfiles Finales se obtendrán a partir de los Perfiles Iniciales modificando estos últimos en función de la evolución de la Demanda del Sistema en relación con la Demanda de Referencia, tratando de incorporar en los perfiles aquellos factores que afectan a las pautas de consumo y no son previsible con antelación, como la temperatura, luminosidad, etc... como indica el RD 954/2015.

Sean:

$P_{m,d,h}^{i,0}$ ; Perfil Inicial, de la categoría “i”, para el mes “m”, día “d” y hora “h”, que representa el peso relativo de la hora en el año.

$C_{m,d}^{i,0} = \sum_h P_{m,d,h}^{i,0}$ ; Suma de los coeficientes del Perfil Inicial de la categoría de clientes “i” en las 24 horas de un día.

$H_{m,d,h}^{i,0} = P_{m,d,h}^{i,0} / C_{m,d}^{i,0}$ ; Peso de la hora “h” del día “d” del mes “m”, en el total del día “d” del mes “m”.

$M_m^{i,0} = \sum_d C_{m,d}^{i,0} / \sum_m \sum_d C_{m,d}^{i,0}$ ; Peso del mes “m”, en el año en el Perfil Inicial.

$D_{m,d,h}$ ; Demanda del Sistema en la hora “h” del día “d” del mes “m”.

$DR_{m,d,h}$ ; Demanda de Referencia en la hora “h” del día “d” del mes “m”.

$\alpha_i, \beta_i, \gamma_i$ ; Coeficientes específicos para cada categoría de clientes “i”

$P_{m,d,h}^{i,f}, C_{m,d}^{i,f}, H_{m,d,h}^{i,f}, M_m^{i,f}$ ; tienen el mismo significado que los anteriores pero referidos a los Perfiles Finales, en lugar de a los Perfiles Iniciales.

Se obtendrán los Perfiles Finales a partir de los Perfiles Iniciales realizando las siguientes operaciones:

- Ajuste de energía en las horas respecto del día:

$$H_{m,d,h}^{i,1} = H_{m,d,h}^{i,0} \cdot [1 + \alpha_i \cdot ((\frac{D_{m,d,h}}{\sum_h D_{m,d,h}}) / (\frac{DR_{m,d,h}}{\sum_h DR_{m,d,h}}) - 1)]$$

$$H_{m,d,h}^{i,f} = H_{m,d,h}^{i,1} / \sum_h H_{m,d,h}^{i,1}$$

- Ajuste de energía en los días respecto del mes:

$$C_{m,d}^{i,1} = C_{m,d}^{i,0} \cdot [1 + \beta_i \cdot ((\frac{\sum_h D_{m,d,h}}{\sum_d \sum_h D_{m,d,h}}) / (\frac{\sum_h DR_{m,d,h}}{\sum_d \sum_h DR_{m,d,h}}) - 1)]$$

$$C_{m,d}^{i,f} = C_{m,d}^{i,1} / \sum_d C_{m,d}^{i,1}$$

- Ajuste de energía en el mes respecto del año:

$$M_m^{i,f} = M_m^{i,0} \cdot [1 + \gamma_i \cdot ((\frac{\sum_d \sum_h D_{m,d,h}}{\sum_d \sum_h DR_{m,d,h}}) - 1)]$$

Obteniendo los Perfiles Finales como:

$$P_{m,d,h}^{i,f} = H_{m,d,h}^{i,f} \cdot C_{m,d}^{i,f} \cdot M_m^{i,f}$$

Una vez obtenidos los perfiles finales, tenemos que calcular la energía consumida por hora. El cálculo de la media horaria a efectos de liquidación de la energía en el mercado se realizará aplicando el Perfil Final, a la energía registrada por el equipo de medida en el período correspondiente. En aquellos casos en los que el equipo de medida registre la energía en más de un bloque horario, el Perfil Final se aplicará independientemente para las horas de cada bloque. En los casos en que no se registre la hora exacta de realización de la medida, se considerará que ésta se ha realizado a las 0 h del día en que se realizó la medida.

Sean:

$MC_{j,t,j,T,p}^c$ ; Medida incremental obtenida del contador del cliente “c”, entre el día “t” del mes “j” y el día “T” del mes “J” correspondiente al bloque horario “p”.

$MCH_{m,d,h,p}^{c,i}$ ; Medida horaria calculada del cliente “c” con perfil “i”, en la hora “h” del día “d” mes del “m” correspondiente al bloque horario “p” registrado por el equipo de medida.

$D_m$ ; número de días del mes “m”

$$MCH_{m,d,h,p}^{c,i} = P_{m,d,h}^{i,f} \cdot MC_{j,t,j,T,p}^c / \sum_{m=j}^{d=T \leftrightarrow m=j} \sum_{d=D_m \forall m \neq j} \sum_{\substack{d=t \leftrightarrow m=j \\ d=1 \forall m \neq j}} \sum_{h \in p} P_{m,d,h}^{i,f}$$

## PRIMER CASO

En este caso, consideramos como ingresos de la instalación el ahorro obtenido de consumir la energía que producimos. A pesar de esto, no es posible satisfacer toda la demanda de energía de la vivienda, por lo que en las horas del día que no podamos consumir de la energía producida tendremos que comprar energía a la red. La energía que sobra de producción, debido a que quizás en alguna hora del día no consumamos todo lo producido, se verterá a la red sin obtener ingresos por ello, ya que nuestro proyecto se corresponde según el RD 900/2015 a modalidad de autoconsumo tipo 1.

Según el Real decreto anterior, se pertenece a la modalidad tipo 1 de autoconsumo si la potencia contratada del consumidor no es superior a 100 kW y la suma de potencias instaladas de generación será igual o inferior a la potencia contratada por el consumidor.

Serán de aplicación al autoconsumo unos cargos fijos (€/kW) y un término de cargo variable (€/kWh), si bien el Real Decreto considera ciertas exenciones en la obligación del pago por la energía autoconsumida:

- Pequeños consumidores: Consumidores acogidos a la modalidad de autoconsumo tipo 1 conectados en baja tensión cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 kW.
- Sistemas eléctricos aislados del territorio no peninsular.
- Las instalaciones de producción de energía eléctrica con cogeneración.

Debido a que pertenecemos al grupo de pequeños consumidores, no tendremos que pagar ningún tipo de coste para poder autoconsumir.

A continuación, se detallan la energía generada, la energía consumida y el ahorro (kWh) durante cada uno de los meses del año:

Meses	Energía generada (kWh)	Energía Consumida (kWh)	Ahorro (kWh)
1	609,43	270,00	111,33
2	620,20	200,00	94,35
3	875,49	95,00	47,85
4	829,92	225,00	117,95
5	942,07	230,00	125,45
6	925,75	395,00	210,81
7	1.005,09	580,00	301,33
8	950,72	960,00	453,05
9	877,52	230,00	108,90
10	773,27	225,00	98,01
11	542,13	190,00	81,88
12	540,28	225,00	91,90
<b>Total general</b>	<b>9.491,86</b>	<b>3.825,00</b>	<b>1.842,81</b>

Tabla 7-1. Energía generada, consumida y ahorro (Primer caso)

A continuación, estos datos se pueden observar representados en un gráfico de barras:

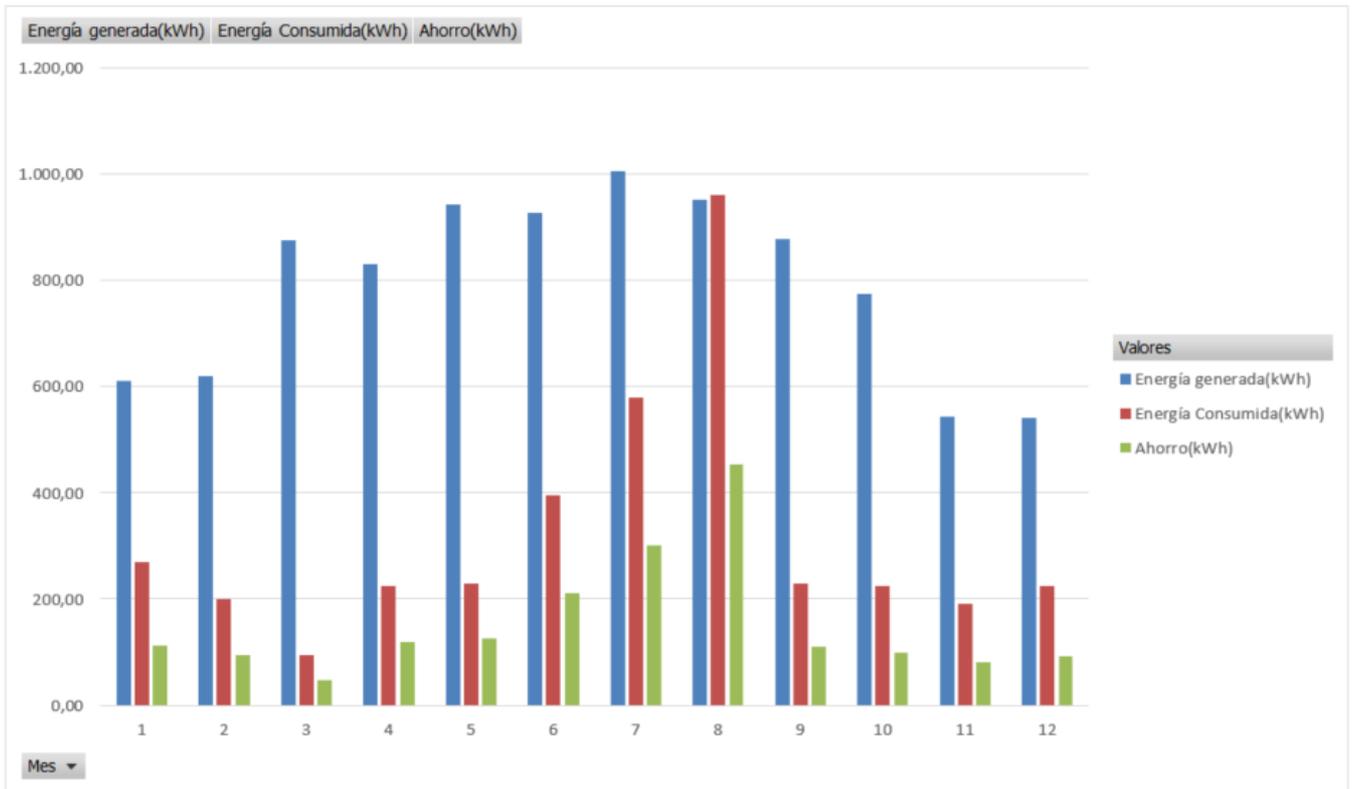


Figura 7-1. Gráfico energía generada, consumida y ahorro (caso 1)

Se puede observar que ahorro que se consigue al autoconsumir, es muy pequeño en comparación a la cantidad de energía que produce el generador fotovoltaico. En este caso, como no podemos vender la energía sobrante, la cual es la mayor parte de la energía producida, es difícil pensar que será rentable el proyecto. Esto último lo veremos mejor detallado en el punto 2.4 de éste capítulo.

## **SEGUNDO CASO**

Consideramos que los ingresos se producen, por el ahorro obtenido de consumir la energía que producimos y además por la venta a la red de la energía sobrante. En este caso, pertenecemos a la modalidad 2 de autoconsumo según el RD 900/2015, ya que las condiciones de nuestra vivienda e instalación cumplen los requisitos necesarios impuestos por la norma anterior para acogerse a la modalidad 2 de autoconsumo.

Con la venta de energía al mercado, es más factible que el proyecto sea rentable que en el caso anterior, ya que supondría una buena fuente de ingresos. Como en el caso anterior, veremos más detallado en el punto 2.4 de este capítulo si es rentable o no la ejecución de este proyecto.

A continuación, se detallan en dos tablas distintas cuanta potencia se destina a ahorro y cuanta a venta al mercado eléctrico. Cabe mencionar que el ahorro producido será el mismo, por tanto la primera tabla será igual que la anterior:

Meses	Energía generada (kWh)	Energía Consumida (kWh)	Ahorro (kWh)
1	609,43	270	111,33
2	620,20	200	94,35
3	875,49	95	47,85
4	829,92	225	117,95
5	942,07	230	125,45
6	925,75	395	210,81
7	1.005,09	580	301,33
8	950,72	960	453,05
9	877,52	230	108,90
10	773,27	225	98,01
11	542,13	190	81,88
12	540,28	225	91,90
<b>Total general</b>	<b>9.491,86</b>	<b>3825</b>	<b>1.842,81</b>

Tabla 7-2. Energía generada, consumida y ahorro (Segundo caso)

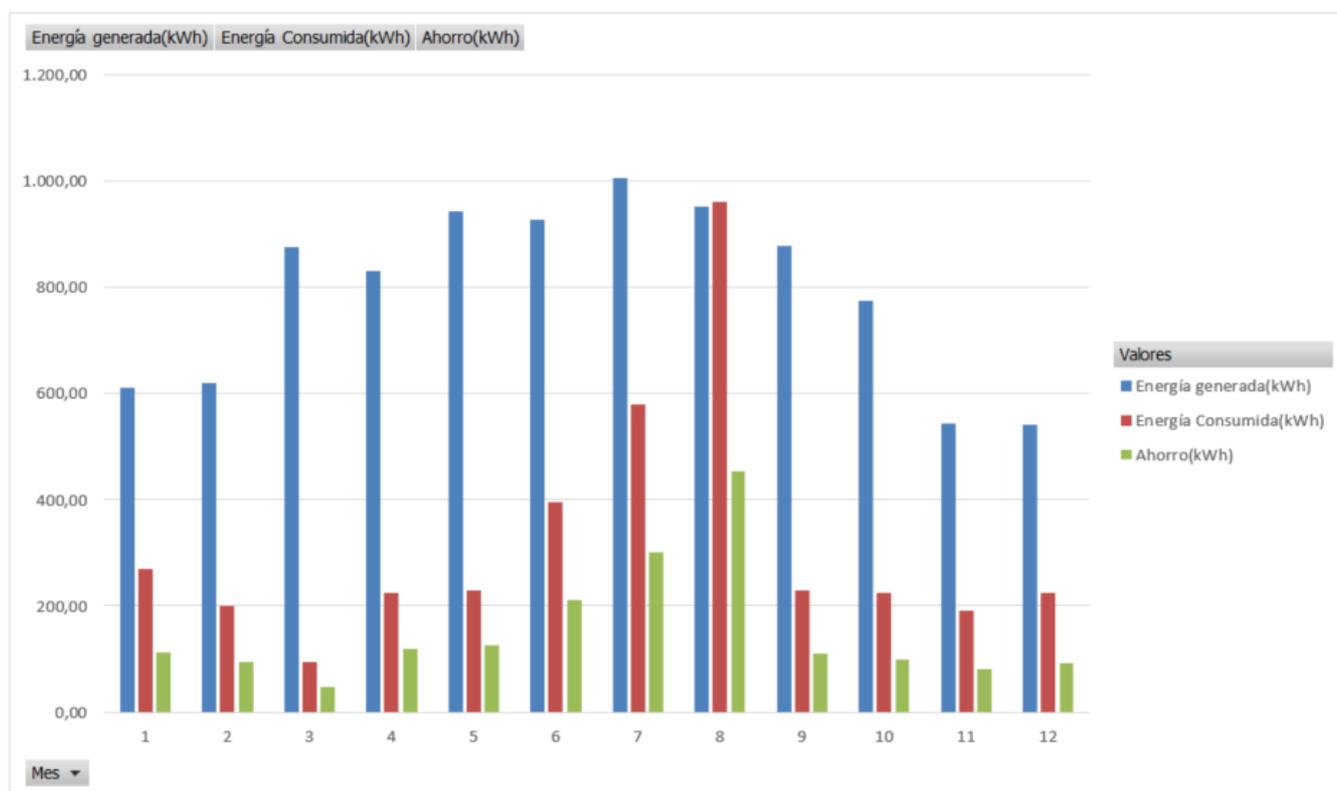


Figura 7-2. Gráfico energía generada, consumida y ahorro (caso 2)

Meses	Energía generada (kWh)	Energía Consumida (kWh)	Venta (kWh)
1	609,43	270,00	498,10
2	620,20	200,00	525,85
3	875,49	95,00	827,64
4	829,92	225,00	711,97
5	942,07	230,00	816,63
6	925,75	395,00	714,94
7	1.005,09	580,00	703,76
8	950,72	960,00	497,66
9	877,52	230,00	768,62
10	773,27	225,00	675,26
11	542,13	190,00	460,25
12	540,28	225,00	448,38
<b>Total general</b>	<b>9.491,86</b>	<b>3825</b>	<b>7.649,05</b>

Tabla 7-3. Energía generada, consumida y venta (Segundo caso)

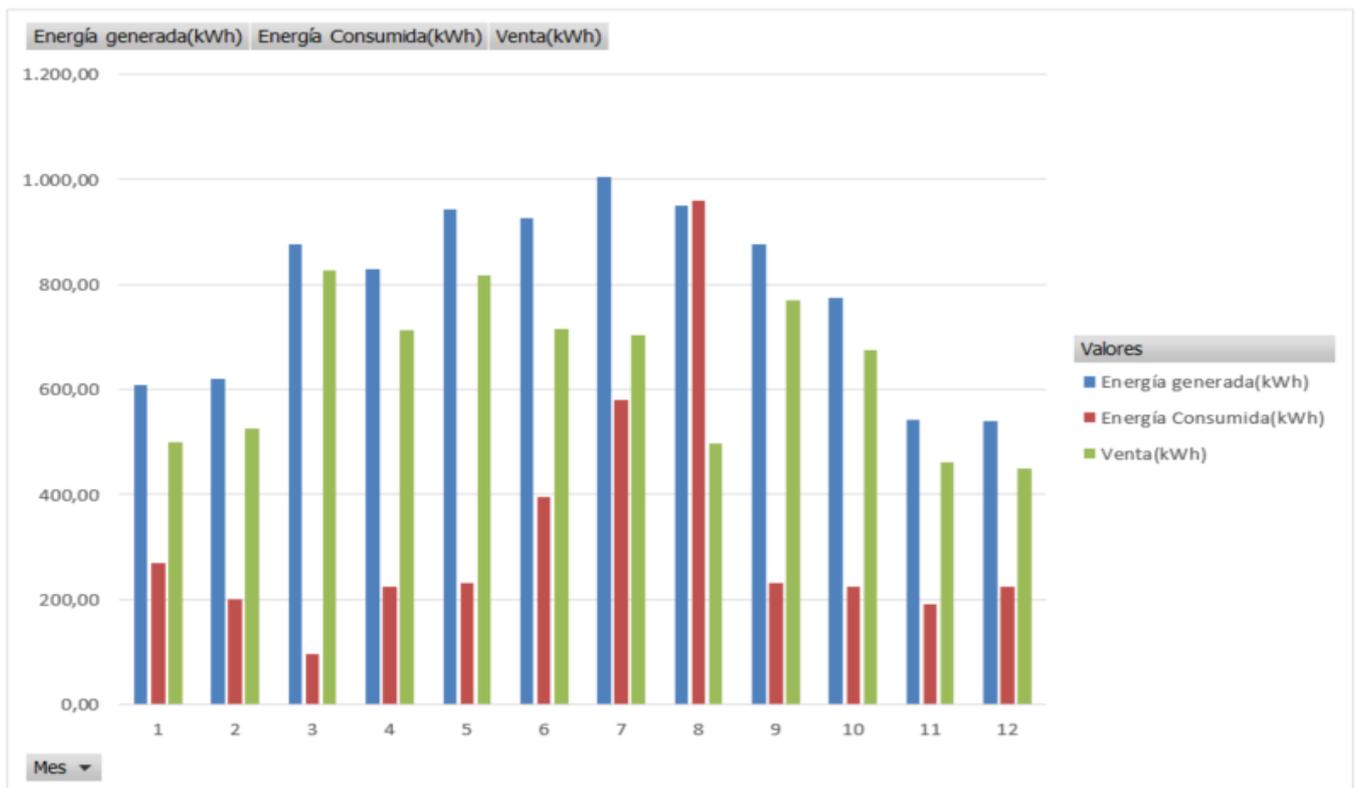


Figura 7-3. Energía generada, consumida y venta (caso 2)

### 2.3.1 Ingresos de la instalación:

Como **ingresos**, tendremos, solo en el segundo caso, la retribución a la inversión y la venta de energía al mercado. En nuestro caso, la retribución a la operación será cero por considerarse nuestro proyecto que los costes operacionales siempre serán menores que los ingresos por venta.

al mercado. La retribución a la inversión se percibirá hasta que el proyecto alcance la **rentabilidad razonable**, que en nuestro supuesto se considerará constante, aunque en realidad este valor podrá ser modificado cada 6 años, y será fijado en un **7,5 %**.

El precio de la venta de energía al mercado dependerá de numerosos factores, y es bastante difícil prever a largo plazo. En este proyecto se supondrá que el precio de compra de la energía es constante con un valor medio de 0.11 €/kWh. Aun así, se supondrá un aumento anual del precio de venta de la energía del 1 % por el IPC. También se considerará que la instalación perderá un rendimiento total del 10 % en los primeros 10 años y del 25 % en los años siguientes, lo que supone una menor venta de energía cada año.

En cuanto a la retribución a la inversión, es un valor que será revisable cada 3 años. Se calcula usando la siguiente fórmula:

$$R_{inv} = C \cdot VNA \cdot \frac{T \cdot (1 + T)^{VR}}{(1 + T)^{VR} - 1}$$

Donde cada término es explicado en el punto 1.4 anterior. T es la tasa de retribución razonable, que se considerará constante del 7,5 %. C es un término que varía cada año, y el VNA es un valor que cambia cada año, pero es conocido para cada semiperiodo regulatorio, ya que solo depende de los ingresos por venta de mercado y los costes de explotación, ambos revisables en cada semiperiodo regulatorio. En el Real Decreto 413/2014, ya está calculado este término para el primer semiperiodo regulatorio (2014-2016), y se estima, para nuestra instalación tipo, en **101.990 €/MW**. Sabemos que nuestra instalación tiene una potencia pico de **6,1 KWp**. Por tanto, la retribución a la inversión anual para el año 2016 (el primer año de la instalación) es de:

$$R_{inv} = 101.990 \cdot 0.0061 = \mathbf{622.14 \text{ €/año}}$$

Este valor será conocido para cada semiperiodo regulatorio. Como depende de valores futuros de los precios de mercado y costes de explotación, que no son conocidos, su estimación a 30 años no es posible conocerlo. Es por ello que supondrá este valor constante para el cálculo de viabilidad del proyecto.

### 2.3.2 Gastos de la instalación:

Los **gastos** de la instalación serán, por un lado, los costes de explotación de la instalación, que serán estimadas cada semiperiodo regulatorio, y, por otro lado, los pagos anuales del crédito bancario y sus intereses. En nuestro proyecto, estos dos últimos gastos son cero ya que el cliente afrontó el total de la inversión y no hubo petición de crédito bancario.

Los **costes de explotación**, al igual que los ingresos por venta de energía al mercado, se han calculado para el primer semiperiodo regulatorio, y también para el primer año del segundo semiperiodo regulatorio. Aquí se encuentran recogidos todos los costes de la instalación, desde el mantenimiento de las placas solares hasta la contratación de un seguro de la instalación. En el Real Decreto 413/2014, apunta que, a falta de más información, se considere que aumenta el coste al 1% anual. Los costes de explotación estimados para 2016 y 2017 son de **43,05 €/MWh** y **43,62 €/MWh** respectivamente. A partir de 2018, se considerarán los costes de explotación del año 2017 con un aumento del 1% anual.

## 2.4 Flujos de caja

En las siguientes tablas se recogen los flujos de caja de la instalación durante los 30 años de vida útil de la instalación:



	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Instalación	12.700,00 €										
IVA Instalación	2.646,00 €										
Alquileres	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Seguro y mantenimiento		100,00 €	99,00 €	98,99 €	98,98 €	98,97 €	98,96 €	98,95 €	98,94 €	98,93 €	98,92 €
Amort. Crédito		0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Intereses crédito		0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Comisiones	0,00 €										
<b>TOTAL PAGOS</b>	<b>15.346,00 €</b>	<b>100,00 €</b>	<b>99,00 €</b>	<b>98,99 €</b>	<b>98,98 €</b>	<b>98,97 €</b>	<b>98,96 €</b>	<b>98,95 €</b>	<b>98,94 €</b>	<b>98,93 €</b>	<b>98,92 €</b>
Crédito	0,00 €										
Recuperación IVA	0,00 €										
Producción		239,49 €	239,46 €	239,44 €	239,41 €	239,39 €	239,37 €	239,34 €	239,32 €	239,29 €	239,27 €
Retr.Operación		0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
<b>TOTAL AHORRO</b>	<b>0,00 €</b>	<b>239,49 €</b>	<b>239,46 €</b>	<b>239,44 €</b>	<b>239,41 €</b>	<b>239,39 €</b>	<b>239,37 €</b>	<b>239,34 €</b>	<b>239,32 €</b>	<b>239,29 €</b>	<b>239,27 €</b>
<b>Flujo Anual</b>	<b>-15.346,00 €</b>	<b>139,49 €</b>	<b>140,46 €</b>	<b>140,45 €</b>	<b>140,43 €</b>	<b>140,42 €</b>	<b>140,41 €</b>	<b>140,39 €</b>	<b>140,38 €</b>	<b>140,36 €</b>	<b>140,35 €</b>
<b>Flujo global</b>	<b>-15.346,00 €</b>	<b>-15.206,51 €</b>	<b>-15.066,05 €</b>	<b>-14.925,60 €</b>	<b>-14.785,17 €</b>	<b>-14.644,75 €</b>	<b>-14.504,34 €</b>	<b>-14.363,95 €</b>	<b>-14.223,57 €</b>	<b>-14.083,21 €</b>	<b>-13.942,86 €</b>
<b>Deuda pendiente</b>	<b>0,00 €</b>										
<b>Flujos a. actualiza</b>	<b>-15.346,00 €</b>	<b>138,10 €</b>	<b>137,69 €</b>	<b>136,32 €</b>	<b>134,95 €</b>	<b>133,60 €</b>	<b>132,27 €</b>	<b>130,95 €</b>	<b>129,64 €</b>	<b>128,34 €</b>	<b>127,06 €</b>
<b>Flujos g. actualiza</b>	<b>-15.346,00 €</b>	<b>-15.207,90 €</b>	<b>-15.070,20 €</b>	<b>-14.933,88 €</b>	<b>-14.798,93 €</b>	<b>-14.665,32 €</b>	<b>-14.533,06 €</b>	<b>-14.402,11 €</b>	<b>-14.272,47 €</b>	<b>-14.144,13 €</b>	<b>-14.017,08 €</b>

Tabla 7-4. Flujos de caja desde el año 0 al 10 (Primer caso)



	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
Instalación										
IVA Instalación										
Alquileres	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Seguro y mantenimiento	99,16 €	99,40 €	99,64 €	99,88 €	100,13 €	100,37 €	100,61 €	100,86 €	101,10 €	101,35 €
Amort. Crédito	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Intereses crédito	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Comisiones										
<b>TOTAL PAGOS</b>	<b>99,16 €</b>	<b>99,40 €</b>	<b>99,64 €</b>	<b>99,88 €</b>	<b>100,13 €</b>	<b>100,37 €</b>	<b>100,61 €</b>	<b>100,86 €</b>	<b>101,10 €</b>	<b>101,35 €</b>
Crédito										
Recuperación IVA										
Producción	239,85 €	240,43 €	241,02 €	241,60 €	242,19 €	242,77 €	243,36 €	243,95 €	244,54 €	245,14 €
Retr. Operación	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
<b>TOTAL AHORRO</b>	<b>239,85 €</b>	<b>240,43 €</b>	<b>241,02 €</b>	<b>241,60 €</b>	<b>242,19 €</b>	<b>242,77 €</b>	<b>243,36 €</b>	<b>243,95 €</b>	<b>244,54 €</b>	<b>245,14 €</b>
<b>Flujo Anual</b>	<b>140,69 €</b>	<b>141,03 €</b>	<b>141,37 €</b>	<b>141,72 €</b>	<b>142,06 €</b>	<b>142,40 €</b>	<b>142,75 €</b>	<b>143,10 €</b>	<b>143,44 €</b>	<b>143,79 €</b>
<b>Flujo global</b>	<b>-13.802,17 €</b>	<b>-13.661,14 €</b>	<b>-13.519,77 €</b>	<b>-13.378,05 €</b>	<b>-13.235,99 €</b>	<b>-13.093,59 €</b>	<b>-12.950,84 €</b>	<b>-12.807,74 €</b>	<b>-12.664,30 €</b>	<b>-12.520,51 €</b>
<b>Deuda pendiente</b>	<b>0,00 €</b>									
<b>Flujos a. actualiza</b>	<b>126,10 €</b>	<b>125,16 €</b>	<b>124,22 €</b>	<b>123,29 €</b>	<b>122,36 €</b>	<b>121,45 €</b>	<b>120,53 €</b>	<b>119,63 €</b>	<b>118,73 €</b>	<b>117,84 €</b>
<b>Flujos g. actualiza</b>	<b>-13.890,97 €</b>	<b>-13.765,81 €</b>	<b>-13.641,59 €</b>	<b>-13.518,31 €</b>	<b>-13.395,94 €</b>	<b>-13.274,50 €</b>	<b>-13.153,96 €</b>	<b>-13.034,33 €</b>	<b>-12.915,60 €</b>	<b>-12.797,76 €</b>

Tabla 7-5. Flujos de caja desde el año 11 al 20 (Primer caso)



	AÑO 21	AÑO 22	AÑO 23	AÑO 24	AÑO 25	AÑO 26	AÑO 27	AÑO 28	AÑO 29	AÑO 30
Instalación										
IVA Instalación										
Alquileres	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Seguro y mantenimiento	101,59 €	101,84 €	102,09 €	102,33 €	102,58 €	102,83 €	103,08 €	103,33 €	103,58 €	103,83 €
Amort. Crédito	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Intereses crédito	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Comisiones										
<b>TOTAL PAGOS</b>	<b>101,59 €</b>	<b>101,84 €</b>	<b>102,09 €</b>	<b>102,33 €</b>	<b>102,58 €</b>	<b>102,83 €</b>	<b>103,08 €</b>	<b>103,33 €</b>	<b>103,58 €</b>	<b>103,83 €</b>
Crédito										
Recuperación IVA										
Producción	245,73 €	246,33 €	246,92 €	247,52 €	248,12 €	248,73 €	249,33 €	249,93 €	250,54 €	251,15 €
Retr. Operación	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
<b>TOTAL AHORRO</b>	<b>245,73 €</b>	<b>246,33 €</b>	<b>246,92 €</b>	<b>247,52 €</b>	<b>248,12 €</b>	<b>248,73 €</b>	<b>249,33 €</b>	<b>249,93 €</b>	<b>250,54 €</b>	<b>251,15 €</b>
<b>Flujo Anual</b>	<b>144,14 €</b>	<b>144,49 €</b>	<b>144,84 €</b>	<b>145,19 €</b>	<b>145,54 €</b>	<b>145,90 €</b>	<b>146,25 €</b>	<b>146,60 €</b>	<b>146,96 €</b>	<b>147,32 €</b>
<b>Flujo global</b>	<b>-12.376,37 €</b>	<b>-12.231,88 €</b>	<b>-12.087,04 €</b>	<b>-11.941,85 €</b>	<b>-11.796,31 €</b>	<b>-11.650,41 €</b>	<b>-11.504,16 €</b>	<b>-11.357,56 €</b>	<b>-11.210,60 €</b>	<b>-11.063,28 €</b>
Deuda pendiente	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Flujos a. actualiza	116,96 €	116,08 €	115,21 €	114,35 €	113,49 €	112,64 €	111,79 €	110,96 €	110,12 €	109,30 €
Flujos g. actualiza	-12.680,80 €	-12.564,72 €	-12.449,51 €	-12.335,16 €	-12.221,67 €	-12.109,03 €	-11.997,24 €	-11.886,28 €	-11.776,16 €	-11.666,86 €

Tabla 7-6. Flujos de caja desde el año 21 al 30 (Primer caso)



	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Instalación	12.700,00 €										
IVA Instalación	2.646,00 €										
Alquileres	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Seguro y mantenimiento		408,61 €	409,88 €	409,84 €	409,80 €	409,76 €	409,72 €	409,68 €	409,64 €	409,60 €	409,56 €
Amort. Crédito		0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Intereses crédito		0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Comisiones	0,00 €										
<b>TOTAL PAGOS</b>	<b>15.346,00 €</b>	<b>408,61 €</b>	<b>409,88 €</b>	<b>409,84 €</b>	<b>409,80 €</b>	<b>409,76 €</b>	<b>409,72 €</b>	<b>409,68 €</b>	<b>409,64 €</b>	<b>409,60 €</b>	<b>409,56 €</b>
Crédito	0,00 €										
Recuperación IVA	0,00 €										
Ahorro		239,49 €	239,46 €	239,44 €	239,41 €	239,39 €	239,37 €	239,34 €	239,32 €	239,29 €	239,27 €
Venta		408,97 €	408,93 €	408,89 €	408,85 €	408,81 €	408,77 €	408,72 €	408,68 €	408,64 €	408,60 €
Retr. Operación		0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Retr. Inversión		622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>0,00 €</b>	<b>1.270,60 €</b>	<b>1.270,53 €</b>	<b>1.270,47 €</b>	<b>1.270,40 €</b>	<b>1.270,34 €</b>	<b>1.270,27 €</b>	<b>1.270,21 €</b>	<b>1.270,14 €</b>	<b>1.270,08 €</b>	<b>1.270,01 €</b>
<b>Flujo Anual</b>	<b>-15.346,00 €</b>	<b>861,98 €</b>	<b>860,65 €</b>	<b>860,62 €</b>	<b>860,60 €</b>	<b>860,58 €</b>	<b>860,55 €</b>	<b>860,53 €</b>	<b>860,50 €</b>	<b>860,48 €</b>	<b>860,46 €</b>
<b>Flujo global</b>	<b>-15.346,00 €</b>	<b>-14.484,02 €</b>	<b>-13.623,37 €</b>	<b>-12.762,75 €</b>	<b>-11.902,15 €</b>	<b>-11.041,57 €</b>	<b>-10.181,02 €</b>	<b>-9.320,49 €</b>	<b>-8.459,98 €</b>	<b>-7.599,50 €</b>	<b>-6.739,05 €</b>
<b>Deuda pendiente</b>	<b>0,00 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>0,00 €</b>						
<b>Flujos a. actualizad</b>	<b>-15.346,00 €</b>	<b>853,45 €</b>	<b>843,69 €</b>	<b>835,31 €</b>	<b>827,02 €</b>	<b>818,81 €</b>	<b>810,68 €</b>	<b>802,63 €</b>	<b>794,66 €</b>	<b>786,77 €</b>	<b>778,96 €</b>
<b>Flujos g. actualizad</b>	<b>-15.346,00 €</b>	<b>-14.492,55 €</b>	<b>-13.648,86 €</b>	<b>-12.813,55 €</b>	<b>-11.986,53 €</b>	<b>-11.167,72 €</b>	<b>-10.357,04 €</b>	<b>-9.554,41 €</b>	<b>-8.759,75 €</b>	<b>-7.972,98 €</b>	<b>-7.194,02 €</b>

Tabla 7-7. Flujos de caja desde el año 0 al 10 (Segundo caso)



	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
Instalación										
IVA Instalación										
Alquileres	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Seguro y mantenimiento	410,55 €	411,54 €	412,54 €	413,54 €	414,55 €	415,55 €	416,56 €	417,57 €	418,58 €	419,60 €
Amort. Crédito	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Intereses crédito	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Comisiones										
<b>TOTAL PAGOS</b>	<b>410,55 €</b>	<b>411,54 €</b>	<b>412,54 €</b>	<b>413,54 €</b>	<b>414,55 €</b>	<b>415,55 €</b>	<b>416,56 €</b>	<b>417,57 €</b>	<b>418,58 €</b>	<b>419,60 €</b>
Crédito										
Recuperación IVA										
Ahorro	239,25 €	239,22 €	239,20 €	239,17 €	239,15 €	239,13 €	239,10 €	239,08 €	239,06 €	239,03 €
Venta	408,56 €	408,52 €	408,48 €	408,44 €	408,40 €	408,36 €	408,32 €	408,28 €	408,23 €	408,19 €
Retr.Operación	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Retr.Inversión	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>1.269,95 €</b>	<b>1.269,88 €</b>	<b>1.269,82 €</b>	<b>1.269,75 €</b>	<b>1.269,69 €</b>	<b>1.269,62 €</b>	<b>1.269,56 €</b>	<b>1.269,49 €</b>	<b>1.269,43 €</b>	<b>1.269,37 €</b>
<b>Flujo Anual</b>	<b>859,40 €</b>	<b>858,34 €</b>	<b>857,28 €</b>	<b>856,21 €</b>	<b>855,14 €</b>	<b>854,07 €</b>	<b>853,00 €</b>	<b>851,93 €</b>	<b>850,85 €</b>	<b>849,77 €</b>
<b>Flujo global</b>	<b>-5.879,65 €</b>	<b>-5.021,31 €</b>	<b>-4.164,03 €</b>	<b>-3.307,82 €</b>	<b>-2.452,68 €</b>	<b>-1.598,60 €</b>	<b>-745,60 €</b>	<b>106,32 €</b>	<b>957,17 €</b>	<b>1.806,94 €</b>
<b>Deuda pendiente</b>	<b>0,00 €</b>	<b>0,00 €</b>	<b>0,00 €</b>							
<b>Flujos a. actualizad</b>	<b>770,30 €</b>	<b>761,73 €</b>	<b>753,26 €</b>	<b>744,87 €</b>	<b>736,58 €</b>	<b>728,37 €</b>	<b>720,25 €</b>	<b>712,22 €</b>	<b>704,28 €</b>	<b>696,42 €</b>
<b>Flujos g. actualizad</b>	<b>-6.423,72 €</b>	<b>-5.661,98 €</b>	<b>-4.908,73 €</b>	<b>-4.163,86 €</b>	<b>-3.427,28 €</b>	<b>-2.698,91 €</b>	<b>-1.978,65 €</b>	<b>-1.266,43 €</b>	<b>-562,15 €</b>	<b>134,28 €</b>

Tabla 7-8. Flujos de caja desde el año 11 al 20 (Segundo caso)



	AÑO 21	AÑO 22	AÑO 23	AÑO 24	AÑO 25	AÑO 26	AÑO 27	AÑO 28	AÑO 29	AÑO 30
Instalación										
IVA Instalación										
Alquileres	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Seguro y mantenimiento	420,61 €	421,63 €	422,66 €	423,68 €	424,71 €	425,74 €	426,77 €	427,81 €	428,84 €	429,88 €
Amort. Crédito	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Intereses crédito	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Comisiones										
<b>TOTAL PAGOS</b>	<b>420,61 €</b>	<b>421,63 €</b>	<b>422,66 €</b>	<b>423,68 €</b>	<b>424,71 €</b>	<b>425,74 €</b>	<b>426,77 €</b>	<b>427,81 €</b>	<b>428,84 €</b>	<b>429,88 €</b>
Crédito										
Recuperación IVA										
Ahorro	239,01 €	238,98 €	238,96 €	238,94 €	238,91 €	238,89 €	238,86 €	238,84 €	238,82 €	238,79 €
Venta	408,15 €	408,11 €	408,07 €	408,03 €	407,99 €	407,95 €	407,91 €	407,87 €	407,83 €	407,79 €
Retr.Operación	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €	0,00 €
Retr.Inversión	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €	622,14 €
<b>TOTAL INGRESOS</b>	<b>1.269,30 €</b>	<b>1.269,24 €</b>	<b>1.269,17 €</b>	<b>1.269,11 €</b>	<b>1.269,04 €</b>	<b>1.268,98 €</b>	<b>1.268,91 €</b>	<b>1.268,85 €</b>	<b>1.268,78 €</b>	<b>1.268,72 €</b>
<b>Flujo Anual</b>	<b>848,69 €</b>	<b>847,60 €</b>	<b>846,51 €</b>	<b>845,42 €</b>	<b>844,33 €</b>	<b>843,24 €</b>	<b>842,14 €</b>	<b>841,04 €</b>	<b>839,94 €</b>	<b>838,83 €</b>
<b>Flujo global</b>	<b>2.655,63 €</b>	<b>3.503,23 €</b>	<b>4.349,74 €</b>	<b>5.195,17 €</b>	<b>6.039,50 €</b>	<b>6.882,74 €</b>	<b>7.724,88 €</b>	<b>8.565,92 €</b>	<b>9.405,86 €</b>	<b>10.244,69 €</b>
<b>Deuda pendiente</b>	<b>0,00 €</b>									
<b>Flujos a. actualizad</b>	<b>688,65 €</b>	<b>680,96 €</b>	<b>673,35 €</b>	<b>665,83 €</b>	<b>658,38 €</b>	<b>651,02 €</b>	<b>643,74 €</b>	<b>636,53 €</b>	<b>629,40 €</b>	<b>622,35 €</b>
<b>Flujos g. actualizac</b>	<b>822,93 €</b>	<b>1.503,89 €</b>	<b>2.177,24 €</b>	<b>2.843,07 €</b>	<b>3.501,45 €</b>	<b>4.152,47 €</b>	<b>4.796,21 €</b>	<b>5.432,74 €</b>	<b>6.062,14 €</b>	<b>6.684,49 €</b>

Tabla 7-9. Flujos de caja desde el año 21 al 30 (Segundo caso)



Tras calcular los flujos de caja, se obtiene la **TIR** del proyecto. Para cada caso, tenemos los siguientes resultados:

- Primer caso (**Ahorro de energía**): La **TIR** resultante es del **-9,04%**, por tanto, el proyecto no es rentable. A pesar de afrontar toda la inversión sin solicitar un crédito bancario para reducir los costes, no conseguimos recuperar la inversión inicial.
- Segundo caso (**Ahorro y venta de energía**): En este caso la **TIR** resultante es del **2,74%**, lo que implica que el proyecto es rentable. La posibilidad de vender la energía sobrante en lugar de regalarla como en el primer caso, hace que al ahorro conseguido por el autoconsumo se sumen unos ingresos obtenidos por dicha venta. Gracias a esto los costes totales acumulados se irán reduciendo hasta el momento en el que empezamos a obtener beneficios, que en este proyecto se produce en el año 18 (ver tabla 7-8).

Se observa que en el segundo caso se proporcionará la retribución a la inversión hasta el último año, ya que solo con el ahorro y los ingresos de venta al mercado no es suficiente para conseguir en algún año la rentabilidad razonable que se recoge en el Real decreto, que está en torno al 7,5 %.

Tras ver los ingresos durante la vida útil de la instalación, vemos que la retribución a la inversión recibida del Estado es menor que lo ingresado por la venta al mercado (en el segundo caso). Esto se justifica por el hecho de haber buscado el mayor rendimiento posible, aunque eso suponga no conseguir una mayor potencia instalada. Es por ello que las placas solares se han colocado con una orientación de 30° en lugar de otra inclinación, buscando el mayor rendimiento y, por consiguiente, tener una menor retribución de la inversión que si hubiéramos buscado una mayor potencia instalando más placas solares, aunque supusiera pérdida de rendimiento. Debido a que hemos buscado el mayor rendimiento posible de la instalación, nos aseguramos que ésta supera el mínimo de horas equivalentes de funcionamiento impuestos por el artículo 21 del Real Decreto 413/2014, que impone que la instalación debe dar un mínimo de horas equivalentes de funcionamiento (según instalación tipo), para recibir de forma íntegra las retribuciones.



