

# PROYECTO FINAL DE CARRERA

---

## INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A RED SITUADA SOBRE CUBIERTA DE NAVE DE ALMACENAMIENTO DE PRODUCTOS FITOSANITARIOS

Autor del proyecto:

Clemente Jiménez Gálvez

Tutor del proyecto:

Manuel Burgos Payán

Universidad de Sevilla  
Escuela Técnica Superior Ingeniería





# *MEMORIA*

---



## Índice

1.	Introducción .....	6
1.1	Energía solar fotovoltaica: Historia y aplicaciones.....	6
1.2	Energía solar fotovoltaica: Ventajas .....	6
1.3	Escenario energético actual.....	7
1.4	La energía solar fotovoltaica en el mundo .....	8
1.5	La energía fotovoltaica en Europa .....	10
1.6	La energía fotovoltaica en España .....	12
1.7	El futuro de la energía solar fotovoltaica .....	14
2.	Objeto del proyecto .....	16
3.	Justificaciones .....	16
2.1.	Académica.....	16
2.2.	Técnico – económica.....	16
2.3.	Legal.....	17
4.	Distribución física de los elementos .....	18
3.1.	Localización .....	18
3.2.	Aprovechamiento de la cubierta de la nave.....	19
3.3.	Localización del inversor .....	21
5.	Diseño eléctrico de la instalación y componentes .....	21
4.1.	Clasificación de la instalación.....	21
4.2.	Consideraciones y normativas en las instalaciones fotovoltaicas .....	22
4.3.	Descripción general del sistema fotovoltaico.....	24
4.4.	Módulos fotovoltaicos.....	24
4.5.	Inversor de conexión a red .....	26
4.6.	Circuito de corriente continua .....	30
4.7.	Circuito de corriente alterna .....	32
4.8.	Caja de conexiones del generador .....	32
4.9.	Cuadro de protecciones en alterna.....	33
4.10.	Cuadro de protección y medida. ....	34
4.11.	Puesta a tierra de la instalación fotovoltaica.....	36
4.11.1.	Consideraciones .....	36
4.11.2.	Descripción de la puesta a tierra.....	36
4.12.	Estructura de soporte .....	37
4.12.1.	Consideraciones.....	37
4.12.2.	Descripción del montaje .....	38
6.	Estudio de la producción energética .....	38



5.1. Producción energética anual.....	38
5.2. Consideración de perdidas.....	42
5.3. Balance energético real .....	44
7. Coste del kWh generado .....	45
8. Estudio económico.....	48
7.1. Retribución de la producción .....	48
7.2. Términos y consideraciones .....	49
7.3. Financiación y balance económico.....	52
7.4. Rentabilidad de la instalación en ausencia de retribución.....	58
Dimensionado del campo fotovoltaico .....	60
Cálculos eléctricos .....	63
1. Sección del cableado.....	64
2. Calculo de protecciones .....	79
3. Cálculo de la puesta a tierra .....	81
Estudio económico.....	83
1. Formulas empleadas.....	84
2. Estudio económico .....	85
Especificaciones técnicas de los componentes .....	91



## 1. Introducción

### 1.1 Energía solar fotovoltaica: Historia y aplicaciones

La energía solar fotovoltaica se basa en la energía que transmiten los fotones de la luz solar a los átomos de unos materiales llamados semiconductores. Cuando esos átomos reciben la energía del fotón, entran en movimiento generando electricidad. Este proceso de transmisión de energía se conoce como efecto fotovoltaico y se observó por primera vez en el siglo XIX, pero fue a mediados del XX cuando se comenzó a investigar sobre el objetivo de generar energía aprovechable. Esta energía comenzó empleándose para alimentar satélites espaciales ya que requerían energía una vez puestos en órbita. Esto dio paso al uso terrestre y, a día de hoy, la energía solar fotovoltaica se emplea para iluminación, bombeo de agua, aplicaciones agrarias, instalaciones de comunicación, señalización, vehículos experimentales, juguetes, componentes electrónicos y conexión de instalaciones a la red eléctrica.

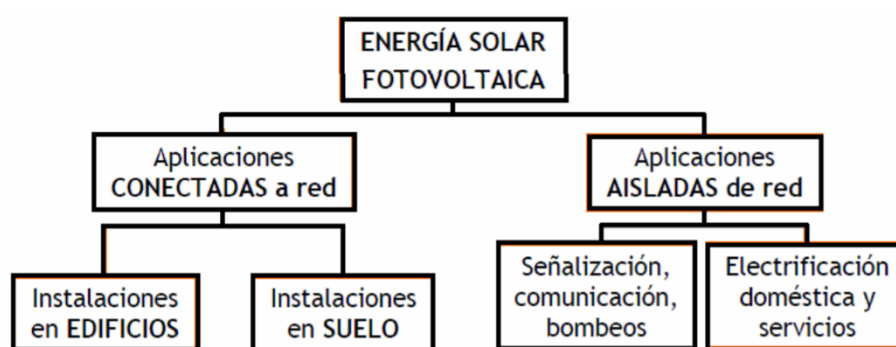


Figura 1: Esquema de las aplicaciones fotovoltaicas

### 1.2 Energía solar fotovoltaica: Ventajas

La utilización de este tipo de energía en tantos sectores industriales nos hace pensar en cuáles son las ventajas.

El panorama actual en el que se está desarrollando la energía fotovoltaica ofrece más de un área en la que su uso resulta ventajoso.

La energía fotovoltaica es limpia, no emite dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) lo que ayuda a disminuir el efecto del cambio climático, y su fuente de energía, el sol, es un recurso inagotable, aspectos que favorecen al cuidado del medio ambiente. Fomenta la independencia energética del país dado que su producción es local, y colabora en la sostenibilidad de algunos dispositivos como el transporte sostenible.

Favorece la creación de empleos sostenibles y limpios, a la vez que permite el desarrollo económico de aquellas zonas en las que se implanta. Es una energía rentable ya que las instalaciones fotovoltaicas reciben subvenciones y, además, su combustible es gratuito una vez realizada la inversión inicial, lo que nos permite ahorrar costes de suministro. En resumen, la energía solar fotovoltaica es una inversión limpia, segura y rentable.



### 1.3 Escenario energético actual

La evolución de toda sociedad depende de la disponibilidad y consumo energético, por lo que la energía debe considerarse un factor principal para el desarrollo y crecimiento económico. Tal y como podemos observar en la sociedad actual, una crisis energética supone una crisis económica. Por ello, debe realizarse un uso eficaz y responsable de la energía, de tal forma que permita la satisfacción de nuestras necesidades sin poner en compromiso las posibilidades de satisfacción de las generaciones futuras. Es decir, debe buscarse la sostenibilidad energética.

Sin embargo, estamos acostumbrados a hacer un mal uso de energía debido a la amplia disponibilidad y a la facilidad de acceso a la misma por su bajo coste. Esto marca la diferencia entre los países desarrollados y los que están en vías de desarrollo, pues en éstos últimos se llevan a cabo controles de consumo mediante el racionamiento de energía y el establecimiento de tarifas de consumo, por lo que la energía se convierte en un bien escaso y muypreciado.

Esta distinción es una de las desventajas del uso de energía cuya materia prima procede de fuentes de energía no renovables, como el carbón, el petróleo y el gas natural, cercanas a la escasez. El reparto tan desigual que tienen algunos de los recursos energéticos, limita su distribución geográfica y genera conflictos geopolíticos. Pero, por otro lado, el desarrollo de una nueva fuente de energía supone grandes cambios en infraestructuras y, por tanto, grandes inversiones de dinero.

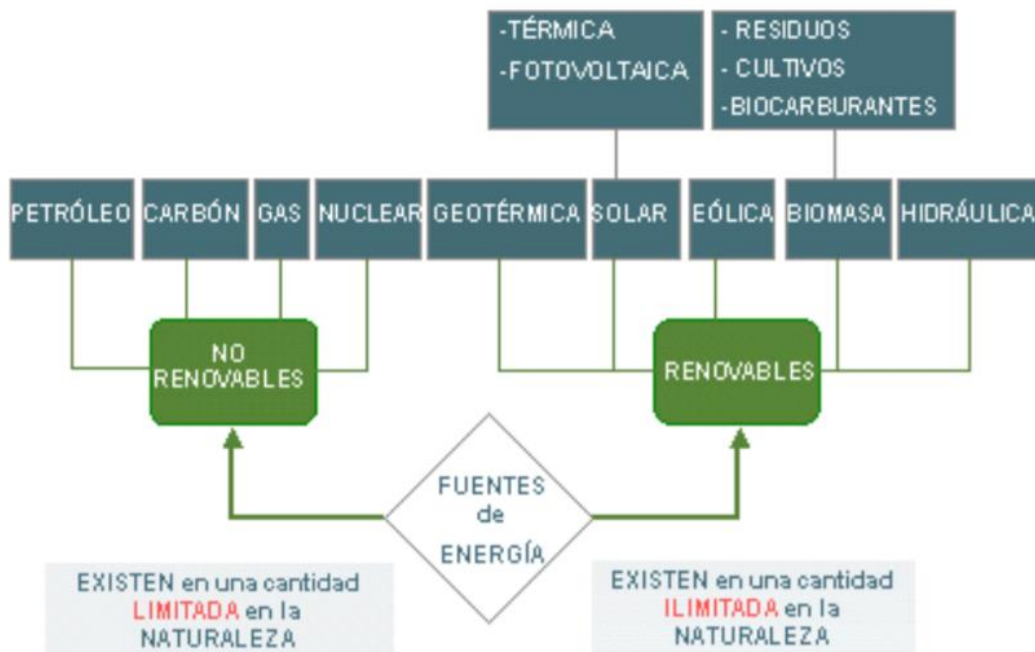


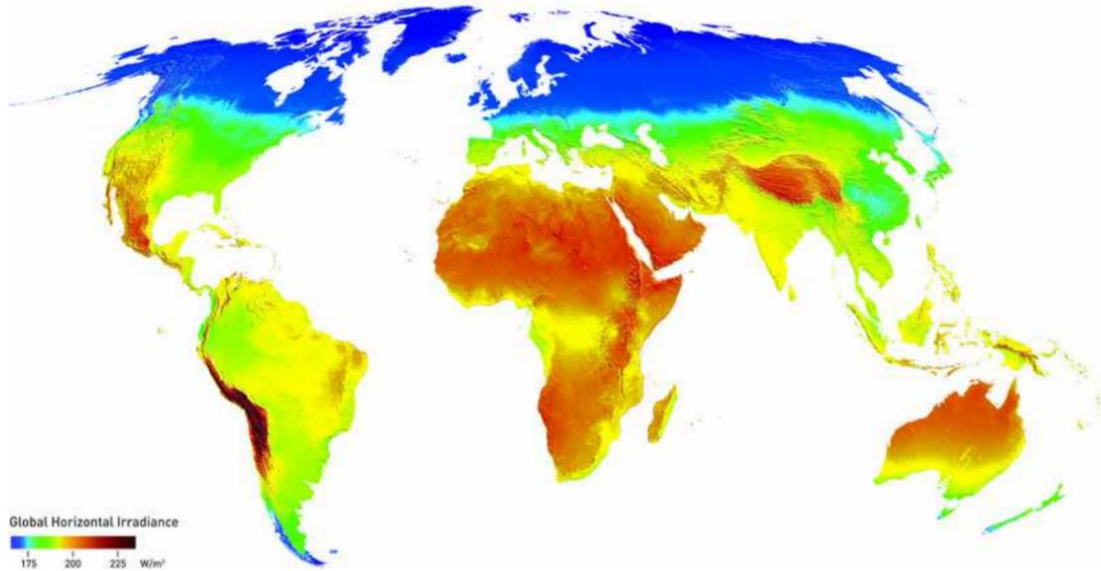
Figura 2: Esquema de recursos energéticos

La diversificación de las fuentes de energía renovable proporciona amplias posibilidades, teniendo en común la utilización de materias primas inagotables, extraídas de la naturaleza, sin producir residuos que afecten al ser humano o al medio ambiente, ya sea a corto o a largo plazo



## 1.4 La energía solar fotovoltaica en el mundo

El mercado de la energía solar fotovoltaica crece a pasos agigantados. La industria fotovoltaica mundial, principalmente en Europa, Estados Unidos, China y Japón, realiza potentes inversiones para las nuevas tecnologías e instalaciones de producción.



*Figura 3: Mapamundi de irradiancia*

En comparación con otros recursos renovables, como el eólico, la radiación solar es el recurso energético renovable más equitativamente repartido a nivel mundial.

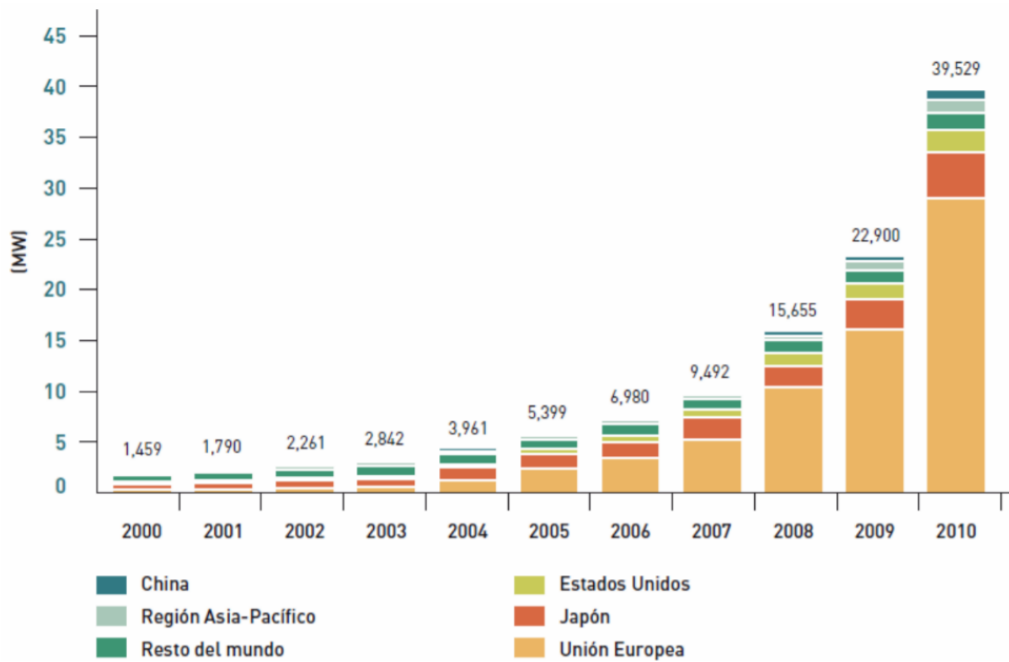
En el año 2007, la energía fotovoltaica conectada a la red fue la fuente energética con mayor crecimiento, un 83% hasta alcanzar una capacidad instalada total de 8,7 GW. Aproximadamente la mitad de esta producción se le debe a Alemania, considerada la potencia fotovoltaica mundial, a pesar de no caracterizarse por la radiación solar que recibe, seguida de Japón.

La mayor planta solar fotovoltaica se encuentra en Beneixama (Alicante-España) con una potencia de 20MW. Al sur de Portugal, en una de las zonas más soleadas de Europa, se está construyendo una instalación de 11 MW. En Norteamérica, la mayor instalación fotovoltaica está en Nellis y genera 18 MW.

Sin embargo, desde 1991, la mayor planta solar es la del Desierto de Mohave, en California, con 324 MW de potencia instalada y que utiliza colectores cilindroparabólicos.

A finales del 2010 [2], la potencia acumulada en el mundo era de 40.000 MWp aproximadamente, de los cuales un 72% (29.000 MWp) se localizan en la UE. Para los próximos años se espera un crecimiento continuo a nivel mundial.





Gráfica 1: Evolución de la potencia acumulada en el mundo hasta 2010

Las tres áreas de mayor interés, en lo relativo a potencia instalada son Europa, con especial atención a Alemania y España (con más del 52% de la potencia instalada mundial), Japón y EE.UU. Japón con 3.622 MW y EE.UU con 2.727 MW, aproximadamente, representan el 9% y 6,80% respectivamente de la potencia mundial.

En la gráfica 1 se observa la evolución histórica de la potencia acumulada, haciéndose evidente un crecimiento exponencial.

A corto plazo se prevé que esta distribución se mantenga, a pesar de que haya países que empiezan a despuntar, lo que supondría que el peso de los países con más potencia no será tan relevante como en la actualidad



## 1.5 La energía fotovoltaica en Europa

Es innegable que el empleo de las energías renovables es indispensable para reducir las emisiones por efecto invernadero, diversificar el suministro de energía y reducir la fuerte dependencia actual al mercado de los combustibles fósiles.

En Europa se reconoce la importancia de este hecho, por ello se ha fijado un objetivo de consumo de energía final del 20% para el año 2020. En este punto, la energía solar fotovoltaica tiene un papel muy importante para conseguir el objetivo ya que, según un estudio publicado por la Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica (EPIA) [3], podría cubrir hasta un 12% de las necesidades eléctricas para el año fijado.

La UE ha reconocido el potencial de la energía fotovoltaica por lo que ha establecido medidas de fomento, cuyo objetivo es incentivar el desarrollo de aplicaciones con este tipo de energía y eliminar la barrera competitiva que existe entre las tecnologías renovables y las basadas en combustibles fósiles.



*Figura 4: Mapa europeo de irradiancia*



A pesar de ello, en 2009, la Unión Europea aumentó su capacidad energética total en 27,5 GW, de los cuales el 21% procedía del sector fotovoltaico (5,8 GW), potencia que representa un 70% de la energía fotovoltaica mundial instalada.

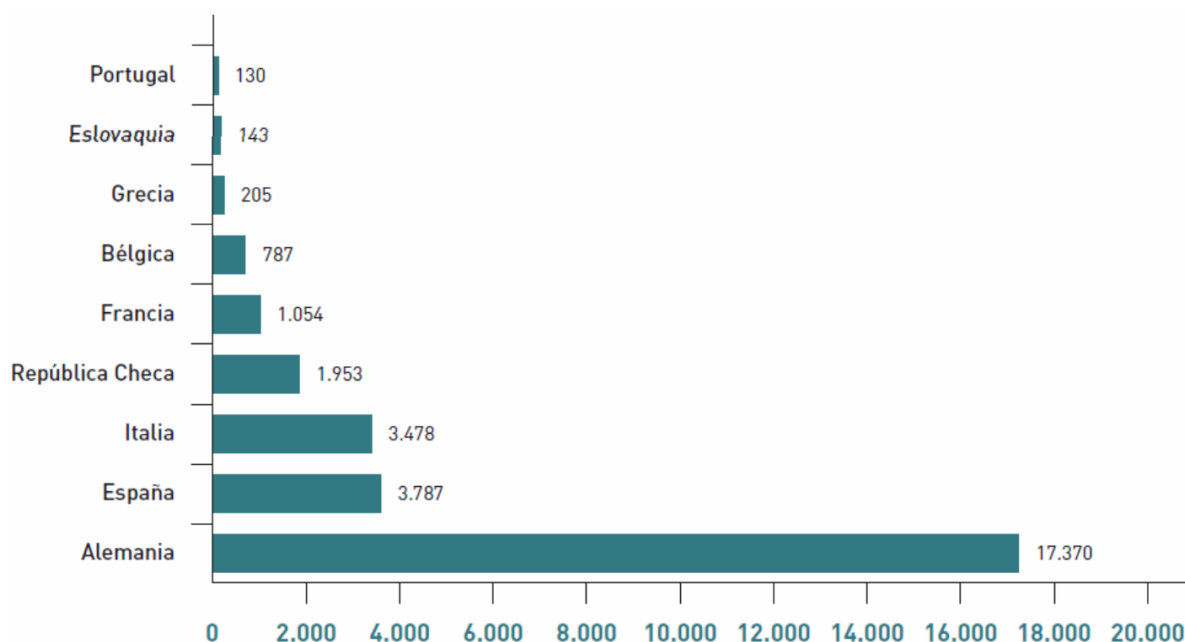
La potencia instalada a finales de 2010 ascendía a 29.327MWp, repartidos entre 29.173 MWp de instalaciones conectadas a red y 154 MWp de instalaciones aisladas.

Alemania es el país de la UE con mayor potencia acumulada (17.370 MW instalados en 2010), dominando el mercado europeo con una representación del 59%. España con 3.787 MW es el segundo país con mayor potencia instalada.

Entre el resto de países destacan Italia, República Checa, Bélgica y Francia que estudian políticas de desarrollo semejantes a los países líderes. Cabe destacar que el gobierno italiano establece una prima fija adicional al precio de mercado de la energía. Ésta varía según el nivel de integración de la instalación y es válida durante los primeros 20 años de explotación. Por tanto, el crecimiento del sector fotovoltaico en Italia se asienta bajo las premisas de incentivos y la simplificación de trámites administrativos.

Estas políticas consiguieron que Italia instalara 711 MW en 2009 y tuviera un total acumulados, en 2010, de 3.478 MW.

La siguiente figura muestra las potencias acumuladas por los países europeos durante el 2010:



Gráfica 2: Potencia acumulada en la UE durante 2010



## 1.6 La energía fotovoltaica en España

La energía solar fotovoltaica ha vivido una gran expansión en España. Debido a la política de incentivos económicos y a la seguridad de inversión, en 2008 nos convertimos en la primera potencia fotovoltaica, con mayor potencia instalada.

La alta rentabilidad que ofrecía originó un crecimiento descontrolado que el gobierno español intentó frenar cambiando la legislación vigente, disminuyendo las primas y poniendo trabas administrativas, principalmente a lo que se refiere al sector de huertas solares.

Gracias a su localización y su climatología, España es uno de los países europeos donde la irradiación es más abundante. La principal ventaja es su reparto prácticamente homogéneo, lo que permite distribuir la potencia instalada en torno a las grandes zonas de consumo. Esto facilita el ahorro en los costes de infraestructuras de transporte y distribución.

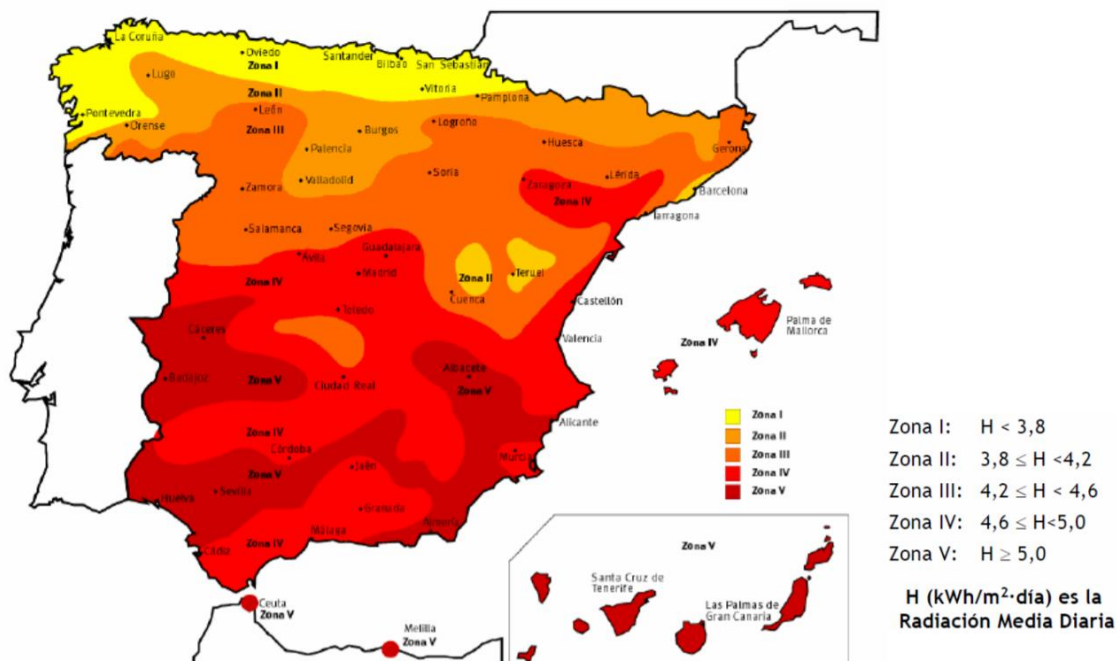


Figura 5: Mapa español de irradiancia

En el sector fotovoltaico, España es uno de los países más desarrollados [4], ocupando el segundo lugar a nivel europeo y el cuarto a nivel mundial, en potencia anual instalada, y en cuanto a la capacidad de fabricación de células, mantiene el segundo puesto a nivel europeo aunque ocupa la sexta posición a nivel mundial.



Las empresas fabricantes de equipos fotovoltaicos [5] invierten alrededor del 7% de su facturación en I+D+i. Este hecho unido al fuerte crecimiento del sector ha permitido situar a las empresas españolas como líderes internacionales en sectores como las células de concentración, la tecnología multicapa o de lámina delgada.



*Figura 6: Células de concentración y de lámina delgada*

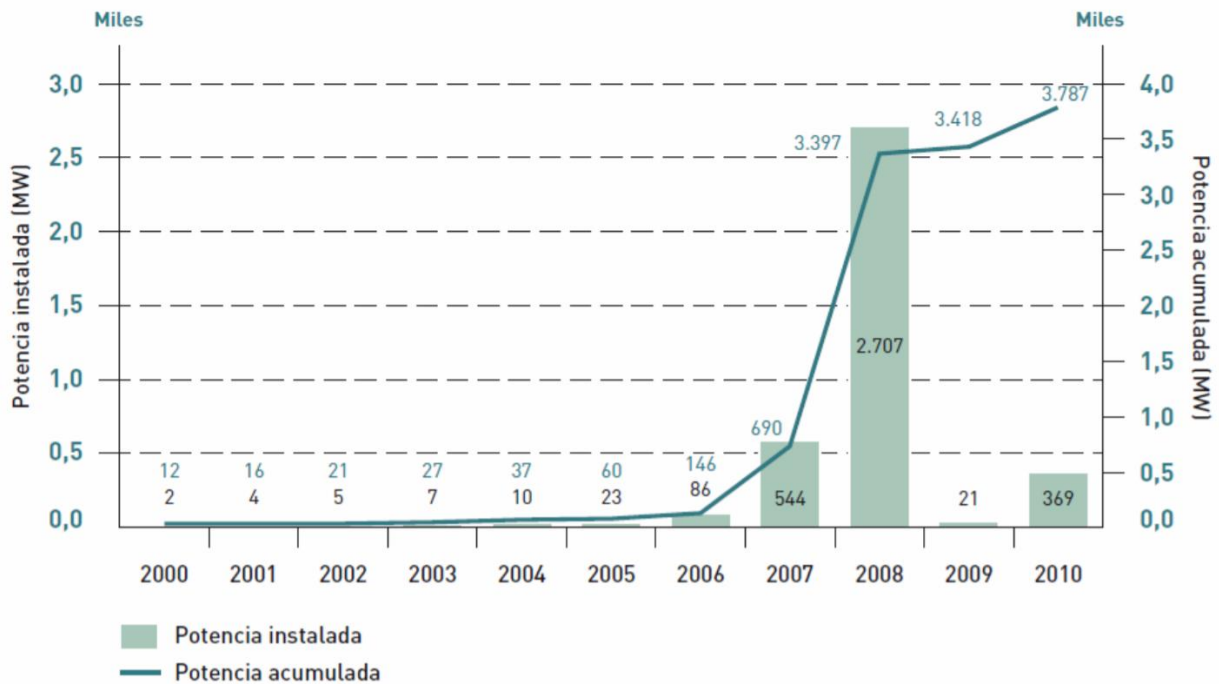
Referente a la potencia instalada, ya en Marzo de 2004, el primer Real Decreto 436/2004 pretendía fomentar la generación de energía mediante recursos renovables e inversión privada.

Para empezar, España impuso unos tímidos objetivos de 380 MW, que tardó en cubrir más de dos años. En ese momento, la prima para los inversores era muy atractiva: 575% del precio medio de la electricidad convencional durante 25 años.

En agosto de 2005 se aprueba el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010, que exigía crecimientos del 30% durante ese período para cumplir sus objetivos, a pesar de que el crecimiento en los últimos años había sido del 85%.

En 2007, el gobierno anula el RD 436/2004 con el que desvincula el precio que se paga por kWh. generado de energía fotovoltaica y marca un precio fijo que se irá revisando anualmente.

En el año 2008, España instala más de 2500 MW de potencia fotovoltaica, lo que produce un crecimiento del 300% de la potencia instalada en el año anterior. Ese mismo año, el RD 1578/2008 publica las condiciones técnicas y económicas que regularán las nuevas instalaciones fotovoltaicas, imponiendo unos cupos máximos de instalación de 100 MW por trimestre y rebajando la prima a la producción entre el 30 % y el 40%, presentando una tendencia decreciente con el tiempo.



Gráfica 3: Potencia instalada y acumulada por año

Para el 2009 se establece un cupo de potencia de 400 MW y un extra de 100 MW. Así mismo, para el 2010, el cupo base es de 413 MW y el cupo extra de 60 MW. A partir del 2011 no existe cupo extra, y el cupo base se incrementa en el mismo porcentaje que se reduzca la tarifa para cada tipología de instalación definida. Se establecen dos tipologías de instalaciones: las que se aplican sobre edificaciones y el resto, cada una con sus cupos y tarifas. La tipología de instalaciones sobre edificaciones contempla dos subgrupos: las menores de 20 kW y las que tienen entre 20 kW y 2 MW. La otra tipología reúne el resto de instalaciones no instaladas sobre edificaciones urbanas y que permite un máximo de 10 MW. Las tarifas van descendiendo un 10% anual según se cubran los cupos asignados.

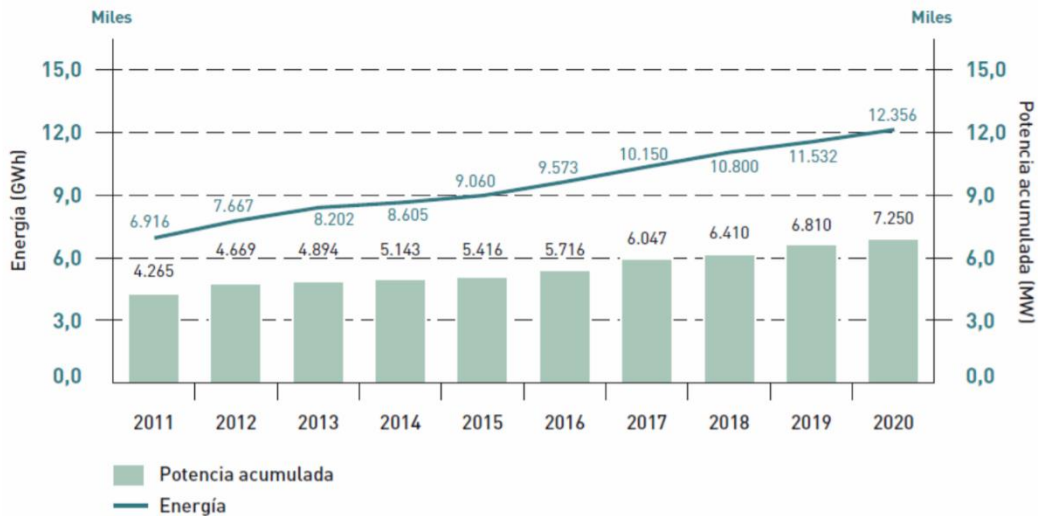
## 1.7 El futuro de la energía solar fotovoltaica

Según un estudio realizado por la EPIA, para el año 2020 la energía solar fotovoltaica podría llegar a cubrir hasta un 12% de la demanda de energía en la Unión Europea, lo cual significa que debe ser competitiva hasta en un 76% con otras fuentes de energía del mercado, sin disponer de subvenciones o apoyos externos.

Las expectativas del marco actual en que se encuentra el mercado fotovoltaico se ven truncadas por la fuerte dependencia del marco político de un determinado país [6] [7], ya que los mecanismos de apoyo quedan definidos en las leyes nacionales. Establecer, modificar o hacer desaparecer los regímenes de ayuda tienen una enorme repercusión en la evolución de los mercados e industrias fotovoltaicas.



Todos estos pronósticos darían como resultado, y a un plazo mayor, la siguiente evolución energética:



Gráfica 4: Energía anual (MWh) y potencia acumulada (MW) por años

Es decir, para el año 2020 se superarían los 12.350 GWh de energía generada por toda la potencia acumulada instalada en España, que se estima de 7.250 MW.

Se espera que el aumento de la eficiencia de los módulos provoque una disminución de la superficie necesaria para las instalaciones, así como un coste menor de la misma, sin aumentar las horas diarias de producción.

Sin embargo, y a pesar de expectativas tan prometedoras, España ya ha experimentado un exceso de capacidad de energía debido a la disminución de la demanda de electricidad correspondiente a la desaceleración de la economía. Esto lleva al gobierno español a reducir el potencial de energía fotovoltaica y otras fuentes de energía renovables, lo que limita el alto potencial de estos mercados para los próximos años, a pesar de la radiación solar y el potencial PV



## **2. Objeto del proyecto**

El presente proyecto tiene por objeto describir y calcular las características necesarias para la instalación de una planta solar fotovoltaica fija, de 50 kWn para conexión a red, situada sobre la cubierta de una nave industrial para almacenamiento de productos agrícolas en la localidad de Azuaga (Badajoz).

Con ello conseguimos utilizar un espacio que no estaba siendo utilizado para otros usos y producir energía eléctrica en el mismo punto donde se consume.

La central contará con un total de 180 módulos fotovoltaicos de silicio policristalino de 295 vatios pico repartidos en 10 líneas o string de 18 módulos en serie, siendo la potencia instalada en el generador de 53100 vatios pico.

El inversor nos fijará la potencia nominal de la instalación que en este caso es de 50 kW, admitiendo una potencia de entrada (potencia instalada en placas) de 60 kW.

El proyecto incluye un estudio económico para estimar la producción y los ingresos que generará la central y de esta forma comprobar que es viable desde el punto de vista económico.

El proyecto se acoge a la legislación vigente que permite obtener retribución por la producción y venta de energía eléctrica.

## **3. Justificaciones**

### **2.1. Académica**

Este proyecto tiene como objetivo final la obtención del título de ingeniero industrial en la especialidad de electricidad, una vez se han superado todas las asignaturas de las que consta esta titulación.

### **2.2. Técnico – económica**

Se elabora por tanto el proyecto de una instalación solar de conexión a red. Este sistema de generación tiene la ventaja de acercar la producción eléctrica al lugar de consumo, descentralizando la red convencional desde los grandes productores con energías menos respetuosas con el medio ambiente suponiendo una reducción de costes en cuanto a fuente de energía y ahorro en la distribución y transporte de electricidad, pues esta junto a los lugares de consumo.

Aunque finalmente este proyecto no sea ejecutado quedará definido técnicamente atendiendo a todas las exigencias en cuanto a normativa aplicable, detallando los cálculos realizados y adjuntando planos y esquemas eléctricos.

Y definida económicamente, pues los precios relativos a los componentes de la central fotovoltaica (así como los mismos productos) se han obtenido de los catálogos y referencias actualizadas de los fabricantes y distribuidores del sector pudiéndose corroborar los precios y taifas de los mismos a fecha del proyecto.





### 2.3. Legal

Con objeto de dejar debidamente legalizada la instalación, se redacta el presente proyecto, de acuerdo con la reglamentación técnica que se cita a continuación.

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Norma UNE-EN 62466: Sistemas fotovoltaicos conectados a red. Requisitos mínimos de documentación, puesta en marcha e inspección de un sistema.
- Resolución de 31 de mayo de 2001 por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para baja tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de Edificación.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica en autoconsumo y producción con autoconsumo.
- Pliego de condiciones técnicas de IDAE
- Normativa municipal del ayuntamiento de Azuaga



## 4. Distribución física de los elementos

### 3.1. Localización

La nave para el almacenamiento de productos agrícolas se encuentra situada dentro de la parcela nº18 de 1.854,00 m<sup>2</sup> y la parcela nº 19 de 2.696,00 m<sup>2</sup> propiedad de AZUAGA AGRÍCOLA SL., del polígono industrial de Azuaga, en la localidad de Azuaga (Badajoz).

Las coordenadas de la nave son las siguientes:

- Latitud = 38° 15' 32" Norte
- Longitud = 5° 40' 40" Oeste
- Con una elevación de 588 metros sobre el nivel del mar

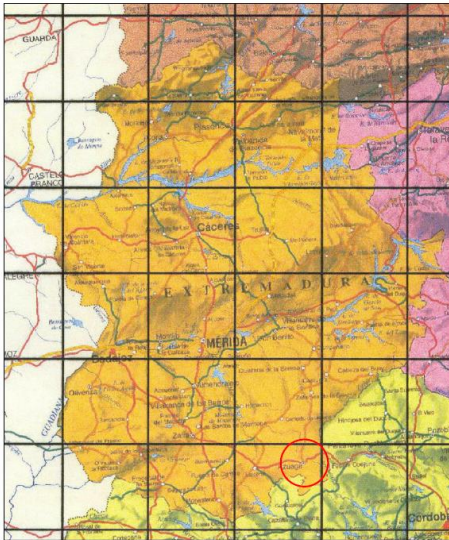


Figura 7: Localización

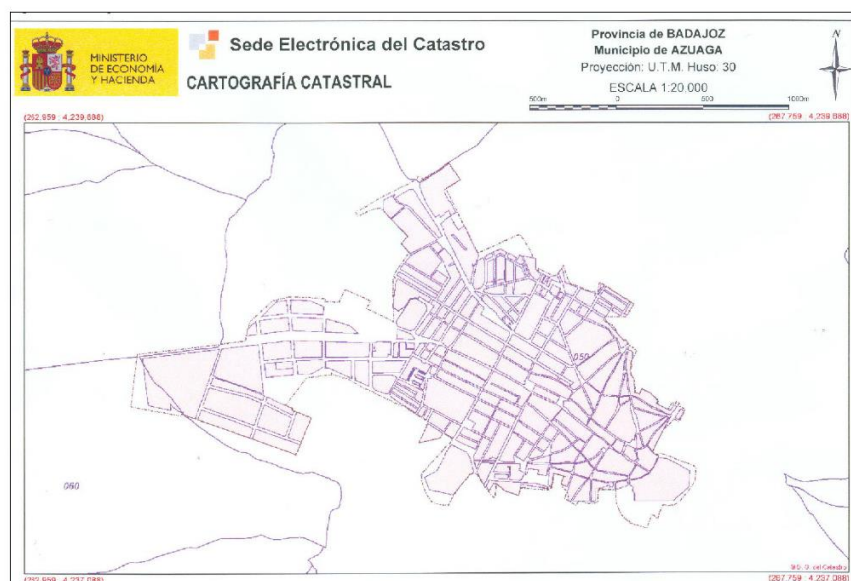


Figura 8: Cartografía



### 3.2. Aprovechamiento de la cubierta de la nave

La nave que nos ocupa dispone de una cubierta a dos aguas, con una pendiente del 10% y una desviación respecto al sur de 62°. La superficie utilizable es de 19,91 x 51 metros, es decir 1015,41 m<sup>2</sup>.

Al tener un azimut distinto de 0, las placas están giradas sobre la superficie de la cubierta, de manera que estén mirando hacia el sur perfecto.

La inclinación ideal de los módulos para esta región lo obtenemos mediante la base de datos de PVGIS y tiene un valor de 35°.

Los módulos utilizados en la central son el modelo P672295 del fabricante Sunrise, con una potencia pico de 295 W.

#### Sombras

Para evitar que las sombras que proyectan los módulos afecten a otros situados más atrás recurriremos al pliego de condiciones técnicas de IDAE donde se especifica el método a seguir a la hora de realizar estos cálculos.

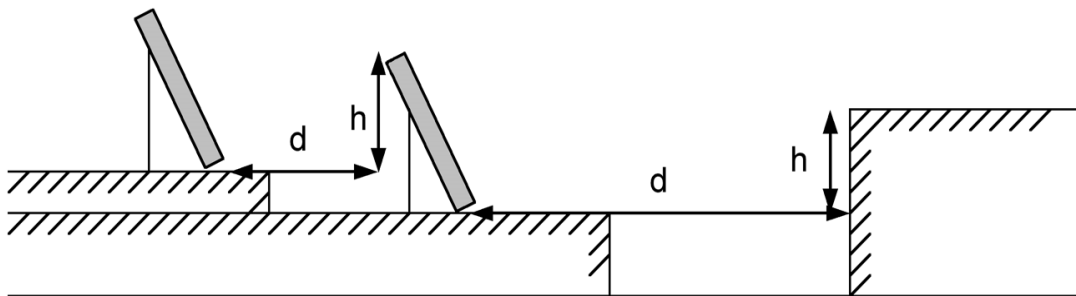


Figura 9: Sombras

En nuestro caso  $d$  será la proyección vertical del módulo fotovoltaico una vez tenga la inclinación idónea

La distancia  $d$  de separación entre módulos ha de tomar como mínimo el valor  $h \times k$ , siendo  $k$  un factor adimensional cuyo valor viene dado por la fórmula:

$$K = 1 / \tan (61^\circ - \text{latitud})$$

Por tanto, el valor de  $h$  es el siguiente.

$$h = \text{longitud de la placa} \times \text{ángulo de inclinación} = 1,958 \text{ m} \times \sin(35^\circ) = 1,1242 \text{ m}$$

Y el valor de  $k$  para nuestra instalación será de:

$$K = 1 / \tan (61^\circ - 38,3^\circ) = 2,39$$

Con esto podemos calcular ya la separación mínima que debe haber entre líneas de placas. Su valor es:

$$d = h \times k = 1,127 \times 2,39 = 2,686 \text{ m}$$



Con los datos obtenidos y la ayuda de AutoCAD, realizamos un estudio sobre el espacio disponible y los módulos que podemos situar sobre la cubierta.

Se comprueba que el número máximo de paneles que se pueden instalar son 182, lo que supone una potencia instalada de 53690 Wp.

Aunque se pueden instalar 182 módulos por motivos técnicos solo se instalan 180, lo que hace una potencia de 53100 Wp

Se tiene por tanto que los datos obtenidos son los siguientes:

- Superficie útil: 1015,41 m<sup>2</sup>
- Inclinación de la cubierta: 10%
- Azimut: 62
- Inclinación óptima de los módulos: 35°
- Número de módulos instalados: 180
- Potencia instalada: 53100 Wp

Tanto la distribución de los módulos como la superficie de sombras quedan representados en los planos nº4 y nº5 respectivamente



### **3.3. Localización del inversor**

El inversor de conexión a red irá situado lo más próximo al generador fotovoltaico para evitar al máximo las caídas de tensión. Igualmente ha de instalarse de manera que no entorpezca el paso de personas y mercancías. Además, deberá de disponer de ventilación natural que permita mantener la temperatura de trabajo del inversor dentro de los límites del fabricante.

La opción elegida para su localización ha sido un pequeño almacén situado en la segunda planta de la nave, ya que es la más próxima al campo generador y reúne los requisitos anteriormente citados.

La situación del inversor dentro de la nave queda detallada en el plano nº10 ‘Situación del inversor’

## **5. Diseño eléctrico de la instalación y componentes**

### **4.1. Clasificación de la instalación**

La instalación fotovoltaica que nos ocupa queda encuadrada dentro de las instalaciones generadores de energía en régimen especial

En el R.D 1578/2008 quedan clasificadas los distintos tipos de instalaciones atendiendo a la potencia nominal de las mismas y de la situación en la que se encuentren instaladas. Se dividen en dos tipos:

Tipo I. Instalaciones que estén ubicadas en cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario. Estas instalaciones se agrupan, a su vez, en dos subtipos:

- Tipo I1: Instalaciones de cubierta con una potencia inferior o igual a 20 kW
- Tipo I2: Instalaciones de cubierta con una potencia superior a 20 kW.

Tipo II. Instalaciones no incluidas en el tipo I anterior.

Atendiendo a esta clasificación, nuestra central que tiene una potencia nominal de 50 kW quedaría enmarcada como una instalación generadora de energía en régimen especial del tipo I2

Además de esto, atendiendo al reglamento electrotécnico de baja tensión en su ITC – BT 40 la instalación quedaría clasificada como instalación generadora de baja tensión del tipo instalación generadora interconectada, por estar trabajando en paralelo con la red de distribución pública a la que está conectada. Según la ITC – BT 30 queda también clasificada como emplazamiento mojado por estar a la intemperie la parte del generador que queda en el exterior.



## 4.2. Consideraciones y normativas en las instalaciones fotovoltaicas

La incorporación de la central fotovoltaica conectada a red no debe suponer ningún peligro para las personas, equipos, la red eléctrica y otros usuarios y deberá cumplir en todo momento las indicaciones impuestas por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en su versión más actualizada.

La parte de corriente continua de la instalación será flotante, es decir, ninguno de los polos del generador fotovoltaico estará conectado a tierra.

La instalación contará con:

- Empleo de dispositivos limitadores de sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas o varistores, conectados entre ambos polos del generador fotovoltaico y tierra.
- Magnetotérmicos homologados para su utilización en corriente continua (ya que no se pueden emplear con las mismas especificaciones y precisión los de alterna para continua). En función de la tensión de operación y el poder de intensidad de corte,
- Realizar una correcta puesta a tierra de la estructura soporte del generador fotovoltaico y de las masas metálicas de la instalación, según lo indicado en la normativa aplicable.
- Minimizar la posibilidad de cortocircuitos, separando la conducción de terminales positivos y negativos provenientes del generador fotovoltaico en la caja de conexiones.
- Utilizar materiales debidamente homologados para realizar los cableados.

La línea de salida de corriente alterna del inversor, ha de estar protegida adecuadamente mediante un interruptor magnetotérmico y otro diferencial para la protección contra contactos indirectos como se realiza en las instalaciones eléctricas de edificios y viviendas con el neutro del transformador puesto a tierra o esquema TT como prescribe la ITC-BT correspondiente al reglamento electrotécnico.

Según el RD 1663/2000, al ser la central detallada en este proyecto del grupo mayor de 20 kW sobre cubierta y por ser de potencia mayor a 5 kW se debe instalar un inversor trifásico con transformador de aislamiento. El empleo de inversores sin transformador de aislamiento no es aceptado por la normativa en España ya que su uso puede ocasionar la inyección de corriente continua a la red. Además, los inversores deben cumplir la normativa existente y aplicable en cuanto a compatibilidad electromagnética, EMC.

También, como normativa aplicable se cumplirá lo indicado en:

- Código Técnico De La Edificación
- Pliego de condiciones técnicas de I.D.A.E.

El pliego de condiciones técnicas elaborado por el departamento de energía solar de I.D.A.E. (instituto para la diversificación y ahorro energético) establece las condiciones técnicas de las protecciones mínimas a emplear en instalaciones conectadas a red, que según especifica en uno de sus apartados para este tipo de instalaciones se cumplirá lo dispuesto en el RD 1663/2000 (artículo 11) que a continuación se reproduce en parte para luego poder determinar más concretamente las protecciones de la instalación.



- Un interruptor general manual que será un interruptor magnetotérmico 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 el punto de conexión en todo momento con el fin 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 continua de la instalación.
- Interruptor automático de la interconexión para la desconexión- conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um respectivamente).
- Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora tras las verificaciones a las que hace referencia los artículos 6 y 7.
- El rearme de los sistemas de conmutación y por tanto de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.
- Podrán integrarse en el equipo inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión - conexión serán realizadas por este. En este caso solo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor automático diferencial, si se cumplen las siguientes condiciones:
  - Las funciones serán realizadas mediante un contactor cuyo rearme será automático, una vez se restablezcan las condiciones normales de suministro de la red.
  - El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente.
  - El estado del contactor ("on/off"), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado.
  - En caso de que no se utilicen las protecciones precintables para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión mencionadas en este artículo, el fabricante del inversor deberá certificar:
    - a) Los valores de la tara de tensión
    - b) Los valores de la tara de frecuencia
    - c) El tipo y características del equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.)
    - d) Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites establecidos de tensión y frecuencia



- En caso de que las funciones de protección sean realizadas por un programa de "software" de control de operaciones, los precintos físicos serán sustituidos por certificaciones del fabricante del inversor, en las que se mencione explícitamente que dicho programa no es accesible para el usuario de la instalación.

### 4.3. Descripción general del sistema fotovoltaico

Un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red eléctrica como el que nos ocupa consta de dos elementos principales:

- Generador fotovoltaico: formado por una red de módulos solares interconectados entre sí en serie y en paralelo. Estos módulos transforman la energía que les llega en forma de radiación solar en energía eléctrica. La corriente que entregan las placas es de carácter continua.
- Inversor: es el elemento encargado de transformar la corriente continua que llega de los módulos en corriente alterna sinusoidal con los mismos parámetros que los de la red eléctrica de baja tensión para de este modo poder volcar la energía en ella.

Además, diferenciamos en dos partes la instalación atendiendo al tipo de corriente que por ella circula:

- **Parte de continua:** engloba los módulos, el cableado y las protecciones que nos encontramos hasta la llegada al inversor.
- **Parte de alterna:** igualmente engloba al inversor, cableado y protecciones en corriente alterna hasta llegar al punto de conexión a red que nos marca la compañía distribuidora.

### 4.4. Módulos fotovoltaicos

Los módulos empleados para esta instalación son el modelo P672295 del fabricante Sunrise. Se trata de módulos policristalinos de una potencia pico de 295 w. La elección de este tipo de modulo se basa en la necesidad de conseguir la máxima potencia en el mínimo espacio.

Igualmente se ha tenido en cuenta el precio ofrecido por el distribuidor, de **0,65 €** por vatio pico.

Según queda especificado en el apartado 3.2. 'Aprovechamiento de la cubierta de la nave', el número de módulos instalados es de 180. Su situación sobre la superficie de la nave puede apreciarse en el plano nº4 'Distribución de los módulos' del apartado de planos.

Los módulos quedan distribuidos en ramas de módulos enserializados para que cumplan con los parámetros de entrada que nos fija el inversor, de modo que conectándolos en serie conseguimos la tensión de entrada y conectándolos en paralelo conseguimos la corriente de entrada.

Con esto, los datos referentes a la instalación del generador fotovoltaico son los siguientes:

- Número de módulos en serie: 18





- Número de ramas en paralelo: 10
- Tensión de entrada: 649,26 V
- Corriente de entrada al inversor: 81,8 A
- Número total de módulos instalados: 180
- Potencia instalada en módulos: 53100 Wp

La obtención de los anteriores parámetros queda especificada en el Anexo ‘Dimensionado del campo fotovoltaico’.

Se detallan a continuación las principales características de estos módulos

Tipo de célula	Silicio policristalino
Número de células	72
Dimensiones de la célula	156 x 156 mm
Potencia máxima	295 w
Tensión a potencia máxima	36,07 V
Tensión de vacío	44,6 V
Corriente a potencia máxima	8,18 A
Corriente de cortocircuito	8,78 A
Temperatura de funcionamiento normal	47+/-2°
Rango de temperatura de funcionamiento	-40/85°c'
Dimensiones del módulo	1958 x 992 x 50 mm
Peso	23,2 kg
Longitud de los conductores de salida	1260 mm
Tipo de conector de salida	MC4 (4 mm <sup>2</sup> )

*Tabla 1: Características Módulos fotovoltaicos*



#### 4.5. Inversor de conexión a red

El inversor escogido para esta instalación ha sido el modelo SE 50 i, del fabricante Siliken. Este inversor, cuya potencia máxima de entrada es de 60 kW, se ajusta perfectamente a las condiciones de la central y proporciona una potencia nominal de salida de 50 kW.

Este inversor cuenta con display y leds indicadores de funcionamiento y detección de fallos, es integrable en cualquier sistema de monitorización y permite al propietario conocer en todo momento la situación de la central mediante el empleo de redes de comunicaciones locales y remotas.

Por supuesto, y como es normal en todos los inversores modernos, cuenta con sistema de seguimiento del punto de máxima potencia, ajustando los parámetros de entrada para conseguir la potencia de salida nominal.

Entre los elementos de seguridad dispone de:

- Conexión directa a la red con protecciones eléctricas integradas
- Detección anti-isla con desconexión automática de la red
- Protección contra sobretensiones, sobrecorrientes y cortocircuitos
- Conexión de paneles a través de contactor, lo cual permite:
  - Aislamiento total del campo fotovoltaico
  - Protección contra polarización inversa y cortocircuitos
  - Máxima seguridad para las personas

La distorsión armónica que produce estos inversores en la red eléctrica es menor del 3% lo que garantiza que la energía inyectada a la red es de buena calidad.

A continuación, se indican algunas de las características principales del inversor:



### **SILIKEN SE 50 I**

<b><u>Características generales</u></b>	
Rendimiento máximo	96,50%
Grado de protección	IP 40
Dimensiones	15000 X 600 X 800 mm
Peso	700 kg
Temperatura de funcionamiento	desde '-10°' a '+55°'
<b><u>Parámetros de entrada</u></b>	
Potencia máxima en DC	60 kWp
Rango de tensiones PMP	450-750 V
Rango de tensión recomendada	550-850 V
Tensión máxima	900 V
Intensidad máxima	135 A
<b><u>Parámetros de salida</u></b>	
Potencia nominal	50 kW
Máxima corriente eficaz	85 A
Tensión nominal	3 x 400 V
Frecuencia nominal	50 Hz
Distorsión armónica	< 3%
Factor de potencia	>0,99

*Tabla 2: Características Inversor*

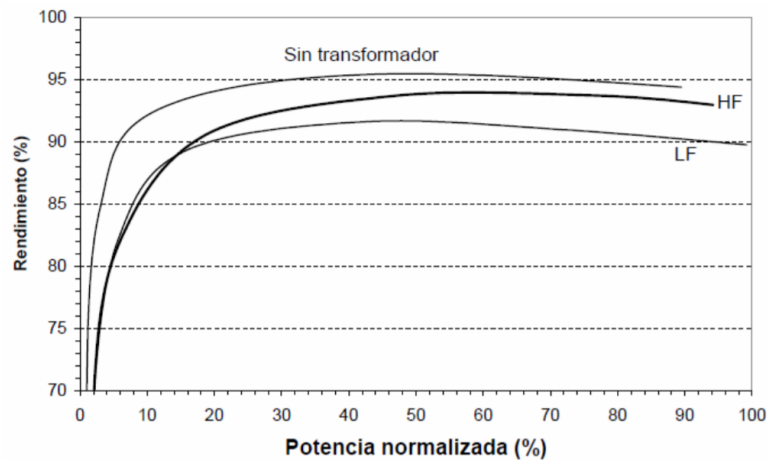
Como se puede apreciar en la tabla de características, el rango de tensión de entrada recomendada está entre 550 y 850 V. No obstante, la experiencia demuestra que en centrales con una tensión de entrada elevada los inversores empezaban a dar problemas. De este modo el valor se ha ajustado al límite inferior, en concreto a 649,26 V.

Este cálculo queda de manifiesto en el Anexo 'Dimensionado del campo fotovoltaico'.

#### **Rendimiento del inversor:**

El rendimiento del inversor es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada al mismo. Para obtener su valor real deben tenerse en cuenta los sistemas de filtrado, las protecciones o los transformadores, por ejemplo. Es decir, el rendimiento total real depende de las pérdidas producidas por los componentes internos del propio inversor.

La siguiente figura muestra, como ejemplo, la diferencia de rendimiento en función del tipo de aislamiento galvánico (HF, LF o sin transformador):



Gráfica 5: Rendimiento de un inversor según aislamiento galvánico

Trabajando a plena carga y en condiciones óptimas, los inversores pueden alcanzar rendimientos entre el 90 y 95%. Éste puede optimizarse siempre que la potencia pico del generador sea superior a la potencia nominal del inversor, evitando su funcionamiento en media carga. Sin embargo, puede suceder que el generador sea demasiado grande y se pierda energía al limitar la corriente que llega al mismo, para evitar sobrecargas.

Esto sugiere que la potencia del generador sea 1,2 veces superior a la del inversor, permitiendo el funcionamiento del mismo por encima del 90% de su potencia nominal.



El rendimiento del inversor se define como  $\eta_I = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}}$

De este rendimiento se obtiene el “rendimiento europeo”,  $\eta_{EUR}$ . El rendimiento europeo es el factor más usado para comparar inversores, principalmente de red. Se obtiene del promedio ponderado de las eficiencias bajo distintas cargas, sin contemplar la tensión de entrada a la que debe calcularse.

Se calcula como:

$$\eta_{Euro} = \sum a_{Eu} * \eta_{i\_MPP} \text{ donde,}$$

$a_{Eu}$  es el factor de ponderación europeo y,

$\eta_{i\_MPP}$  corresponde al rendimiento estático del seguidor del punto de máxima potencia para una potencia parcial determinada.

Es decir, se calcula combinando los valores de rendimiento para valores concretos de potencia de salida del inversor,  $\eta_I$ .

$$\eta_{EUR} = 0,03\eta_5 + 0,06\eta_{10} + 0,13\eta_{20} + 0,1\eta_{30} + 0,48\eta_{50} + 0,2\eta_{100}$$

donde  $\eta_5$  representa el rendimiento a un 5% de la potencia,  $\eta_{10}$ , un rendimiento del 10%, y así sucesivamente

## Rendimiento total

El rendimiento total de un sistema fotovoltaico viene definido como el producto de los rendimientos de la placa fotovoltaica, los seguidores del punto de máxima potencia y el inversor, como muestra la siguiente ecuación:

$$\eta_{Sfv} = \eta_{cs} \cdot \eta_{MPPT} \cdot \eta_i$$

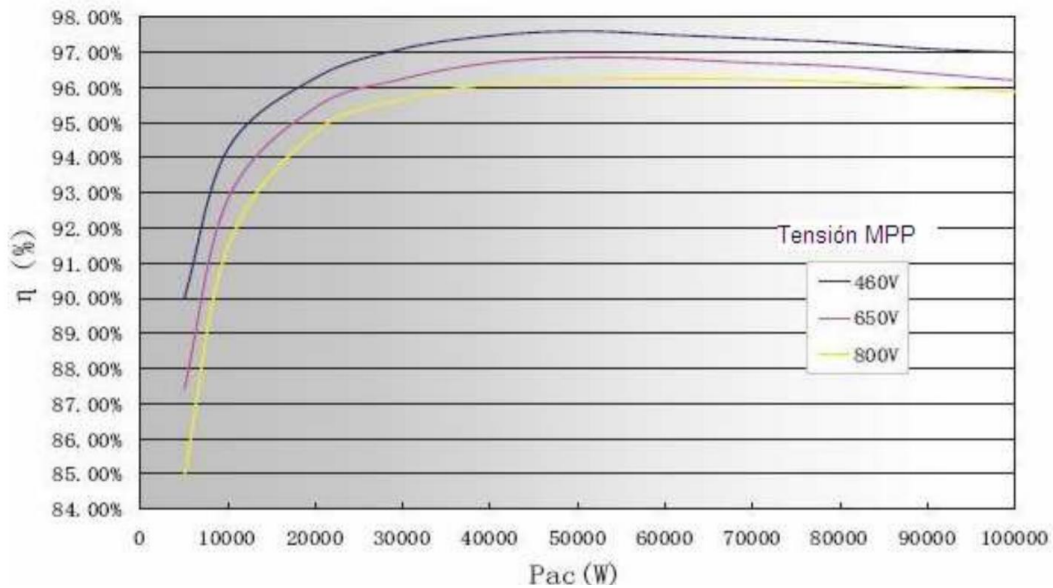
Donde

$\eta_{Sfv}$  es el rendimiento del sistema fotovoltaico, o rendimiento total;

$\eta_{cs}$  es el rendimiento de la célula solar;

$\eta_{MPPT}$  es el rendimiento del seguidor del punto de máxima potencia, y

$\eta_i$  es el rendimiento proporcionado por el inversor



Gráfica 6: Rendimiento de una instalación fotovoltaica según la potencia de salida ( $P_{ac}$ ) y su tensión en el punto de máxima potencia

#### 4.6. Circuito de corriente continua

El circuito de corriente continua engloba dos tramos de la instalación:

- Interconexión de los módulos fotovoltaicos y de estos a la caja de protecciones del generador.
- Conexión de la caja de protecciones del generador con el inversor.

Los conductores deben cumplir en todo momento las exigencias reglamentarias

##### Interconexión de los módulos fotovoltaicos y de estos a la caja de protecciones del generador.

Para la elección de la sección necesaria que debe tener el conductor se ha tenido en cuenta los criterios de cálculo impuestos por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión:

- Criterio térmico o de intensidad máxima admisible
- Criterio de la caída de tensión máxima, la cual ha de ser inferior al 1% para todo el circuito de corriente continua.

Igualmente habrá que tener en cuenta los criterios de selección de las protecciones ya que estos afectan a la sección de conductor elegida.

Además, hay que tener en cuenta que los conductores para este circuito van instalados a la intemperie con lo cual deben ser conductores capaces de resistir estas condiciones.

Se ha empleado para este cometido un conductor RV 0,6/1 kV de 4 mm<sup>2</sup> de sección, con una intensidad máxima admisible de 28 A



El trazado de los conductores desde el último módulo hasta la caja de conexiones del generador transcurre por una canaleta de protección situada en el centro de la nave. Se instalarán dos de estas canaletas con el fin de separar los conductores positivos de los negativos y de esta manera evitar posibles cortocircuitos.

El cálculo realizado para la elección de este conductor se detalla en el anexo ‘Cálculos eléctricos’

Resumen de características del conductor empleado:

- Sección: 4mm<sup>2</sup>
- Intensidad máxima admisible: 28 A
- Aislamiento: XLPE
- Cubierta: PVC

#### Conexión de la caja de protecciones del generador al inversor

Tras asociar las ramas de módulos enserializados mediante la caja de conexiones del generador, se pasa a tener un único conductor de unión entre dicha caja de conexión y el inversor, conductor por el cual pasará toda la corriente generada en los módulos.

Para la elección de la sección necesaria que debe tener el conductor se ha tenido en cuenta los criterios de cálculo impuestos por el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión:

- Criterio térmico o de intensidad máxima admisible:
- Criterio de la caída de tensión máxima, la cual ha de ser inferior al 1 % para todo el circuito de corriente continua.

Igualmente habrá que tener en cuenta los criterios de selección de las protecciones ya que estos afectan a la sección de conductor elegida.

Se ha empleado para este cometido un conductor RV 0,6/1 kV de 50 mm<sup>2</sup> de sección y una intensidad máxima admisible de 192 A.

El cálculo realizado para la elección de este conductor se detalla en el anexo ‘Cálculos eléctricos’

Resumen de características del conductor empleado:

- Sección: 50 mm<sup>2</sup>
- Intensidad máxima admisible: 192 A
- Aislamiento: XLPE
- Cubierta: PVC



#### **4.7. Circuito de corriente alterna**

Este circuito comprende el tramo de unión del inversor con la caja de protecciones de alterna y de esta al cuadro de protección y medida, el cual está alojado en el punto de conexión a la red de baja tensión de la empresa distribuidora. La caída de tensión máxima reglamentaria para esta parte del circuito es de 1,5%

El conductor elegido para este tramo de la instalación ha sido una manguera RV 0,6/1 kV de tres fases más tierra cuya sección es de 35 mm<sup>2</sup>, con una intensidad máxima admisible de 224 A.

El cálculo realizado para la elección de este conductor se detalla en el anexo 'Cálculos eléctricos'.

Resumen de características del conductor empleado:

- Manguera 3+1
- Sección: 35 mm<sup>2</sup>
- Intensidad máxima admisible: 224 A
- Aislamiento: XLPE
- Cubierta: PVC

#### **4.8. Caja de conexiones del generador**

La misión de la caja de conexiones del generador es:

- Conectar en paralelo las ramas de módulos enserializados
- Dejar debidamente protegida la instalación del generador fotovoltaico

A la caja de conexiones del generador llegan 10 ramas en paralelo, con dos polos por rama. Cada polo queda debidamente protegido mediante fusibles de intensidad nominal  $I_n = 16$  A.

La elección de estas protecciones queda explicada en el Anexo 'Cálculos eléctricos'

La caja de conexiones del generador va situada en la misma cubierta de la nave, debajo de uno los módulos fotovoltaicos. Con objeto de lograr una caída de tensión más o menos homogénea en todas las ramas, la caja de conexiones se situará hacia el centro de la cubierta.

La situación de la caja de conexión del generador queda detallada en el plano nº9 'Situación de la C.C.G.'.

Para este proyecto se ha empleado el equipo de protección ARF1-IP 66 de la marca Cahors. Este equipo cumple perfectamente con todas las indicaciones hechas en el apartado de consideraciones. El equipo viene con bases portafusibles de hasta 20 A que protegen ambos polos, lo que resulta idóneo pues como





se ha especificado en el anexo de cálculo, los fusibles empleados en este tramo de la instalación tienen una intensidad nominal de 16 A.

A continuación, se detallan sus características principales:

- Envolvente Arinter
- Grado de protección IP 66 s/n UNE 20324 / IEC 60529
- IK09 (10 Julios) s/n EN 50102 / IEC 62262
- Interruptor de Seccionamiento para 900-1000Vdc
- Protector Sobretensiones con descargador de 40 kA de descarga.
- Bases Fusibles hasta 20A - 900-1000 Vdc
- Dimensiones: 600 x 800 x 300 mm (alto, ancho, profundidad)
- Número de strings: 10

A modo de resumen se especifican a continuación las siguientes características:

- Marca: Cahors
- Modelo: ARF1-IP 66
- Número de ramas en paralelo: 10, con dos polos por rama
- Protección contra sobreintensidades: fusibles en bases portafusibles con intensidad nominal de 16 A
- Interruptor de seccionamiento para 900-1000 V
- Dispositivos limitadores de sobretensiones inducidas por descargar atmosféricas.

#### **4.9. Cuadro de protecciones en alterna**

La corriente de salida del inversor debe estar protegida adecuadamente mediante un interruptor magnetotérmico y otro diferencial para la protección contra contactos indirectos. Estas protecciones servirán tanto para la protección del inversor como para la línea de salida.

Tanto en interruptor automático como el diferencial deberán de cumplir con las siguientes características:

- Interruptor magnetotérmico:
  - Intensidad nominal: 100 A



- Número de polos: 4
  - Poder de corte en servicio: 4,5 KA
  - Curva de disparo: B
- Interruptor diferencial
- Calibre In: 125 A
  - Número de polos: 4
  - Sensibilidad: 300 mA

Estos elementos se instalarán en el interior de una caja homologada situada a la salida del inversor. El cálculo de estas protecciones queda justificado en el anexo 'Cálculos eléctricos'

#### **4.10. Cuadro de protección y medida.**

De acuerdo a la ITC-BT 12 en la que se describen los esquemas para instalaciones de enlace, se opta por integrar en un mismo lugar la C.G.P. y el equipo de medida, denominándose caja de protección y medida. La instalación de la caja de protección y medida estará de acuerdo a todo lo establecido en la ITC-BT 13.

La C.P.M. va instalada junto al contador de la propia nave que se alojada en la fachada exterior de la parcela donde se sitúa la nave, es decir, en el límite entre la propiedad privada y pública. Su situación queda definida en el plano nº 11 'Situación del C.P.M.' del anexo de planos.

Para esta central se utilizado utiliza el equipo de conexión a red IF 1TMI/A de la marca Cahors. Este modelo está recogido en las especificaciones técnicas de la empresa suministradora (Endesa) según se especifica en el REBT en su ITC-BT 13.

Este elemento se suministra sin interruptor magnetotérmico ni contador de energía. El interruptor automático ha de tener la misma intensidad nominal que el instalado en la C.P.A. y un poder de corte superior al del transformador de la empresa distribuidora .

A continuación se detallan las características de los equipos a instalar:

- Interruptor automático
- Intensidad nominal: 100 A
  - Número de polos: 4
  - Poder de corte: 35 kA
  - Curva de disparo: B



- Contador de energía
  - Bidireccional
  - Homologado por la empresa distribuidora
  - Tipo: 4



## **4.11. Puesta a tierra de la instalación fotovoltaica**

### **4.11.1. Consideraciones**

Para la puesta a tierra de la instalación se tendrá en cuenta todo lo especificado en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en la ITC-BT 18 'Puestas a tierra' así como lo dispuesto en el RD 1663/2000 y en el pliego de condiciones técnicas de I.D.A.E.

Se realiza la puesta a tierra del generador fotovoltaico de modo que este queda protegido contra descargas tipo rayo.

A su vez se conecta también a tierra tanto el inversor como el cuadro de protecciones para de este modo garantizar el correcto funcionamiento del dispositivo de corte diferencial.

La tensión de contacto no será superior a 24 v según se especifica en el RBT ITC-BT 18

### **4.11.2. Descripción de la puesta a tierra**

Los diferentes elementos de la instalación, tanto en el lado de DC como en el lado de AC se unirán al conductor de tierra mediante los respectivos conductores de protección.

El conductor de tierra está formado por un hilo de cobre desnudo que une la toma de tierra en su punto de puesta a tierra con el borne principal de puesta a tierra que estará ubicado dentro del edificio

Según queda especificado en el pliego de condiciones técnicas de I.D.A.E. la puesta a tierra será la misma tanto para el lado de DC como para el lado de AC

- Lado de DC

Se realizará una puesta a tierra de protección de los paneles fotovoltaicos. La puesta a tierra de protección consiste en la unión eléctrica de las distintas masas metálicas de los paneles y de estas con tierra. Su finalidad es la protección contra tormentas. Se conecta un conductor desde el borne principal el cual alimenta a los conductores de protección que se conectarán a la estructura y marco de los módulos.

- Lado AC

Con esta puesta a tierra se garantiza la protección contra contactos indirectos mediante el correcto funcionamiento del dispositivo de corte diferencial. Se conecta un conductor principal de tierra desde la toma de tierra hasta el cuadro de protección en alterna, que alimenta al inversor.

La toma de tierra se realiza mediante 2 picas de cobre de 2 metros de longitud y 14mm de diámetro.

El conductor de tierra está formado por un hilo de cobre desnudo de 35 mm<sup>2</sup> de sección.

Los conductores de protección tendrán una sección de 16 mm<sup>2</sup> según se especifica en el Reglamento de Baja Tensión en su ITC-BT 18.



A modo de resumen se describen los diferentes elementos de la puesta a tierra:

- Toma de tierra:
  - Número de picas: 2
  - Longitud de la pica: 2 metros
  - Diámetro de la pica: 14 milímetros

El cálculo de la toma de tierra queda determinado en el anexo 'Cálculos eléctricos'

- Conductor de tierra:
  - Material: cobre
  - Sin aislamiento (desnudo)
  - Sección: 35 mm<sup>2</sup>
- Conductor de protección:
  - Material: cobre
  - Sección: 16 mm<sup>2</sup>

#### **4.12. Estructura de soporte**

Para este elemento se ha recurrido a la empresa INSO-Ingeniería y soportes solares que fabrica estructuras modulares para situación sobre cubierta inclinada totalmente homologados.

##### **4.12.1. Consideraciones**

La estructura de soporte es la encargada de asegurar el buen anclaje del generador fotovoltaico, facilita la instalación y el mantenimiento a la vez que proporciona la orientación e inclinación necesaria para un mejor aprovechamiento de la radiación

Se ha seguido lo indicado por el pliego de condiciones técnicas de I.D.A.E. en cuanto a exigencias de normativa y materiales a aplicar el cual especifica:

La instalación está de acuerdo a las consideraciones y cálculos del Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad. La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación.



Por ello el fabricante de estructuras debe certificar estos requisitos bien por características de la instalación o por cálculo mediante software de análisis estructural. Para la presente instalación el fabricante certifica que la estructura soporta las acciones de las siguientes cargas:

- La acción del peso propio: formado por el peso de los elementos constructivos más el peso propio de los paneles.
- Cargas gravitatorias: sobrecarga de nieve según zona.
- Carga de viento: la estructura soporta la acción del viento para la altura del edificio y características climáticas de la zona.

Otras cargas consideradas adicionales a las especificadas en el código técnico de la edificación son las cargas por superposición de viento, por deslizamiento y por el momento de vuelco.

#### **4.12.2. Descripción del montaje**

La cubierta existente es de tipo chapa sándwich. El sistema propuesto se realiza mediante la instalación de una sobreesctructura que se grapa en la chapa existente mediante las piezas de unión. Como medida complementaria se asegura la estructura a las correas que soportan la cubierta de la nave.

Los módulos fotovoltaicos van unidos a los perfiles tubulares a través de bridas de sujeción de aluminio. Todos los elementos tubulares sobre los que se apoyan los módulos fotovoltaicos y los que sirven de base a los triángulos son continuos por lo que la estructura global en su conjunto se comporta como una única estructura que resiste a las acciones impuestas por el viento y la nieve.

En el plano nº13 'Montaje de la estructura' se detalla con imágenes cada uno de las partes que conforman la estructura, así como su método de montaje

## **6. Estudio de la producción energética**

### **5.1. Producción energética anual**

El elevado nivel de radiación incidente en la península ibérica y en concreto en su mitad sur hace de esta un lugar idóneo para la instalación de centrales de este tipo.

Primeramente, se han de obtener los niveles de radiación incidente en la zona donde se situará la central para cada mes del año. Los obtenemos de la base de datos PVGIS, donde la radiación incidente viene expresada en wh/m<sup>2</sup> por día.

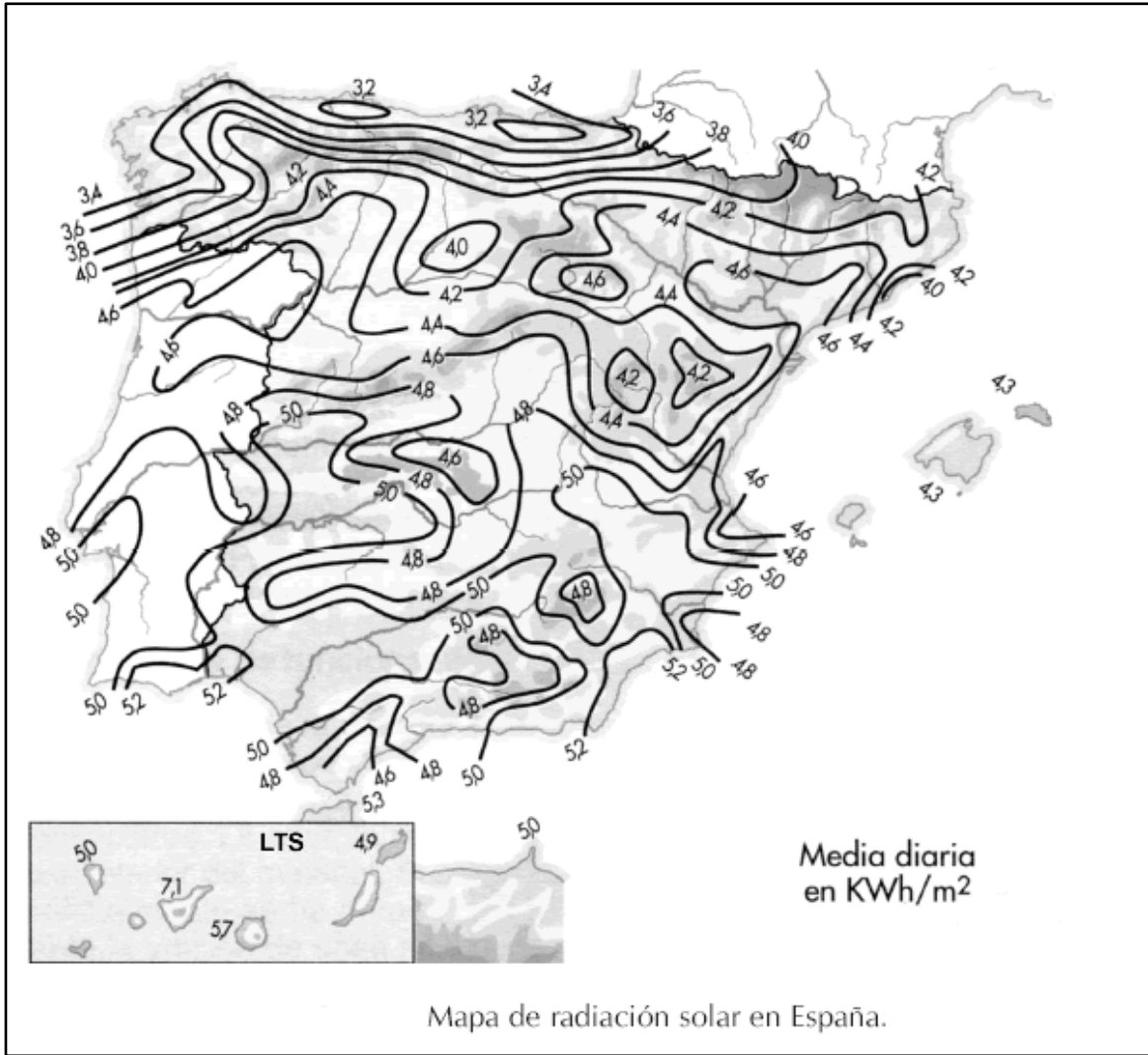
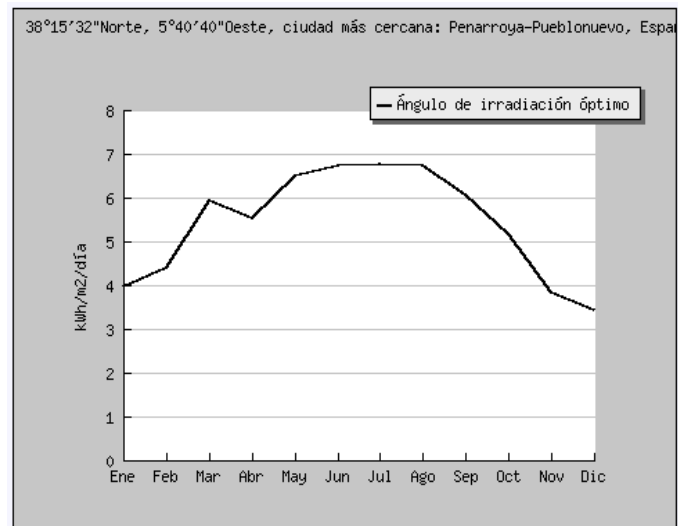


Figura 10: Irradiación solar en España

Mes	Irradiación diaria con inclinación (Wh/m <sup>2</sup> )
	Ángulo óptimo
Ene	3964
Feb	4385
Mar	5940
Abr	5539
May	6506
Jun	6731
Jul	6754
Ago	6739
Sep	6056
Oct	5173
Nov	3832
Dic	3418
<b>Año</b>	<b>5427</b>

Tabla 3: Irradiación diaria



Grafica 7: Ángulo de irradiación

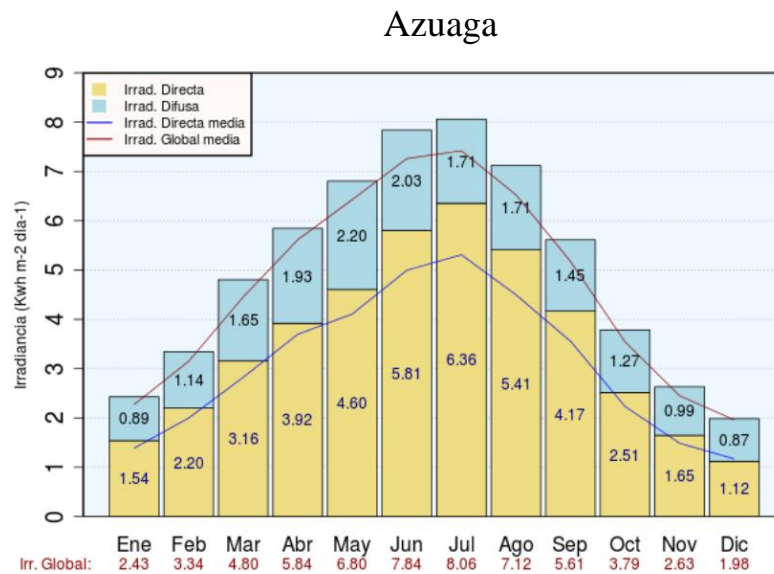


Ahora para conseguir la radiación incidente mensual multiplicamos los datos anteriores por el número de días del mes correspondiente y nos quedará una tabla como la siguiente:

### IRRADIACIÓN MENSUAL kWh/m<sup>2</sup>

<b>Mes</b>	<b>Enero</b>	<b>Febrero</b>	<b>Marzo</b>	<b>Abril</b>	<b>Mayo</b>	<b>Junio</b>
<b>Radiación</b>	<b>122,884</b>	<b>122,78</b>	<b>184,14</b>	<b>166,17</b>	<b>201,686</b>	<b>201,93</b>
<b>Mes</b>	<b>Julio</b>	<b>Agosto</b>	<b>Septiembre</b>	<b>Octubre</b>	<b>Noviembre</b>	<b>Diciembre</b>
<b>Radiación</b>	<b>209,374</b>	<b>202,17</b>	<b>187,736</b>	<b>160,363</b>	<b>114,96</b>	<b>105,958</b>

Tabla 4: Irradiación mensual



Grafica 3: Irradiación en Azuaga

Necesitamos ahora conocer el coeficiente de intensidad y de tensión de la central. El coeficiente de intensidad hace referencia a la corriente que llega al inversor desde el generador fotovoltaico y que resulta de la asociación en paralelo de las líneas de módulos en serie. Mientras que el coeficiente de tensión hace referencia a la tensión nominal del generador fotovoltaico y se obtiene de multiplicar el número de módulos en serie por la tensión nominal de cada módulo.

$$\text{Coeficiente de intensidad} = \text{n}^\circ \text{ líneas paralelo} \times I_{\text{pico}} = 10 \times 8,18 = 81,8 \text{ A}$$

$$\text{Coeficiente de tensión} = \text{n}^\circ \text{ módulos serie} \times U_{\text{nominal}} = 18 \times 36,07 = 649,26 \text{ V}$$

Para obtener la producción mensual en Ah multiplicamos el coeficiente de intensidad por la radiación de cada mes. Nos queda lo siguiente:





## PRODUCCIÓN

<b>Mes</b>	<b>Enero</b>	<b>Febrero</b>	<b>Marzo</b>	<b>Abril</b>	<b>Mayo</b>	<b>Junio</b>
<b>Radiación (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>122,884</b>	<b>122,78</b>	<b>184,14</b>	<b>166,17</b>	<b>201,686</b>	<b>201,93</b>
<b>Coefficiente (A)</b>	<b>81,8</b>	<b>81,8</b>	<b>81,8</b>	<b>81,8</b>	<b>81,8</b>	<b>81,8</b>
<b>Producción (Ah)</b>	<b>10051,911</b>	<b>10043,404</b>	<b>15062,652</b>	<b>13592,706</b>	<b>16497,915</b>	<b>16517,874</b>
<b>Mes</b>	<b>Julio</b>	<b>Agosto</b>	<b>Septiembre</b>	<b>Octubre</b>	<b>Noviembre</b>	<b>Diciembre</b>
<b>Radiación (kWh/m<sup>2</sup>)</b>	<b>209,374</b>	<b>202,17</b>	<b>187,736</b>	<b>160,363</b>	<b>114,96</b>	<b>105,958</b>
<b>Coefficiente (A)</b>	<b>81,8</b>	<b>81,8</b>	<b>81,8</b>	<b>81,8</b>	<b>81,8</b>	<b>81,8</b>
<b>Producción (Ah)</b>	<b>17126,793</b>	<b>16537,506</b>	<b>15356,805</b>	<b>13117,693</b>	<b>9403,728</b>	<b>8667,3644</b>

Tabla 5: Producción Ah

Si sumamos la producción en Ah mensuales obtenemos la producción anual de la instalación:

$$\text{Producción anual} = \sum \text{Producción mensual} = 161976,352 \text{ Ah}$$

Y para obtener la producción anual en Wh tan solo hay que multiplicar la producción anual en Ah por el coeficiente de tensión del generador:

$$P = I \times U = 161.976,352 \times 649,26 = 105164766 \text{ Wh}$$

Hay que señalar que para obtener esta cantidad de potencia no se han tenido en cuenta las pérdidas por lo que la potencia real que se puede obtener será menor.

Calculamos ahora el número equivalente de horas de funcionamiento al año de la central. Este coeficiente resulta de la relación entre la potencia obtenida y la que ha sido necesario instalar para obtenerla y resulta de gran utilidad a la hora de comparar el rendimiento de distintas centrales.

$$HE = \text{Producción anual} / \text{Potencia pico instalada} = 105,164.766 / 53.100 = 1980,5$$

El valor obtenido es bastante elevado, pero como ya se ha comentado, ha sido obtenido sin considerar las pérdidas propias de un sistema fotovoltaico.

A modo de resumen se exponen los datos calculados en este apartado:

- Producción anual (Ah) = 161.976,352 Ah
- Producción anual (wh) = 105,164.766 Wh
- Horas de funcionamiento equivalente = 1.980,5 h/año



## 5.2. Consideración de pérdidas

A continuación, se detallan las pérdidas propias de cada elemento:

### Módulos solares

- Pérdidas por aumento de la temperatura
- Pérdidas por suciedad
- Pérdidas por dispersión de parámetros
- Pérdidas por reflectancia espectral angular
- Pérdidas orientación e inclinación de los modulo
- Pérdidas por sombras

### Inversor

- Pérdidas por rendimiento en el inversor
- Pérdidas por seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico
- Pérdidas en el umbral de arranque

### Cableado

- Pérdidas en el cableado de corriente continua
- Pérdidas en el cableado de corriente alterna

### Otros

- Pérdidas por autoconsumo

Pérdidas eventuales: paradas por mantenimiento, inversor, averías puntuales, fallos del sistema, etc.

Además de estas habrá que tener en cuenta el desgaste de los módulos. Esto provocará que la producción de la central vaya disminuyendo con el paso de los años. Como se ha dicho el fabricante garantiza una potencia del 90% durante los 12 primeros años y del 80% hasta los 25 años. Se puede estimar pues que la pérdida de rendimiento durante los primeros 12 años será a razón de 0,8% al año.

Para nuestra central se han estimado los siguientes valores de pérdidas:

- Pérdidas debido a la temperatura: 9% (utilizando los datos locales de temperatura ambiente)
- Pérdidas debido a efectos angulares de reflectancia, por dispersión de parámetros y por suciedad: 3%



- Pérdidas en el umbral de arranque: 3,5
- Pérdidas en los conductores: 1%
- Pérdidas por desgaste de los módulos: 0,5% al año

Lo que suponen unas pérdidas totales del 16,5%



### 5.3. Balance energético real

Considerando las pérdidas anteriormente citadas calculamos la energía producida durante los primeros 25 años de funcionamiento de la central.

La producción estimada en condiciones ideales es de 105164766 wh al año. Con lo cual suponiendo unas pérdidas del 16,5% tenemos que la producción se queda en 87812579,8 wh. Con lo cual las horas de funcionamiento equivalentes resultan ser:

$$\text{Horas equivalentes} = 87812579,8 / 53100 = 1653,72 \text{ h/año}$$

Este parece un valor más razonable y se aproxima a los obtenidos en centrales situadas en zonas con niveles de radiación semejantes, como por ejemplo Alicante.

Consideremos ahora la producción a lo largo de 25 años. Utilizamos para ello la siguiente fórmula:

$$\text{Producción} = P1 - \sum P_i \times i \times 0,005$$

Teniendo en cuenta que  $i = n - 1$  y que  $n$  es el número del año

Esta fórmula nos permite conocer la producción de nuestra central a lo largo de 25 teniendo en cuenta las pérdidas por desgaste que sufren los módulos.

#### Producción en 25 años

Año	Producción con perdidas	Año	Producción con perdidas
1	87812,58 kWh	14	82104,76 kWh
2	87373,52 kWh	15	81665,70 kWh
3	86934,45 kWh	16	81226,64 kWh
4	86495,39 kWh	17	80787,57 kWh
5	86056,33 kWh	18	80348,51 kWh
6	85617,27 kWh	19	79909,45 kWh
7	85178,20 kWh	20	79470,38 kWh
8	84739,14 kWh	21	79031,32 kWh
9	84300,08 kWh	22	78592,26 kWh
10	83861,01 kWh	23	78153,20 kWh
11	83421,95 kWh	24	77714,13 kWh
12	82982,89 kWh	25	77275,07 kWh
13	82543,83 kWh		

Tabla 6



## 7. Coste del kWh generado

Se elabora a continuación un estudio sobre que coste que tiene producir un kWh en esta instalación. Se considera el estudio para 40 años de vida de la instalación la cual seguirá funcionando y produciendo energía eléctrica, teniendo en cuenta costes adicionales como por ejemplo recambios de elementos degradados.

Se considera una degradación de los módulos de acuerdo a condiciones reales de funcionamiento ya que en numerosas instalaciones y centrales fotovoltaicas no se ha llegado a las pérdidas de eficiencia marcadas por el fabricante, que suelen ser del 10% en los 10 primeros años y del 20% en 25 años. En instalaciones reales estas pérdidas a los 25 años han llegado a ser cerca del 12% por lo que para este estudio se aplicara un factor un poco más conservador, pero de acuerdo a estos hechos del 0,5% de pérdidas al año.

Se considera también la sustitución del inversor de la central. Suponiendo una vida útil de 15 años, será necesaria su reposición en una ocasión para el estudio a 25 años y en dos ocasiones para el estudio en 40 años. Por lo que al precio del kW pico de la instalación, es decir, al propio coste de la instalación se le sumará las sustituciones del inversor. Recordar que, para los elementos empleados en el dimensionado de la misma, el equipo inversor, además del mismo, se incluye el coste de equipos de monitorización. Los costes por estos factores son:

- Inversor, protecciones y monitorización: 11.036 €
- Mano de obra: 115,75 €

Lo que hace un total de 11192 € cada 15 años

Ha de tenerse en cuenta el coste del seguro y mantenimiento anual. Se detallan a continuación los gastos correspondientes a ambos:

- Mantenimiento (Por la empresa RS Solar)
  - Limpieza, comprobaciones y reparaciones: 300 €
  - Reconocimiento con cámara termográfica: 150 €
  - Gestión telemétrica: 50 €
- Seguro multirriesgo (Por G. Baylin seguros): 300,4 €

Lo que hace un total de 800,4 € al año

**El coste inicial de la instalación es de 91.063,29 €**

Así, utilizando estos datos, podemos calcular cual es el coste de producción del kWh que produce la central. Lo vamos a calcular a 25 y 40 años. Para ello nos ayudamos de las siguientes tablas



## Coste del kWh a 25 años

Año	Producción	Costes	Año	Producción	Costes
0		80401,21 €			
1	87.812,58 kWh	800,40 €	14	82.104,76 kWh	800,40 €
2	87.373,52 kWh	800,40 €	15	81.665,70 kWh	11992,40 €
3	86.934,45 kWh	800,40 €	16	81.226,64 kWh	800,40 €
4	86.495,39 kWh	800,40 €	17	80.787,57 kWh	800,40 €
5	86.056,33 kWh	800,40 €	18	80.348,51 kWh	800,40 €
6	85.617,27 kWh	800,40 €	19	79.909,45 kWh	800,40 €
7	85.178,20 kWh	800,40 €	20	79.470,38 kWh	800,40 €
8	84.739,14 kWh	800,40 €	21	79.031,32 kWh	800,40 €
9	84.300,08 kWh	800,40 €	22	78.592,26 kWh	800,40 €
10	83.861,01 kWh	800,40 €	23	78.153,20 kWh	800,40 €
11	83.421,95 kWh	800,40 €	24	77.714,13 kWh	800,40 €
12	82.982,89 kWh	800,40 €	25	77.275,07 kWh	800,40 €
13	82.543,83 kWh	800,40 €			

Tabla 7

La producción total de la central durante 25 años es de:

$$\text{Producción total} = 2.063.595,63 \text{ kWh}$$

Los costes totales de la central durante 25 años son de:

$$\text{Costes} = 111.603,14 \text{ €}$$

Por lo tanto, el coste del kWh es de:

$$\text{Coste kWh} = \frac{\text{Costes}}{\text{Producción total}} = \frac{111603,14}{2063595,63} = 0,0541 \text{ €}$$

$$\text{Coste del kWh} = 5,41 \text{ c€}$$



## Coste del kWh en 40 años

Año	Producción	Costes	Año	Producción	Costes
0		80401,21 €			
1	87.812,58 kWh	800,40 €	21	79.031,32 kWh	800,40 €
2	87.373,52 kWh	800,40 €	22	78.592,26 kWh	800,40 €
3	86.934,45 kWh	800,40 €	23	78.153,20 kWh	800,40 €
4	86.495,39 kWh	800,40 €	24	77.714,13 kWh	800,40 €
5	86.056,33 kWh	800,40 €	25	77.275,07 kWh	800,40 €
6	85.617,27 kWh	800,40 €	26	76.836,01 kWh	800,40 €
7	85.178,20 kWh	800,40 €	27	76.396,94 kWh	800,40 €
8	84.739,14 kWh	800,40 €	28	75.957,88 kWh	800,40 €
9	84.300,08 kWh	800,40 €	29	75.518,82 kWh	800,40 €
10	83.861,01 kWh	800,40 €	30	75.079,76 kWh	800,40 €
11	83.421,95 kWh	800,40 €	31	74.640,70 kWh	800,40 €
12	82.982,89 kWh	800,40 €	32	74.201,64 kWh	800,40 €
13	82.543,83 kWh	800,40 €	33	73.762,58 kWh	800,40 €
14	82.104,76 kWh	800,40 €	34	73.323,52 kWh	800,40 €
15	81.665,70 kWh	11.992,40 €	35	72.884,46 kWh	800,40 €
16	81.226,64 kWh	800,40 €	36	72.445,40 kWh	800,40 €
17	80.787,57 kWh	800,40 €	37	72.006,34 kWh	800,40 €
18	80.348,51 kWh	800,40 €	38	71.567,28 kWh	800,40 €
19	79.909,45 kWh	800,40 €	39	71.128,22 kWh	800,40 €
20	79.470,38 kWh	800,40 €	40	70.689,16 kWh	800,40 €

Tabla 8

La producción total de la central durante 40 años es de:

$$\text{Producción total} = 3.176.746,82 \text{ kWh}$$

Los costes totales de la central durante 40 años son de:

$$\text{Costes} = 134.801,21 \text{ €}$$

Por lo tanto, el coste del kWh es de:

$$\text{Coste kWh} = \frac{\text{Costes}}{\text{Producción total}} = \frac{134801,21}{3176746,82} = 0,043 \text{ €}$$

$$\text{Coste del kWh} = 4,3 \text{ c€}$$



## 8. Estudio económico

### 7.1. Retribución de la producción

Para conocer los ingresos que se percibirán por la venta de energía eléctrica es de aplicación todo el marco legislativo que envuelve a las instalaciones de este tipo y que actualmente está en constante evolución. Las actuales medidas adoptadas por el gobierno en los correspondientes reales decretos, de recorte debido a las circunstancias económicas que se viven están actualmente en entredicho, pues muchas afectan directamente a los contratos pactados con anterioridad entre productor de energía eléctrica y el órgano de gobierno correspondiente, lo que ha llevado a poner en juicio estos reales decretos y su posible modificación en poco tiempo. A pesar de ello se aplicarán para este proyecto los reales decretos actualmente en aplicación.

Según el RD 1578/2008 que clasifica las instalaciones fotovoltaicas en dos tipos dependiendo de si están instaladas en suelo o en cubierta, la central abordada en este proyecto es tipo I subgrupo 2 para una potencia mayor de 20 Kw de acuerdo al anterior RD 661/2007. En el capítulo III de ese real decreto determina como se asigna la retribución por la producción de este tipo de instalaciones y la fórmula que se aplica para la actualización de la misma. En función de esto y del trimestre en el que la instalación se haga su registro percibirá una u otra prima.

Actualmente el ministerio de industria, energía y turismo ha suspendido las ayudas a las instalaciones generadoras mediante energías renovables por lo que la prima por kWh dejará de percibirse a raíz de la aparición del decreto ley correspondiente. Las instalaciones proyectadas hasta la fecha de aparición de dicho real decreto serán primadas con la cantidad correspondiente al primer cuatrimestre del año 2012.

Para esta instalación se aplicará la prima correspondiente al último trimestre del que se conoce el valor de la misma pues corresponderá al valor más actual del mercado. A continuación, se exponen la evolución de la prima durante al año 2015 y la prima actual en el primer trimestre del 2016

Trimestre	1º/2015	2º/2015	3º/2015	4º/2015	1º/2016
Tarifa (€/kwh)	0,278887	0,203726	0,198353	0,19317	0,19317

El RD 14/2010 (del ajuste de déficit tarifario), en su disposición transitoria segunda, limita las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas, que antes estaba establecido según el RD 661/2007, teniendo en cuenta la zona solar climática donde estaba ubicada la instalación, de acuerdo con la clasificación de zonas climáticas según la radiación solar media en España establecida en otro real decreto, el RD 314/2006 de 17 de marzo por el que se aprueba el código técnico de la edificación

En su punto 4, también se indica que para asegurar la razonabilidad de retribución amplia la referencia de plazo de los 25 primeros años (que antes estaba indicado en el RD 661/2007) hasta los 28 años. Quedando lo mismo corroborado en la disposición final del mismo decreto.

Por tanto, para el estudio económico se considera:

- Limitación de horas equivalentes de producción a 1250 horas





- Retribución por prima correspondiente al primer cuatrimestre de 2012 de valor 19,327 c€/kWh
- Se aplicarán las especificaciones para actualización de la prima aplicando el IPC:
  - IPC menos 0,25% hasta 2012
  - IPC menos 0,5% desde 2013 en adelante

## **7.2. Términos y consideraciones**

El hecho de hacerse productor de energía eléctrica supone un beneficio en algunos temas fiscales, pero se le aplica una deducción en su cuota en lo referente al impuesto de sociedades y al impuesto sobre la renta de personas físicas.

### **Seguro y mantenimiento**

Este tipo de instalaciones además del coste total de la instalación se deberá disponer de un seguro propio para la misma, así como el contrato de mantenimiento. En cuanto al seguro, dado el riesgo de daños en la instalación fotovoltaica provocado por inclemencias meteorológicas tipo rayo, granizo o tormentas, los conocidos impactos ambientales, quedan cubiertos con la contratación de un seguro. Numerosas entidades financieras ofrecen una cobertura especial y más concretamente para instalaciones fotovoltaicas, ofreciendo un pack para el seguro de la central y mejorando en calidad de servicio reduciendo el coste final del mismo. Para la contratación del mantenimiento, de esta manera se asegura que la instalación es revisada periódicamente por un equipo técnico cualificado y la misma se lleva de forma correcta. Con esto se asegura, la vida de la instalación, en cuanto a revisión de los componentes que la forman y se previene la acumulación de excesiva suciedad lo cual disminuye las expectativas de producción de la central y pérdida en el rendimiento de la misma. El seguro y mantenimiento aplicar en esta instalación son los siguientes:

- Mantenimiento (Por la empresa RS Solar)
  - Limpieza, comprobaciones y reparaciones: 300 €
  - Reconocimiento con cámara termográfica: 150 €
  - Gestión telemétrica: 50 €
- Seguro multirriesgo (Por G. Baylin seguros): 300,4 €

Lo que hace un total de 800,4 € al año

### **Anualidad préstamo bancario**

Para los casos en los que se realice el estudio económico con una cierta aportación por el cliente, siendo lo demás financiado por una entidad bancaria, este préstamo genera una cantidad de dinero fija a pagar por el cliente a la misma entidad dependiendo si el pago se realiza mensualmente o anualmente. Para



el estudio económico realizado, el pago al banco se realizará en anualidades y que dependerá directamente del tiempo en años de plazo para liquidarlo y del interés pactado con el banco. Se tomará un interés del 6% y un periodo variable según el estudio que se realice que será o bien a 10 o 12 años. La fórmula empleada para obtener la anualidad de pago al banco es:

$$Anualidad = \frac{c \times i}{1 - \frac{1}{(1+i)^n}}$$

Siendo:

- C: cantidad correspondiente al préstamo
- I: interés pactado con el banco
- N: número de años en que se liquida el préstamo

### **Ingresos**

Los ingresos reflejan la ganancia en euros por la producción anual en kW por la prima. Inicialmente este es igual a:

$$\text{Ingresos} = \text{kwh/año} \times \text{prima}$$

La prima como se especificó en el apartado anterior se aplicará la correspondiente al primer cuatrimestre del año, teniendo en cuenta las características y ubicación de la instalación resultando ser igual a 19,327 c€ por kilovatio hora producido por la central.

También se tendrá en cuenta el desgaste que año a año sufrirán las placas, que para este caso tratándose de placas de silicio policristalino según especificaciones del fabricante será de un 10% para los primeros 10 años y un 20% para los 15 años siguientes (por tanto, aplicaremos unas pérdidas sobre el total del 1%). Dado que este valor es muy elevado y se ha comprobado en numerosas instalaciones ya montadas que la degradación de los paneles es mucho menor que la especificada por los propios fabricantes, se adoptará finalmente unas pérdidas del 0,5% por año, situándonos desde un punto de vista conservador ya que se han registrado valores por debajo de este. Además, también se tiene en cuenta la subida del IPC aplicada a la prima inicial de producción. Aplicaremos finalmente un IPC del 2,5% interanual. Pero atendiendo a la normativa especificada en el punto q de este apartado 6, actualmente según el RD 1565/2010, se actualizan anualmente las primas fotovoltaicas considerando el IPC menos 0,25% hasta el año 2012 y IPC menos 0,5% desde 2013 en adelante. Como el montaje de esta central se haría en este año 2012 y entraría en funcionamiento para el año 2013, ese año no se ajusta a la prima. A partir de entonces se aplica el IPC y según este decreto le afecta la medida de restarle al IPC el 0,5%

Por tanto, los ingresos para n años se obtienen mediante la fórmula:

$$\text{Ingresos} = \text{kWh/año} \times (1 - 0,05 \times (n - 1)) \times \text{prima} \times [1 + (n - 1) \times 0,005]$$

Así de esta manera se actualizan los ingresos de acuerdo a las pérdidas de rendimiento y al IPC



Pero según la limitación de horas según RD 14/2010, la instalación solo será retribuida para las 1250 primeras horas de producción. De acuerdo al desgaste en los 28 años de duración de la retribución del 0,5% se tiene que para la producción con limitación de horas ( $1250 \times 53100 = 66375000$  Wh producidos al año):

### Producción en 28 años

Año	Producción con pérdidas	Producción limitada a 1250 horas
1	87.812,58 €	66.375 kWh
2	87.373,52 €	66.375 kWh
3	86.934,45 €	66.375 kWh
4	86.495,39 €	66.375 kWh
5	86.056,33 €	66.375 kWh
6	85.617,27 €	66.375 kWh
7	85.178,20 €	66.375 kWh
8	84.739,14 €	66.375 kWh
9	84.300,08 €	66.375 kWh
10	83.861,01 €	66.375 kWh
11	83.421,95 €	66.375 kWh
12	82.982,89 €	66.375 kWh
13	82.543,83 €	66.375 kWh
14	82.104,76 €	66.375 kWh
15	81.665,70 €	66.375 kWh
16	81.226,64 €	66.375 kWh
17	80.787,57 €	66.375 kWh
18	80.348,51 €	66.375 kWh
19	79.909,45 €	66.375 kWh
20	79.470,38 €	66.375 kWh
21	79.031,32 €	66.375 kWh
22	78.592,26 €	66.375 kWh
23	78.153,20 €	66.375 kWh
24	77.714,13 €	66.375 kWh
25	77.275,07 €	66.375 kWh
26	76.836,01 €	66.375 kWh
27	76.396,94 €	66.375 kWh
28	75.957,88 €	66.375 kWh

Tabla 9

Al aplicar la limitación de horas, vemos que la evolución de las pérdidas a lo largo del periodo de retribución nunca es inferior a la producción limitada a 1250 horas anuales, por lo que no hará falta tener en cuenta la degradación de los paneles para el estudio económico.

### Gastos

Este término engloba los gastos de mantenimiento anuales que resultan asociados a la instalación para la conservación de su perfecto estado y mantenimiento, así como de un seguro de cobertura de la



instalación. Estos dos gastos se engloban dentro de este término, suponiendo una cantidad del 7% respecto de la producción anual del año correspondiente. Los gastos se obtienen mediante la fórmula:

$$\text{Gastos} = \text{ingresos} \times 0,07$$

### **Beneficios**

Los beneficios se obtendrán de restarle a los ingresos, los gastos y la anualidad destinada a amortizar el préstamo.

- Beneficio acumulado

Este parámetro resulta de hacer el balance acumulado de beneficios, es decir se va haciendo el sumatorio de beneficios para ver el beneficio final obtenido cada año. Cuando este valor sea positivo, se han pagado todos los costes de la instalación o pagar el préstamo bancario se hace exclusivamente con lo recibido por la venta de energía eléctrica. Nos indica cuando realmente la instalación se hace rentable

- Beneficio en %

El beneficio porcentual resulta de hacer el balance de los beneficios obtenidos dividido entre la aportación del cliente. De esta manera se ofrecerá al cliente el beneficio neto de acuerdo a la aportación que este realice con independencia del precio total de la instalación. Resulta de aplicar la fórmula.

$$\text{Beneficio \%} = \frac{\text{Beneficios}}{\text{Préstamo}}$$

### **7.3. Financiación y balance económico**

Se realiza el estudio económico de la instalación para el supuesto de varios tipos de financiaciones y aportación por parte del cliente al coste total de la instalación. De esta manera y viendo el balance económico final, se estudia las diferentes propuestas. El estudio económico se realizará para el número de años actual para el cual si obtiene retribución de la producción que está fijado en 28 años como se ha comentado en el primer punto de este apartado. Y se aplica la limitación de horas equivalentes de funcionamiento de la instalación que a pesar de que la producción de la instalación para el primer año es de 1653,72 horas, solo se obtendrá retribución para las 1250 horas primeras. Por lo que para efectos de cálculo la producción será la limitación de horas por la potencia pico de la instalación. Es decir, se obtendrá prima por 67112500 wh en vez de los 88788275,27 wh correspondientes al primer año.

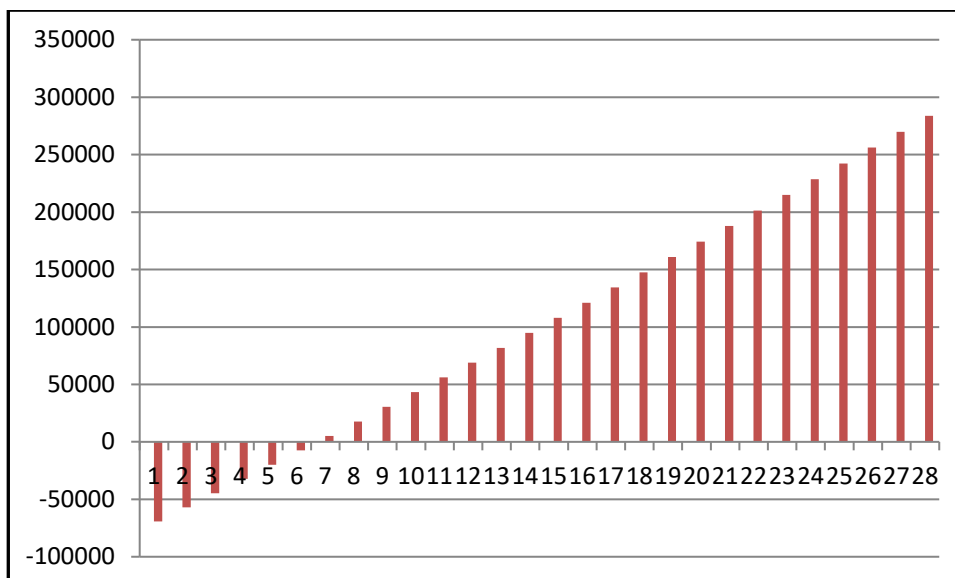


### Aportación íntegra por parte del cliente

Normalmente este tipo de instalaciones se suele financiar con la ayuda de un banco, pero para este primer supuesto vamos a partir de que el cliente es completamente capaz de aportar íntegramente el coste de la instalación.

Año	Ingresos	Gastos	Beneficios	Beneficio acumulado	Beneficio %
1	12.970,83 €	800,40 €	12.170,43 €	-69.230,71 €	15,79
2	13.035,69 €	800,40 €	12.235,29 €	-56.995,42 €	15,88
3	13.100,54 €	800,40 €	12.300,14 €	-44.695,28 €	15,96
4	13.165,40 €	800,40 €	12.365,00 €	-32.330,28 €	16,04
5	13.230,25 €	800,40 €	12.429,85 €	-19.900,43 €	16,13
6	13.295,10 €	800,40 €	12.494,70 €	-7.405,73 €	16,21
7	13.359,96 €	800,40 €	12.559,56 €	5.153,83 €	16,30
8	13.424,81 €	800,40 €	12.624,41 €	17.778,24 €	16,38
9	13.489,67 €	800,40 €	12.689,27 €	30.467,51 €	16,46
10	13.554,52 €	800,40 €	12.754,12 €	43.221,63 €	16,55
11	13.619,37 €	800,40 €	12.818,97 €	56.040,60 €	16,63
12	13.684,23 €	800,40 €	12.883,83 €	68.924,43 €	16,72
13	13.749,08 €	800,40 €	12.948,68 €	81.873,11 €	16,80
14	13.813,94 €	800,40 €	13.013,54 €	94.886,65 €	16,89
15	13.878,79 €	800,40 €	13.078,39 €	107.965,04 €	16,97
16	13.943,65 €	800,40 €	13.143,25 €	121.108,29 €	17,05
17	14.008,50 €	800,40 €	13.208,10 €	134.316,39 €	17,14
18	14.073,35 €	800,40 €	13.272,95 €	147.589,34 €	17,22
19	14.138,21 €	800,40 €	13.337,81 €	160.927,15 €	17,31
20	14.203,06 €	800,40 €	13.402,66 €	174.329,81 €	17,39
21	14.267,92 €	800,40 €	13.467,52 €	187.797,32 €	17,47
22	14.332,77 €	800,40 €	13.532,37 €	201.329,70 €	17,56
23	14.397,62 €	800,40 €	13.597,22 €	214.926,92 €	17,64
24	14.462,48 €	800,40 €	13.662,08 €	228.589,00 €	17,73
25	14.527,33 €	800,40 €	13.726,93 €	242.315,93 €	17,81
26	14.592,19 €	800,40 €	13.791,79 €	256.107,72 €	17,90
27	14.657,04 €	800,40 €	13.856,64 €	269.964,36 €	17,98
28	14.721,90 €	800,40 €	13.921,50 €	283.885,85 €	18,06

Tabla 10



Gráfica 9

De los datos de la tabla extraemos que los ingresos son positivos desde el primer año de funcionamiento de la central. Estos ingresos van destinados en principio a la recuperación de la inversión inicial. Esto no se producirá hasta el octavo año de funcionamiento, momento en que los beneficios empezarán a ser positivos. El beneficio porcentual es bajo pues se hace con respecto de la cantidad desembolsada por parte del cliente. Para este estudio económico no se percibe el pago de ningún tipo de interés por aval bancario ya que no hay ningún tipo de financiación. Esto hace que el beneficio final sea el más elevado pues, una vez amortizada la central, todos los ingresos serán percibidos por el cliente de manera íntegra.

### Financiación

La financiación típica para este tipo de instalaciones está en torno al 20% por parte del cliente y de 80% por parte de la entidad bancaria. Igualmente, los intereses derivados del préstamo se sitúan para este tipo de instalaciones en un 6%.

Se realiza un estudio evaluando dos tipos de financiación: a 10 y a 12 años.

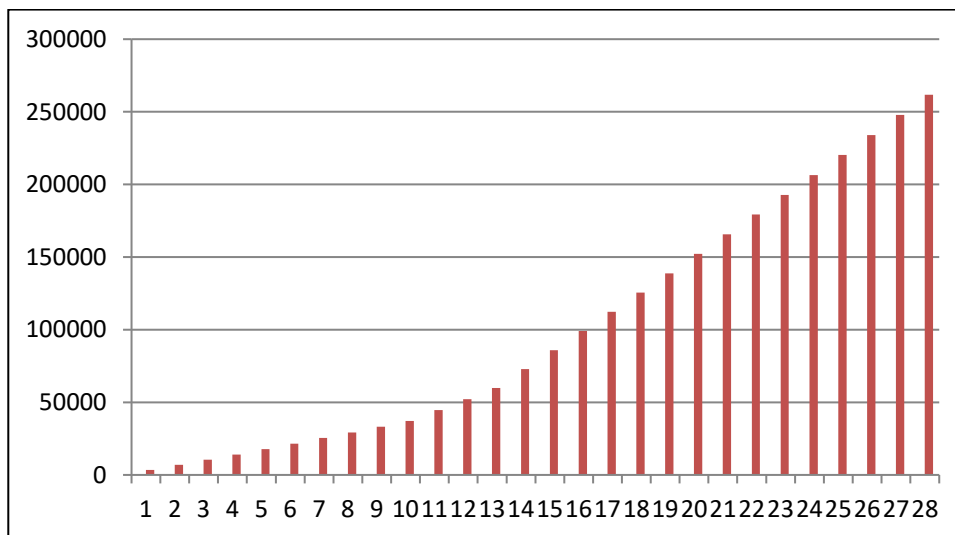
- Préstamo a 10 años

Año	Ingresos	Gastos	Anualidad	Beneficios	Beneficio acumulado	Beneficio %
1	12.970,83 €	800,40 €	8.739,25 €	3.431,18 €	3.431,18 €	21,34
2	13.035,69 €	800,40 €	8.739,25 €	3.496,04 €	6.927,22 €	21,74
3	13.100,54 €	800,40 €	8.739,25 €	3.560,89 €	10.488,11 €	22,14
4	13.165,40 €	800,40 €	8.739,25 €	3.625,75 €	14.113,86 €	22,55
5	13.230,25 €	800,40 €	8.739,25 €	3.690,60 €	17.804,46 €	22,95
6	13.295,10 €	800,40 €	8.739,25 €	3.755,45 €	21.559,91 €	23,35
7	13.359,96 €	800,40 €	8.739,25 €	3.820,31 €	25.380,22 €	23,76
8	13.424,81 €	800,40 €	8.739,25 €	3.885,16 €	29.265,38 €	24,16
9	13.489,67 €	800,40 €	8.739,25 €	3.950,02 €	33.215,40 €	24,56



Año	Ingresos	Gastos	Anualidad	Beneficios	Beneficio acumulado	Beneficio %
10	13.554,52 €	800,40 €	8.739,25 €	4.014,87 €	37.230,27 €	24,97
11	13.619,37 €	800,40 €	5.360,07 €	7.458,90 €	44.689,17 €	46,39
12	13.684,23 €	800,40 €	5.360,07 €	7.523,76 €	52.212,93 €	46,79
13	13.749,08 €	800,40 €	5.360,07 €	7.588,61 €	59.801,54 €	47,19
14	13.813,94 €	800,40 €		13.013,54 €	72.815,08 €	80,93
15	13.878,79 €	800,40 €		13.078,39 €	85.893,47 €	81,33
16	13.943,65 €	800,40 €		13.143,25 €	99.036,72 €	81,74
17	14.008,50 €	800,40 €		13.208,10 €	112.244,82 €	82,14
18	14.073,35 €	800,40 €		13.272,95 €	125.517,77 €	82,54
19	14.138,21 €	800,40 €		13.337,81 €	138.855,58 €	82,95
20	14.203,06 €	800,40 €		13.402,66 €	152.258,24 €	83,35
21	14.267,92 €	800,40 €		13.467,52 €	165.725,75 €	83,75
22	14.332,77 €	800,40 €		13.532,37 €	179.258,13 €	84,16
23	14.397,62 €	800,40 €		13.597,22 €	192.855,35 €	84,56
24	14.462,48 €	800,40 €		13.662,08 €	206.517,43 €	84,96
25	14.527,33 €	800,40 €		13.726,93 €	220.244,36 €	85,37
26	14.592,19 €	800,40 €		13.791,79 €	234.036,15 €	85,77
27	14.657,04 €	800,40 €		13.856,64 €	247.892,79 €	86,17
28	14.721,90 €	800,40 €		13.921,50 €	261.814,28 €	86,58

Tabla 11



Gráfica 10

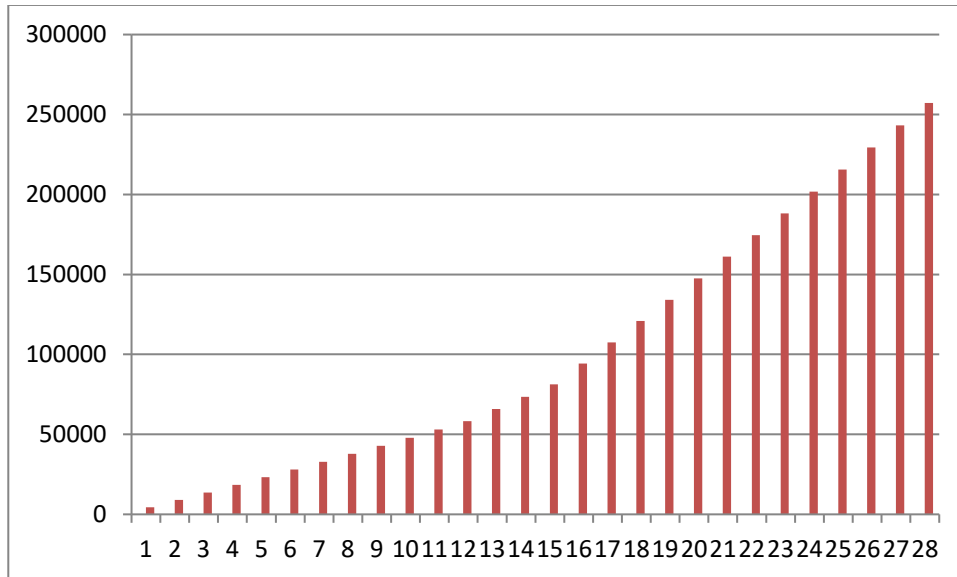


- Préstamo a 12 años

<b>Año</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Gastos</b>	<b>Anualidad</b>	<b>Beneficios</b>	<b>Beneficio acumulado</b>	<b>Beneficio %</b>
1	12.970,83 €	800,40 €	7.672,10 €	4.498,33 €	4.498,33 €	27,97
2	13.035,69 €	800,40 €	7.672,10 €	4.563,19 €	9.061,52 €	28,38
3	13.100,54 €	800,40 €	7.672,10 €	4.628,04 €	13.689,56 €	28,78
4	13.165,40 €	800,40 €	7.672,10 €	4.692,90 €	18.382,46 €	29,18
5	13.230,25 €	800,40 €	7.672,10 €	4.757,75 €	23.140,21 €	29,59
6	13.295,10 €	800,40 €	7.672,10 €	4.822,60 €	27.962,81 €	29,99
7	13.359,96 €	800,40 €	7.672,10 €	4.887,46 €	32.850,27 €	30,39
8	13.424,81 €	800,40 €	7.672,10 €	4.952,31 €	37.802,58 €	30,80
9	13.489,67 €	800,40 €	7.672,10 €	5.017,17 €	42.819,75 €	31,20
10	13.554,52 €	800,40 €	7.672,10 €	5.082,02 €	47.901,77 €	31,60
11	13.619,37 €	800,40 €	7.672,10 €	5.146,87 €	53.048,64 €	32,01
12	13.684,23 €	800,40 €	7.672,10 €	5.211,73 €	58.260,37 €	32,41
13	13.749,08 €	800,40 €	5.360,07 €	7.588,61 €	65.848,98 €	47,19
14	13.813,94 €	800,40 €	5.360,07 €	7.653,47 €	73.502,45 €	47,60
15	13.878,79 €	800,40 €	5.360,07 €	7.718,32 €	81.220,77 €	48,00
16	13.943,65 €	800,40 €		13.143,25 €	94.364,02 €	81,74
17	14.008,50 €	800,40 €		13.208,10 €	107.572,12 €	82,14
18	14.073,35 €	800,40 €		13.272,95 €	120.845,07 €	82,54
19	14.138,21 €	800,40 €		13.337,81 €	134.182,88 €	82,95
20	14.203,06 €	800,40 €		13.402,66 €	147.585,54 €	83,35
21	14.267,92 €	800,40 €		13.467,52 €	161.053,05 €	83,75
22	14.332,77 €	800,40 €		13.532,37 €	174.585,43 €	84,16
23	14.397,62 €	800,40 €		13.597,22 €	188.182,65 €	84,56
24	14.462,48 €	800,40 €		13.662,08 €	201.844,73 €	84,96
25	14.527,33 €	800,40 €		13.726,93 €	215.571,66 €	85,37
26	14.592,19 €	800,40 €		13.791,79 €	229.363,45 €	85,77
27	14.657,04 €	800,40 €		13.856,64 €	243.220,09 €	86,17
28	14.721,90 €	800,40 €		13.921,50 €	257.141,58 €	86,58

Tabla 12





*Gráfica 11*

A la vista de los resultados obtenidos pueden extraerse varias conclusiones.

Primeramente, apreciamos que lo más rentable para el cliente sería la aportación íntegra del coste total de la instalación sin necesidad de recurrir a préstamo bancario. El recurrir a un préstamo implica el pago de intereses lo que a la larga hace menos rentable la instalación. De hecho, como puede apreciarse en las tablas, el beneficio total obtenido en este supuesto es mayor que el obtenido en el caso de financiar la instalación. No obstante, esto depende del tipo de cliente y de su situación económica, ya que en muchos casos este no podrá abordar un gasto de esta magnitud de una sola vez.

Recurriendo a la opción del préstamo bancario, puede apreciarse que la opción más rentable sería financiar la instalación a 10 años. Esto conlleva una mayor anualidad y unos beneficios iniciales más bajos que para un préstamo a 12 años. No obstante, el beneficio total obtenido a largo plazo será superior debido a que habrá que pagar intereses durante menos tiempo.

Sin embargo, lo más relevante que se puede apreciar en este estudio es que, para cualquiera de los dos tipos de financiación, se obtendrán beneficios desde el primer año de funcionamiento de la central debido a que los ingresos superan ampliamente la cantidad a abonar por costes de mantenimiento y seguro y por devolución del préstamo. Esto refleja la situación actual por la que pasa el sector fotovoltaico, ya que a pesar de que las primas se han reducido mucho en los últimos tiempos, también lo ha hecho el coste de las instalaciones. Anteriormente, la elección de un tipo de financiación u otro podía suponer que los beneficios en los primeros años de funcionamiento de la central fueran negativos, debido a que la anualidad a devolver al banco era muy elevada (derivada del alto coste de las instalaciones).



#### 7.4. Rentabilidad de la instalación en ausencia de retribución

El siguiente estudio tiene en cuenta que rentabilidad tendría una instalación de este tipo en el caso de no percibir una prima por kilovatio hora generado.

Según ha informado el ministerio de industria, a partir del segundo trimestre del 2012, se dejarán de aportar ayudas a las instalaciones basadas en energías renovables. No obstante, se está estudiando la posibilidad de aplicar un nuevo sistema. Dicho sistema consiste en descontar de la factura de la luz la energía inyectada a la red. De esta manera, al consumo propio de nuestra nave le restamos la energía que inyectamos a la red por medio de la instalación fotovoltaica con lo que conseguimos rebajar la energía mensual facturada.

Para poder llevar a cabo este sistema es necesario la instalación de un contador bidireccional. Dicho contador tiene en cuenta la energía consumida por la nave, al igual que un contador tradicional. Sin embargo, también registra la energía que inyectamos a la red gracias a la central fotovoltaica. La diferencia de estas dos será la que se le facturará al cliente.

Lo ideal a la hora de realizar este estudio sería conocer el consumo mensual de la nave a lo largo de un año para conseguir unos datos más exactos. Pero la nave solo lleva en funcionamiento unos pocos meses por lo que desconocemos dichos datos. Por tanto, partimos del supuesto de que la energía consumida es igual que la energía inyectada.

Según el apartado 6 de esta memoria, el coste del kWh generado es de 0,0541 €, mientras que el precio de tarifa de facturación del kWh es de 0,1423 €. Esto significa que el ahorro por kWh es el siguiente:

$$\text{Ahorro por kWh} = (0,1423 - 0,0541) = 0,0882 \text{ €}.$$

Aunque realmente lo que se consigue con esto es un ahorro en facturación energética, a partir de este momento se lo considerara como ingresos.

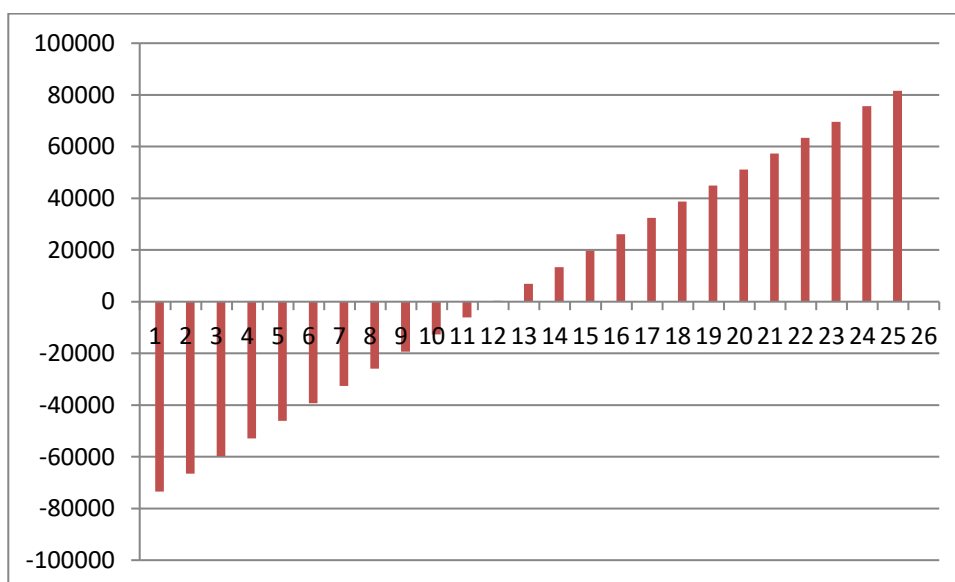
Los ingresos se obtienen multiplicando la producción anual por el valor calculado. La producción disminuye con el paso de los años debido a las pérdidas de rendimiento y por tanto los ingresos también se van reduciendo

Año	Producción	Ingresos	Gastos	Beneficios	Beneficio acumulado
1	87.812,58 €	7.745,07 €	800,40 €	6.944,67 €	-73.456,47 €
2	87.373,52 €	7.706,34 €	800,40 €	6.905,94 €	-66.550,53 €
3	86.934,45 €	7.667,62 €	800,40 €	6.867,22 €	-59.683,31 €
4	86.495,39 €	7.628,89 €	800,40 €	6.828,49 €	-52.854,81 €
5	86.056,33 €	7.590,17 €	800,40 €	6.789,77 €	-46.065,05 €
6	85.617,27 €	7.551,44 €	800,40 €	6.751,04 €	-39.314,00 €
7	85.178,20 €	7.512,72 €	800,40 €	6.712,32 €	-32.601,69 €
8	84.739,14 €	7.473,99 €	800,40 €	6.673,59 €	-25.928,09 €
9	84.300,08 €	7.435,27 €	800,40 €	6.634,87 €	-19.293,23 €
10	83.861,01 €	7.396,54 €	800,40 €	6.596,14 €	-12.697,09 €
11	83.421,95 €	7.357,82 €	800,40 €	6.557,42 €	-6.139,67 €
12	82.982,89 €	7.319,09 €	800,40 €	6.518,69 €	379,02 €
13	82.543,83 €	7.280,37 €	800,40 €	6.479,97 €	6.858,99 €



14	82.104,76 €	7.241,64 €	800,40 €	6.441,24 €	13.300,23 €
15	81.665,70 €	7.202,91 €	800,40 €	6.402,51 €	19.702,74 €
16	81.226,64 €	7.164,19 €	800,40 €	6.363,79 €	26.066,53 €
17	80.787,57 €	7.125,46 €	800,40 €	6.325,06 €	32.391,60 €
18	80.348,51 €	7.086,74 €	800,40 €	6.286,34 €	38.677,93 €
19	79.909,45 €	7.048,01 €	800,40 €	6.247,61 €	44.925,55 €
20	79.470,38 €	7.009,29 €	800,40 €	6.208,89 €	51.134,44 €
21	79.031,32 €	6.970,56 €	800,40 €	6.170,16 €	57.304,60 €
22	78.592,26 €	6.931,84 €	800,40 €	6.131,44 €	63.436,03 €
23	78.153,20 €	6.893,11 €	800,40 €	6.092,71 €	69.528,75 €
24	77.714,13 €	6.854,39 €	800,40 €	6.053,99 €	75.582,73 €
25	77.275,07 €	6.815,66 €	800,40 €	6.015,26 €	81.597,99 €

Tabla 13



Gráfica 12

Como podemos observar, aun en ausencia de retribución la central seguiría siendo rentable, aunque a más largo plazo y con unos beneficios menores que si se percibiera una prima. No será hasta el año 14 cuando la central quede amortizada, siendo los beneficios finales en 25 años de 73.500 €.

Esto demuestra que estas instalaciones pueden seguir siendo rentables en el supuesto de que se dejen de aportar ayudas a su explotación



# **Anexo**

## **Dimensionado del campo fotovoltaico**



Partimos del estudio de aprovechamiento de la azotea, donde hemos determinado que el número máximo de paneles instalables en la cubierta es de 180 paneles.

Las características relevantes para este apartado son:

#### Módulos fotovoltaicos

- Tensión de potencia máxima ( $U_{mp}$ ) = 36,07 V
- Tensión de vacío ( $U_0$ ) = 44,6 V
- Intensidad pico ( $I_p$ ) = 8,18

#### Inversor

- Potencia de entrada máxima ( $P_{max}$ ) = 60000 wp
- Rango de tensión recomendada: 550 / 850 V
- Rango de tensión de máxima potencia (PMP) = 450 / 750 V
- Intensidad máxima de entrada ( $I_{max}$ ) = 135 A

Primeramente vamos a calcular el número de placas en serie necesarias. Vamos a partir de una tensión de entrada al inversor de 650 V. Hemos escogido esta tensión basándonos en la experiencia adquirida con otras instalaciones en las cuales los inversores empezaban a dar problemas para tensiones de entrada elevadas. Por este motivo hemos escogido una tensión más próxima a la mínima recomendada que a la máxima

Para calcular el número de paneles en serie dividimos la tensión de la instalación (tensión de entrada al inversor) entre la tensión nominal de la paca (tensión de máxima potencia):

$$N^{\circ} \text{ paneles en serie} = U_{\text{entrada}} / U_{mp} = 650 / 36,07 = 18,02$$

Por lo tanto el número de paneles en serie será de 18, lo que supone una tensión de entrada al inversor de 649,26 V

Procedemos ahora al cálculo del número de ramas en paralelo o strings. Para esto debemos dividir la intensidad máxima de entrada admisible por el inversor entre la intensidad pico de los módulos, lo cual resulta:

$$N^{\circ} \text{ strings} = I_{max} / I_p = 135 / 8,18 = 16,5 \text{ líneas en paralelo.}$$

Es importante en este punto redondear a la baja ya que de instalar más líneas en paralelo correremos el riesgo de quemar el inversor.

Finalmente hemos decidido instalar 10 líneas en paralelo lo que supone una corriente de entrada al inversor de 81,8 A.



Por lo tanto, el número de paneles total será de:

$$\text{N}^\circ \text{ módulos} = \text{N}^\circ \text{ strings} \times \text{N}^\circ \text{ módulos en serie} = 18 \times 10 = 180 \text{ módulos}$$

Lo que supone una potencia instalada en placas de 53100 wp. Si tenemos en cuenta que es necesario un sobredimensionamiento para compensar posibles pérdidas entre en campo generador y el inversor

Además, hemos de tener en cuenta que la potencia máxima que se puede instalar para este inversor es de 60000 w con lo que la potencia instalada queda por debajo de este valor.

A continuación, se resumen los parámetros calculados:

Numero de paneles en serie	18
Numero de ramas en paralelo	10
Tensión instalada en el generador	649,26 V
Corriente de entrada al inversor	81,8 A
Potencia instalada en el generador	53100 Wp
Potencia nominal de la instalación	50000 W



# **Anexo**

## **Cálculos eléctricos**



## 1. Sección del cableado

Las secciones de los conductores deberán de cumplir dos criterios de cálculo:

- Criterio térmico (o de la intensidad máxima admisible)
- Criterio de la caída de tensión máxima

De nuevo volvemos a diferenciar dos secciones en la instalación:

- Parte de corriente continua
- Parte de corriente alterna

A continuación, se detallan las formulas empleadas según la zona del circuito donde nos encontremos

### Parte de corriente continua

- Criterio térmico

En todo momento se deberá cumplir la siguiente condición:

$$I_z > I_b$$

De donde  $I_z$  es la intensidad máxima admisible por el conductor y viene dado por la formula:

$$I_z = n \times I_o \times K_1 \times k_2 \times k_3$$

N: número de conductores en la canalización

K1: coeficiente de reducción por temperatura

K2: coeficiente de reducción por agrupamiento

K3: coeficiente dependiente de los factores de la instalación

$I_b$  es la intensidad suministrada por el generador y viene dado por la fórmula:

$$I_b = I_{pico} \times 1,25$$

Si despejamos  $I_o$  y sustituimos  $I_b$  por  $I_z$  la ecuación nos queda de la siguiente manera

$$I_o = I_b / (n \times k_1 \times k_2 \times k_3)$$

Una vez obtenido el valor de  $I_o$  hacemos uso de la norma UNE 20460-5-523:2004 y, dependiendo del tipo de instalación, material del conductor y temperatura ambiente buscamos un valor inmediatamente superior a  $I_o$ . El valor de la tabla multiplicado por los coeficientes de reducción nos dará el valor de  $I_z$  y si este es mayor de 1,25 veces el valor de  $I_b$  la sección escogida será válida.

- Criterio de la máxima caída de tensión

La caída de en la zona de continua debe ser del 1% como máximo, por lo que debemos comprobar que para los conductores mediante el criterio térmico cumplen con esta condición. Si no lo cumpliera habría





que buscar una sección mayor que verificara ambas condiciones. Las fórmulas que empleadas son las siguientes:

$$\Delta U = U1 - U2 = R \times I$$

$$R = 2 \times \rho \times (L / S)$$

U1: Tensión inicial

$\rho$ : Resistividad del cobre (0,018  $\Omega \times \text{mm}^2/\text{m}$ )

U2: Tensión final

L: Longitud del conductor

R: Resistencia del conductor

S: Sección del conductor

I: Corriente

Por lo tanto, la ecuación de la caída de tensión queda de la siguiente manera:

$$\Delta U = 2 \times \rho \times I \times (L/S)$$

Como ya se ha dicho, la caída de tensión en este tramo debe ser inferior al 1 %. Nos ayudaremos de una hoja de Excel para realizar estos cálculos, en los que aparecerá reflejado:

- Caída de tensión: variación de la tensión en un determinado tramo del circuito, se obtiene de aplicar la fórmula:

$$\Delta U = 2 \times \rho \times I \times (L/S)$$

- Caída de tensión porcentual: será igual al incremento de tensión en ese tramo de la línea partido por la tensión nominal de referencia de ese tramo, multiplicando por 100.
- Caída de tensión acumulada: tiene en cuenta la caída de tensión que se va acumulando en cada tramo del conductor.
- Caída de tensión porcentual acumulada: relaciona la caída de tensión acumulada total en cada tramo por la tensión de referencia del mismo.

### Parte de corriente alterna

- Criterio térmico

Las formulas empleadas serán las mismas que las que se usan para el dimensionado en las parte de continua, con la salvedad de que la corriente de salida del inversor vendrá dada por:

$$I = P / (\sqrt{3} \times U \times \cos\phi)$$

Siendo:

- P: potencia de salida nominal del inversor
- U: tensión compuesta de salida del inversor
- Cos  $\phi$ : factor de potencia del inversor



- Criterio de la máxima caída de tensión

Las formulas serán las mismas que las utilizadas para calcular la caída de tensión en la parte de continua con la salvedad de que la corriente de salida del inversor vendrá dada por:

$$I = P / (\sqrt{3} \times U \times \cos\varphi)$$

Siendo:

- P: potencia de salida nominal del inversor
- U: tensión compuesta de salida del inversor
- Cos  $\varphi$ : factor de potencia del inversor

La caída de tensión en este tramo de la instalación debe ser inferior al 1,5 % según reglamento.

### **Interconexión de módulos y de estos a la caja conexiones del generador**

- Criterio térmico

Partimos de la corriente pico que suministra una rama de paneles, que es de 8,18 A, por tanto  $I_b$  tomará un valor de:

$$I_b = I_p \times 1,25 = 8,18 \times 1,25 = 10,225 \text{ A}$$

Los factores de reducción por temperatura de funcionamiento a 65° para aislamiento de XLPE que conforman estos conductores y por agrupación de 14 ramas en paralelo serán de:

$$K_{\text{temperatura}} = 0,65$$

$$K_{\text{agrupamiento}} = 0,7$$

Por tanto,  $I_o$  tomará un valor de:

$$I_o = I_b / (k_1 \times k_2) = 10,225 / (0,65 \times 0,7) = 22,47 \text{ A}$$

Buscamos ahora en la tabla 1 de la norma UNE 20460-5-523:2004 una sección cuya intensidad máxima admisible este por inmediatamente por encima del valor de  $I_b$  calculado.

Tomamos una sección de 4 mm<sup>2</sup> cuya intensidad máxima admisible es de 42 A y comprobamos si es válida:

$$I_z = 42 \times 0,65 \times 0,7 = 19,11 \text{ A}$$

$$I_b = 8,18 \times 1,25 = 10,225 \text{ A}$$

Se cumple pues la condición ' $I_z > I_b$ ' y por tanto este conductor es idóneo



Recordamos que los módulos solares Sunrise P672295 vienen provistos ya de estos conductores cuya sección es de 4 mm<sup>2</sup>. Con este cálculo solo hemos puesto de manifiesto que estos conductores son los indicados.



- Criterio de la máxima caída de tensión

Haciendo uso de del estudio realizado sobre el aprovechamiento de la cubierta, calculamos la longitud de los diferentes conductores.

Una vez conocida dichas longitudes calculamos la caída de tensión en los conductores que interconexionan los módulos. El último tramo calculado es el que une el ultimo modulo con la caja de protecciones del generador.

**Línea 1**

Tramo	Tensión	Longitud	Intensidad	Sección	C.D.T.	C.D.T. Acumulada	C.D.T. %	C.D.T. Acumulada %
1.1	36,07	1,2	8,18	4	0,088	0,088	0,245	0,245
1.2	72,14	1,2	8,18	4	0,088	0,177	0,122	0,245
1.3	108,21	1,2	8,18	4	0,088	0,265	0,082	0,245
1.4	144,28	4,8	8,18	4	0,353	0,618	0,245	0,429
1.5	180,35	1,2	8,18	4	0,088	0,707	0,049	0,392
1.6	216,42	1,2	8,18	4	0,088	0,795	0,041	0,367
1.7	252,49	1,2	8,18	4	0,088	0,883	0,035	0,350
1.8	288,56	1,2	8,18	4	0,088	0,972	0,031	0,337
1.9	324,63	1,2	8,18	4	0,088	1,060	0,027	0,327
1.10	360,7	1,2	8,18	4	0,088	1,148	0,024	0,318
1.11	396,77	1,2	8,18	4	0,088	1,237	0,022	0,312
1.12	432,84	1,2	8,18	4	0,088	1,325	0,020	0,306
1.13	468,91	1,2	8,18	4	0,088	1,414	0,019	0,301
1.14	504,98	4,8	8,18	4	0,353	1,767	0,070	0,350
1.15	541,05	1,2	8,18	4	0,088	1,855	0,016	0,343
1.16	577,12	1,2	8,18	4	0,088	1,944	0,015	0,337
1.17	613,19	1,2	8,18	4	0,088	2,032	0,014	0,331
1.18	649,26	22,6	8,18	4	1,664	3,696	0,256	0,569

*Tabla 14*



### Línea 2

Tramo	Tensión	Longitud	Intensidad	Sección	C.D.T.	C.D.T. Acumulada	C.D.T. %	C.D.T. Acumulada %
2.1	36,07	1,2	8,18	4	0,088	0,088	0,245	0,245
2.2	72,14	1,2	8,18	4	0,088	0,177	0,122	0,245
2.3	108,21	1,2	8,18	4	0,088	0,265	0,082	0,245
2.4	144,28	4,8	8,18	4	0,353	0,618	0,245	0,429
2.5	180,35	1,2	8,18	4	0,088	0,707	0,049	0,392
2.6	216,42	1,2	8,18	4	0,088	0,795	0,041	0,367
2.7	252,49	1,2	8,18	4	0,088	0,883	0,035	0,350
2.8	288,56	1,2	8,18	4	0,088	0,972	0,031	0,337
2.9	324,63	1,2	8,18	4	0,088	1,060	0,027	0,327
2.10	360,7	1,2	8,18	4	0,088	1,148	0,024	0,318
2.11	396,77	1,2	8,18	4	0,088	1,237	0,022	0,312
2.12	432,84	1,2	8,18	4	0,088	1,325	0,020	0,306
2.13	468,91	1,2	8,18	4	0,088	1,414	0,019	0,301
2.14	504,98	4,8	8,18	4	0,353	1,767	0,070	0,350
2.15	541,05	1,2	8,18	4	0,088	1,855	0,016	0,343
2.16	577,12	1,2	8,18	4	0,088	1,944	0,015	0,337
2.17	613,19	1,2	8,18	4	0,000	1,944	0,000	0,317
2.18	649,26	12,8	8,18	4	0,942	2,886	0,145	0,444

Tabla 15

### Línea 3

Tramo	Tensión	Longitud	Intensidad	Sección	C.D.T.	C.D.T. Acumulada	C.D.T. %	C.D.T. Acumulada %
3.1	36,07	1,2	8,18	4	0,088	0,088	0,245	0,245
3.2	72,14	1,2	8,18	4	0,088	0,177	0,122	0,245
3.3	108,21	1,2	8,18	4	0,088	0,265	0,082	0,245
3.4	144,28	4,8	8,18	4	0,353	0,618	0,245	0,429
3.5	180,35	1,2	8,18	4	0,088	0,707	0,049	0,392
3.6	216,42	1,2	8,18	4	0,088	0,795	0,041	0,367
3.7	252,49	1,2	8,18	4	0,088	0,883	0,035	0,350
3.8	288,56	1,2	8,18	4	0,088	0,972	0,031	0,337
3.9	324,63	1,2	8,18	4	0,088	1,060	0,027	0,327
3.10	360,7	1,2	8,18	4	0,088	1,148	0,024	0,318
3.11	396,77	1,2	8,18	4	0,088	1,237	0,022	0,312
3.12	432,84	1,2	8,18	4	0,088	1,325	0,020	0,306
3.13	468,91	1,2	8,18	4	0,088	1,414	0,019	0,301
3.14	504,98	4,8	8,18	4	0,353	1,767	0,070	0,350
3.15	541,05	1,2	8,18	4	0,088	1,855	0,016	0,343
3.16	577,12	1,2	8,18	4	0,088	1,944	0,015	0,337
3.17	613,19	1,2	8,18	4	0,088	2,032	0,014	0,331
3.18	649,26	8,8	8,18	4	0,648	2,680	0,100	0,413

Tabla 16



#### Línea 4

Tramo	Tensión	Longitud	Intensidad	Sección	C.D.T.	C.D.T. Acumulada	C.D.T. %	C.D.T. Acumulada %
4.1	36,07	1,2	8,18	4	0,088	0,088	0,245	0,245
4.2	72,14	1,2	8,18	4	0,088	0,177	0,122	0,245
4.3	108,21	1,2	8,18	4	0,088	0,265	0,082	0,245
4.4	144,28	4,8	8,18	4	0,353	0,618	0,245	0,429
4.5	180,35	1,2	8,18	4	0,088	0,707	0,049	0,392
4.6	216,42	1,2	8,18	4	0,088	0,795	0,041	0,367
4.7	252,49	1,2	8,18	4	0,088	0,883	0,035	0,350
4.8	288,56	1,2	8,18	4	0,088	0,972	0,031	0,337
4.9	324,63	1,2	8,18	4	0,088	1,060	0,027	0,327
4.10	360,7	1,2	8,18	4	0,088	1,148	0,024	0,318
4.11	396,77	1,2	8,18	4	0,088	1,237	0,022	0,312
4.12	432,84	1,2	8,18	4	0,088	1,325	0,020	0,306
4.13	468,91	1,2	8,18	4	0,088	1,414	0,019	0,301
4.14	504,98	4,8	8,18	4	0,353	1,767	0,070	0,350
4.15	541,05	1,2	8,18	4	0,088	1,855	0,016	0,343
4.16	577,12	1,2	8,18	4	0,088	1,944	0,015	0,337
4.17	613,19	1,2	8,18	4	0,088	2,032	0,014	0,331
4.18	649,26	20,8	8,18	4	1,531	3,563	0,236	0,549

Tabla 17

#### Línea 5

Tramo	Tensión	Longitud	Intensidad	Sección	C.D.T.	C.D.T. Acumulada	C.D.T. %	C.D.T. Acumulada %
5.1	36,07	1,2	8,18	4	0,088	0,088	0,245	0,245
5.2	72,14	1,2	8,18	4	0,088	0,177	0,122	0,245
5.3	108,21	1,2	8,18	4	0,088	0,265	0,082	0,245
5.4	144,28	4,8	8,18	4	0,353	0,618	0,245	0,429
5.5	180,35	1,2	8,18	4	0,088	0,707	0,049	0,392
5.6	216,42	1,2	8,18	4	0,088	0,795	0,041	0,367
5.7	252,49	1,2	8,18	4	0,088	0,883	0,035	0,350
5.8	288,56	1,2	8,18	4	0,088	0,972	0,031	0,337
5.9	324,63	1,2	8,18	4	0,088	1,060	0,027	0,327
5.10	360,7	1,2	8,18	4	0,088	1,148	0,024	0,318
5.11	396,77	1,2	8,18	4	0,088	1,237	0,022	0,312
5.12	432,84	1,2	8,18	4	0,088	1,325	0,020	0,306
5.13	468,91	1,2	8,18	4	0,088	1,414	0,019	0,301
5.14	504,98	4,8	8,18	4	0,353	1,767	0,070	0,350
5.15	541,05	1,2	8,18	4	0,088	1,855	0,016	0,343
5.16	577,12	1,2	8,18	4	0,088	1,944	0,015	0,337
5.17	613,19	1,2	8,18	4	0,088	2,032	0,014	0,331
5.18	649,26	31	8,18	4	2,282	4,314	0,352	0,664

Tabla 18



### Línea 6

Tramo	Tensión	Longitud	Intensidad	Sección	C.D.T.	C.D.T. Acumulada	C.D.T. %	C.D.T. Acumulada %
6.1	36,07	1,2	8,18	4	0,088	0,088	0,245	0,245
6.2	72,14	1,2	8,18	4	0,088	0,177	0,122	0,245
6.3	108,21	1,2	8,18	4	0,088	0,265	0,082	0,245
6.4	144,28	4,8	8,18	4	0,353	0,618	0,245	0,429
6.5	180,35	1,2	8,18	4	0,088	0,707	0,049	0,392
6.6	216,42	1,2	8,18	4	0,088	0,795	0,041	0,367
6.7	252,49	1,2	8,18	4	0,088	0,883	0,035	0,350
6.8	288,56	1,2	8,18	4	0,088	0,972	0,031	0,337
6.9	324,63	1,2	8,18	4	0,088	1,060	0,027	0,327
6.10	360,7	1,2	8,18	4	0,088	1,148	0,024	0,318
6.11	396,77	1,2	8,18	4	0,088	1,237	0,022	0,312
6.12	432,84	1,2	8,18	4	0,088	1,325	0,020	0,306
6.13	468,91	1,2	8,18	4	0,088	1,414	0,019	0,301
6.14	504,98	4,8	8,18	4	0,353	1,767	0,070	0,350
6.15	541,05	1,2	8,18	4	0,088	1,855	0,016	0,343
6.16	577,12	1,2	8,18	4	0,088	1,944	0,015	0,337
6.17	613,19	1,2	8,18	4	0,088	2,032	0,014	0,331
6.18	649,26	18,8	8,18	4	1,384	3,416	0,213	0,526

Tabla 19

### Línea 7

Tramo	Tensión	Longitud	Intensidad	Sección	C.D.T.	C.D.T. Acumulada	C.D.T. %	C.D.T. Acumulada %
7.1	36,07	1,2	8,18	4	0,088	0,088	0,245	0,245
7.2	72,14	1,2	8,18	4	0,088	0,177	0,122	0,245
7.3	108,21	1,2	8,18	4	0,088	0,265	0,082	0,245
7.4	144,28	4,8	8,18	4	0,353	0,618	0,245	0,429
7.5	180,35	1,2	8,18	4	0,088	0,707	0,049	0,392
7.6	216,42	1,2	8,18	4	0,088	0,795	0,041	0,367
7.7	252,49	1,2	8,18	4	0,088	0,883	0,035	0,350
7.8	288,56	1,2	8,18	4	0,088	0,972	0,031	0,337
7.9	324,63	1,2	8,18	4	0,088	1,060	0,027	0,327
7.10	360,7	1,2	8,18	4	0,088	1,148	0,024	0,318
7.11	396,77	1,2	8,18	4	0,088	1,237	0,022	0,312
7.12	432,84	1,2	8,18	4	0,088	1,325	0,020	0,306
7.13	468,91	1,2	8,18	4	0,088	1,414	0,019	0,301
7.14	504,98	4,8	8,18	4	0,353	1,767	0,070	0,350
7.15	541,05	1,2	8,18	4	0,088	1,855	0,016	0,343
7.16	577,12	1,2	8,18	4	0,088	1,944	0,015	0,337
7.17	613,19	1,2	8,18	4	0,088	2,032	0,014	0,331
7.18	649,26	9,3	8,18	4	0,685	2,717	0,105	0,418

Tabla 20



### Línea 8

Tramo	Tensión	Longitud	Intensidad	Sección	C.D.T.	C.D.T. Acumulada	C.D.T. %	C.D.T. Acumulada %
8.1	36,07	1,2	8,18	4	0,088	0,088	0,245	0,245
8.2	72,14	1,2	8,18	4	0,088	0,177	0,122	0,245
8.3	108,21	1,2	8,18	4	0,088	0,265	0,082	0,245
8.4	144,28	4,8	8,18	4	0,353	0,618	0,245	0,429
8.5	180,35	1,2	8,18	4	0,088	0,707	0,049	0,392
8.6	216,42	1,2	8,18	4	0,088	0,795	0,041	0,367
8.7	252,49	1,2	8,18	4	0,088	0,883	0,035	0,350
8.8	288,56	1,2	8,18	4	0,088	0,972	0,031	0,337
8.9	324,63	1,2	8,18	4	0,088	1,060	0,027	0,327
8.10	360,7	1,2	8,18	4	0,088	1,148	0,024	0,318
8.11	396,77	1,2	8,18	4	0,088	1,237	0,022	0,312
8.12	432,84	1,2	8,18	4	0,088	1,325	0,020	0,306
8.13	468,91	1,2	8,18	4	0,088	1,414	0,019	0,301
8.14	504,98	4,8	8,18	4	0,353	1,767	0,070	0,350
8.15	541,05	1,2	8,18	4	0,088	1,855	0,016	0,343
8.16	577,12	1,2	8,18	4	0,088	1,944	0,015	0,337
8.17	613,19	1,2	8,18	4	0,088	2,032	0,014	0,331
8.18	649,26	18,6	8,18	4	1,369	3,401	0,211	0,524

Tabla 21

### Línea 9

Tramo	Tensión	Longitud	Intensidad	Sección	C.D.T.	C.D.T. Acumulada	C.D.T. %	C.D.T. Acumulada %
9.1	36,07	1,2	8,18	4	0,088	0,088	0,245	0,245
9.2	72,14	1,2	8,18	4	0,088	0,177	0,122	0,245
9.3	108,21	1,2	8,18	4	0,088	0,265	0,082	0,245
9.4	144,28	4,8	8,18	4	0,353	0,618	0,245	0,429
9.5	180,35	1,2	8,18	4	0,088	0,707	0,049	0,392
9.6	216,42	1,2	8,18	4	0,088	0,795	0,041	0,367
9.7	252,49	1,2	8,18	4	0,088	0,883	0,035	0,350
9.8	288,56	1,2	8,18	4	0,088	0,972	0,031	0,337
9.9	324,63	1,2	8,18	4	0,088	1,060	0,027	0,327
9.10	360,7	1,2	8,18	4	0,088	1,148	0,024	0,318
9.11	396,77	1,2	8,18	4	0,088	1,237	0,022	0,312
9.12	432,84	1,2	8,18	4	0,088	1,325	0,020	0,306
9.13	468,91	1,2	8,18	4	0,088	1,414	0,019	0,301
9.14	504,98	4,8	8,18	4	0,353	1,767	0,070	0,350
9.15	541,05	1,2	8,18	4	0,088	1,855	0,016	0,343
9.16	577,12	1,2	8,18	4	0,088	1,944	0,015	0,337
9.17	613,19	1,2	8,18	4	0,088	2,032	0,014	0,331
9.18	649,26	28,3	8,18	4	2,083	4,115	0,321	0,634

Tabla 22





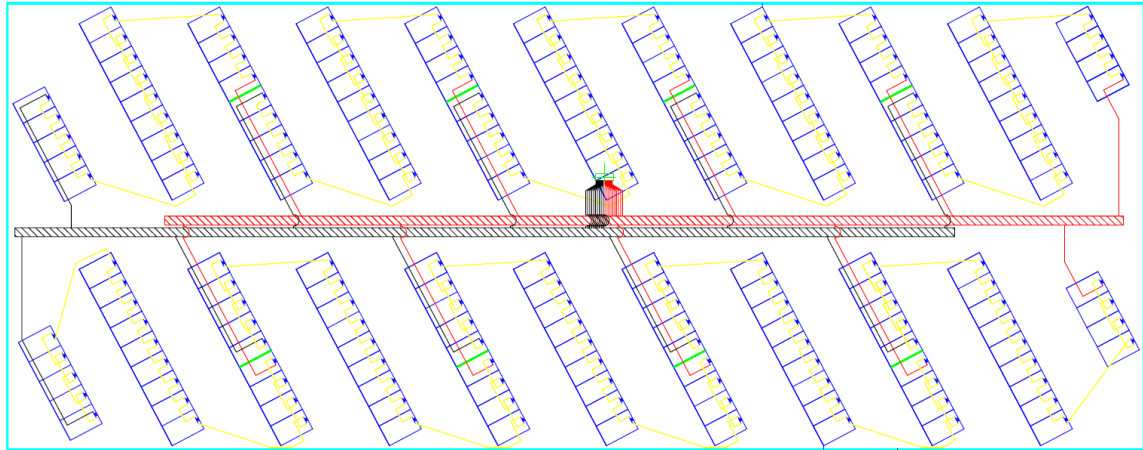
**Línea 10**

Tramo	Tensión	Longitud	Intensidad	Sección	C.D.T.	C.D.T. Acumulada	C.D.T. %	C.D.T. Acumulada %
10.1	36,07	1,2	8,18	4	0,088	0,088	0,245	0,245
10.2	72,14	1,2	8,18	4	0,088	0,177	0,122	0,245
10.3	108,21	1,2	8,18	4	0,088	0,265	0,082	0,245
10.4	144,28	4,8	8,18	4	0,353	0,618	0,245	0,429
10.5	180,35	1,2	8,18	4	0,088	0,707	0,049	0,392
10.6	216,42	1,2	8,18	4	0,088	0,795	0,041	0,367
10.7	252,49	1,2	8,18	4	0,088	0,883	0,035	0,350
10.8	288,56	1,2	8,18	4	0,088	0,972	0,031	0,337
10.9	324,63	1,2	8,18	4	0,088	1,060	0,027	0,327
10.10	360,7	1,2	8,18	4	0,088	1,148	0,024	0,318
10.11	396,77	1,2	8,18	4	0,088	1,237	0,022	0,312
10.12	432,84	1,2	8,18	4	0,088	1,325	0,020	0,306
10.13	468,91	1,2	8,18	4	0,088	1,414	0,019	0,301
10.14	504,98	4,8	8,18	4	0,353	1,767	0,070	0,350
10.15	541,05	1,2	8,18	4	0,088	1,855	0,016	0,343
10.16	577,12	1,2	8,18	4	0,088	1,944	0,015	0,337
10.17	613,19	1,2	8,18	4	0,088	2,032	0,014	0,331
10.18	649,26	33	8,18	4	2,429	4,461	0,374	0,687

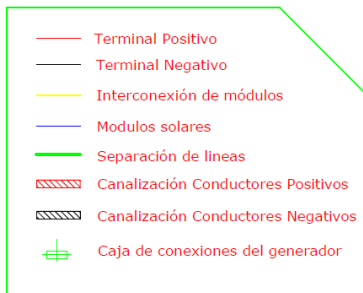
*Tabla 23*



## Esquema de situación de las líneas:



### LEYENDA



*Figura 11*



## Caja de conexiones del generador a inversor

- Criterio térmico

Partimos de la corriente que suministran las 14 ramas en paralelo, que será la suma de la corriente que aporta cada línea

$$I_p = 10 \times 8,18 = 81,8 \text{ A}$$

Por lo tanto,  $I_b$  toma un valor de:

$$I_b = I_p \times 1,25 = 81,8 \times 1,25 = 102,25 \text{ A}$$

Los factores de reducción por temperatura a 50°C para aislamiento de XLPE que conforman estos conductores y por canalización sobre bandeja de PVC será de:

$$K_1 = 0,82$$

$$K_2 = 1$$

Por lo tanto,  $I_o$  tomará un valor de:

$$I_o = 102,5 / (1 \times 0,82) = 124,7 \text{ A}$$

Buscamos ahora en la tabla 1 de la norma UNE 20460-5-523:2004 una sección cuya intensidad máxima admisible este por inmediatamente por encima del valor de  $I_b$  calculado.

La sección que nos encontramos inmediatamente por encima de la calculada es la correspondiente a una sección de 25 mm<sup>2</sup> con una intensidad máxima admisible de 127 A. No obstante, la sección utilizada es de 50 mm<sup>2</sup> por exigencias de cálculo del fusible de entrada al inversor, cuyo calculo queda detallado más adelante.

$$I_z = 192 \times 0,82 = 157,44 \text{ A}$$

$$I_b = 81,8 \times 1,25 = 102,25 \text{ A}$$

Se cumple por tanto la condición  $I_z > I_b$  con lo que el conductor elegido es correcto.

- Criterio de la máxima caída de tensión

Partiendo de la caída de tensión producida en el tramo que une el ultimo módulo de la serie. A partir de ahí calculamos la caída de tensión desde la caja de conexiones del generador hasta el inversor, lo que nos da la caída de tensión máxima en el tramo de DC

### L1-Inversor

1.18	649,26	22,6	8,18	4	1,664	3,696	0,256	0,569
G - I	649,26	27	81,8	50	1,590192	5,286	0,2449238	0,8141447

### L2-inversor

2.18	649,26	12,8	8,18	4	0,942	2,886	0,145	0,444
G - I	649,26	27	81,8	50	1,590192	4,476	0,2449238	0,689415



**L3-Inversor**

3.18	649,26	8,8	8,18	4	0,648	2,680	0,100	0,413
G - I	649,26	27	81,8	50	1,590192	4,270	0,2449238	0,6576657

**L4-Inversor**

4.18	649,26	20,8	8,18	4	1,531	3,563	0,236	0,549
G - I	649,26	27	81,8	50	1,590192	5,153	0,2449238	0,7937344

**L5-Inversor**

5.18	649,26	31	8,18	4	2,282	4,314	0,352	0,664
G - I	649,26	27	81,8	50	1,590192	5,904	0,2449238	0,9093928

**L6-Inversor**

6.18	649,26	18,8	8,18	4	1,384	3,416	0,213	0,526
G - I	649,26	27	81,8	50	1,590192	5,006	0,2449238	0,7710563

**L7-Inversor**

7.18	649,26	9,3	8,18	4	0,685	2,717	0,105	0,418
G - I	649,26	27	81,8	50	1,590192	4,307	0,2449238	0,6633352

**L8-Inversor**

8.18	649,26	18,6	8,18	4	1,369	3,401	0,211	0,524
G - I	649,26	27	81,8	50	1,590192	4,991	0,2449238	0,7687885

**L9-Inversor**

9.18	649,26	28,3	8,18	4	2,083	4,115	0,321	0,634
G - I	649,26	27	81,8	50	1,590192	5,706	0,2449238	0,8787774

**L10-Inversor**

10.18	649,26	33	8,18	4	2,429	4,461	0,374	0,687
G - I	649,26	27	81,8	50	1,590192	6,052	0,2449238	0,932071

*Tabla 24*

Como podemos observar, la caída de tensión en la zona de continua es menor del 1% para todas las ramas por lo que el conductor elegido es correcto.



## Inversor - C.P.A. - C.P.M.

- Criterio térmico

Partimos de la corriente de salida que suministra el inversor, que se obtendrá mediante la fórmula:

$$P = \sqrt{3} \times U \times I \times \cos\varphi; I = P / \sqrt{3} \times U \times \cos\varphi$$

Siendo:

U: Tensión compuesta nominal de salida = 400 V

P: Potencia nominal de salida = 50000 W

Cos  $\varphi$ : Factor de potencia del inversor = 1

Por lo tanto, obtenemos un valor de:

$$I = 50000 / \sqrt{3} \times 400 \times 1 = 72,168 \text{ A}$$

Por lo tanto, Ib toma un valor de:

$$I_b = I_p \times 1,25 = 72,168 \times 1,25 = 90,21 \text{ A}$$

Los factores de reducción por temperatura a 50°C para aislamiento de XLPE que conforman estos conductores y por canalización sobre bandeja de PVC será de:

$$K_1 = 0,82$$

$$K_2 = 1$$

Por lo tanto, Io tomará un valor de:

$$I_o = 90,21 / (1 \times 0,82) = 110,01 \text{ A}$$

Buscamos ahora en la tabla 1 de la norma UNE 20460-5-523:2004 una sección cuya intensidad máxima admisible este por inmediatamente por encima del valor de Ib calculado.

Tomamos una sección de 35 mm<sup>2</sup> cuya intensidad máxima admisible es de 137 A y comprobamos si es válida:

$$I_z = 137 \times 0,82 = 112,34 \text{ A}$$

$$I_b = 72,168 \times 1,25 = 90,21 \text{ A}$$

Se cumple por tanto la condición  $I_z > I_b$  con lo que el conductor elegido es correcto.

- Criterio de la máxima caída de tensión

La longitud de conductor que conecta el inversor con el C.P.M. es de 37 metros. Por tanto la caída de tensión para una sección de 35 mm<sup>2</sup> y una intensidad de 72,168 será de:

$$\Delta U = 2 \times \rho \times I \times (L/S) = 2 \times 0,018 \times 72,168 \times (37/35) = 2,74 \text{ V}$$

Por lo tanto, la caída de tensión porcentual vale:

$$U\% = 2,74 \times 100 / 400 = 0,685 \%$$



La caída de tensión en la parte de corriente alterna es menor de 1,5% por lo tanto cumple con la condición reglamentaria

## 2. Calculo de protecciones

### Parte de corriente continua

La protección de la zona de corriente continua de la instalación se realizará mediante fusibles. Estos han de cumplir con las siguientes condiciones:

$$1^{\circ} \text{ Condición: } I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$2^{\circ} \text{ Condición: } I_f \leq 1,45 I_z$$

$I_f$  según reglamentariamente debe tener un valor de 1,6 veces la intensidad del fusible.

Si alguna de estas condiciones no se cumpliera habría que buscar una sección mayor de manera que cumpliera además con el criterio térmico y el de caída de tensión.

### Parte de corriente alterna

La protección de la zona de corriente alterna de la instalación se realizará mediante interruptores automáticos magnetotérmicos. Estos han de cumplir con las siguientes condiciones:

$$1^{\circ} \text{ Condición: } I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$2^{\circ} \text{ Condición: } I_f \leq 1,45 I_z$$

$I_f$  según reglamentariamente debe tener un valor de 1,6 veces la intensidad del fusible

Si alguna de estas condiciones no se cumpliera habría que buscar una sección mayor de manera que cumpliera además con el criterio térmico y el de caída de tensión.

Procedemos ahora a la selección de las protecciones descritas

### Cuadro de protección del generador fotovoltaico

Como ya se ha indicado, la protección de los circuitos de corriente continua se realizará mediante fusibles. Veamos cual es el fusible que mejor se ajusta a esta parte del circuito.

- 1° Condición:  $I_b \leq I_n \leq I_z$

Tenemos que en esta parte del circuito  $I_b$  vale 10,225 A, mientras que  $I_z$  toma un valor de 19,11 A. Escogemos un fusible de intensidad nominal 16 A.

$$I_b = 10,225 \text{ A} \leq I_n = 16 \leq I_z = 19,11 \text{ A}$$



Por lo que el fusible escogido es válido por esta condición.

- 2º Condición:  $I_f \leq 1,45 I_z$

Por reglamento  $I_f$  toma un valor de 1,6 veces la intensidad nominal del fusible, por lo tanto:

$$I_f = 1,6 \times 16 = 25,6 \text{ A}$$

$$1,45 I_z = 1,45 \times 19,11 = 27,71 \text{ A}$$

$$I_f = 25,6 \text{ A} \leq 1,45 I_z = 27,71 \text{ A}$$

Por lo tanto, el fusible escogido es válido ya que cumple con ambas condiciones.

### **Protección de entrada al inversor**

De haber tomado una sección de 25 mm<sup>2</sup> para el conductor de unión de la C.C.G. al inversor, ahora no se cumplirían la primera condición de cálculo del fusible a emplear en este tramo de la instalación, ya que tendríamos una  $I_b = 102,25 \text{ A}$  y una  $I_z$  de 104,14 A y no existe ningún fusible comercial cuya intensidad nominal se halle entre estos dos valores.

Tampoco se toma una sección de 35 mm<sup>2</sup> ya que no cumpliría la segunda condición de cálculo al ser el fusible a instalar de 125.

Finalmente se toma una sección de 50 mm<sup>2</sup> y realizamos los cálculos en base a esta sección.

Tenemos que en este tramo de la instalación  $I_b$  vale 102,25 A mientras que  $I_z$  vale 154,44 A. Escogemos un fusible de intensidad nominal 125 A y comprobamos que cumple las condiciones:

- 1º Condición:  $I_b \leq I_n \leq I_z$

$$I_b = 102,25 \text{ A} \leq I_n = 125 \leq I_z = 154,44 \text{ A}$$

Por lo tanto es válida por esta condición. Veamos si cumple con la segunda condición:

- 2º Condición:  $I_f \leq 1,45 I_z$

Por reglamento  $I_f$  toma un valor de 1,6 veces la intensidad nominal del fusible, por lo tanto:

$$I_f = 1,6 \times 125 = 200 \text{ A}$$

$$1,45 I_z = 1,45 \times 154,44 = 223,94 \text{ A}$$

$$I_f = 200 \text{ A} \leq 1,45 I_z = 223,94 \text{ A}$$

Por lo que el fusible escogido es válido ya que cumple con ambas





### Cuadro de protección de alterna

Utilizaremos para este tramo de la instalación un interruptor automático combinado con un dispositivo diferencial.

Escogemos un interruptor automático de 100 A y comprobamos si cumple con las condiciones de diseño:

- 1º Condición:  $I_b \leq I_n \leq I_z$

$$I_b = 90,21 \text{ A} < 100 < I_z = 112,34 \text{ A}$$

- 2º Condición:  $I_f \leq 1,45 I_z$

$I_f$  (para  $I_n > 63 \text{ A}$ ) para curva de disparo B toma un valor de  $1,45 \times I_n$ , por lo tanto:

$$1,45 I_n \leq 1,45 I_z \text{ o lo que es lo mismo } I_n \leq I_z$$

$$I_n = 100 \text{ A} \leq I_z = 112,34 \text{ A}$$

### Cuadro de protección y medida

El interruptor automático ha de poseer la misma intensidad nominal que el calculado en el apartado anterior, pero con poder de corte superior al de la empresa suministradora.

Además, han de instalarse transformadores de intensidad para poder instalar correctamente el contador de energía

### **3. Cálculo de la puesta a tierra**

La resistencia de puesta a tierra será tal que el valor de la tensión de contacto no sea superior a 24 v, según se especifica en el Reglamento Electrotécnico De Baja Tensión en su ITC-BT 18.

Para calcular dicha resistencia aplicamos la ley de Ohm, en donde U es la tensión máxima de contacto, de 24 v, e 'I' es la sensibilidad del dispositivo diferencial, cuyo valor es de 300 mA. Por tanto, el valor de la resistencia de puesta a tierra es de:

$$U = I \times R; R = U / I = 24 / 0,3 = 80 \Omega$$

El número de picas a instalar se determina mediante la siguiente fórmula:

$$R = \rho / (n \times L)$$

R: resistencia de la pica =  $80 \Omega$

P: resistividad del terreno =  $300 \Omega/\text{m}$

L: longitud de la pica: 2 m

N: número de picas



Despejando n de la ecuación y sustituyendo valores nos queda:

$$n = \rho / (R \times L) = 300 / (80 \times 2) = 1,875 \text{ picas}$$

Por tanto, se instalan 2 picas



# **Anexo**

# **Estudio económico**



## 1. Formulas empleadas

Se detallan a continuación las fórmulas que se han empleado para realizar el estudio económico

### - Anualidad

$$Anualidad = \frac{c \times i}{1 - \frac{1}{(1+i)^n}}$$

De donde:

- C: cantidad correspondiente al préstamo
- i: interés pactado con el banco
- n: número de años en que se liquida el préstamo

### - Ingresos

$$\text{Ingresos} = \text{kWh/año} \times [1 - 0,05 \times (n - 1)] \times \text{prima} \times [1 + (n - 1) \times 0,005]$$

De donde:

- kWh/año: son los kilovatios hora que produce la central en un año
- $[1 - 0,05 \times (n - 1)]$ : es el factor de pérdidas en función del año de antigüedad de la central
- Prima: cantidad percibida por la producción de un kilovatio hora
- $[1 + (n - 1) \times 0,005]$ : actualización de la prima según la evolución del IPC

### - Gastos

Engloba los gastos de seguro y mantenimiento, los cuales se han pactado como un 7% de la producción anual

$$\text{Gastos} = \text{ingresos} \times 0,07$$

### - Beneficios

$$\text{Beneficios} = \text{ingresos} - (\text{gastos} + \text{anualidad})$$

### - Beneficio acumulado

$$\text{Beneficio acumulado} = \sum \text{beneficios anuales}$$



- Beneficio porcentual

$$\text{Beneficio \%} = \frac{\text{Beneficio acumulado}}{\text{Aportacion del cliente}} \times 100$$

## 2. Estudio económico

Se realiza a continuación un estudio sobre la rentabilidad de la instalación en los siguientes supuestos:

- Aportación íntegra de los costes de la instalación por parte del cliente
- Préstamo a 10 años
  - Aportación inicial del 20% del precio de la instalación por parte del cliente
- Préstamo a 12 años
  - Aportación inicial del 20% del precio de la instalación por parte del cliente
- Ausencia de retribución

De esta manera podemos determinar cómo varía la rentabilidad de una instalación atendiendo a la duración del préstamo y a la cantidad aportada por el cliente y decidir cuál de ellas es la más interesante para nuestra instalación.

En la siguiente tabla se detallan los valores empleados para llevar a cabo en el estudio con retribución.

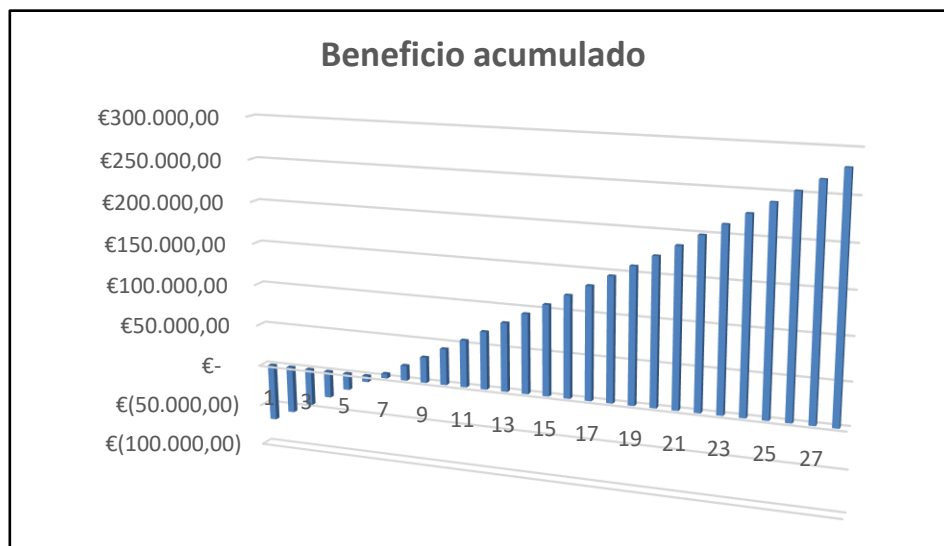
	Cantidad aportada	Cantidad del préstamo	Interés pactado	Anualidad para 10 años	Anualidad para 12 años
Aportación íntegra	80.401,14 €				
Aporte del 20%	16.080,23 €	64.320,91 €	6%	8.739,25 €	7.672,1 €



### Aportación íntegra por parte del cliente

Año	Ingresos	Gastos	Beneficio	Beneficio acumulado	Beneficio %
1	12.970,83 €	907,96 €	12.062,87 €	- 68.338,27 €	15,00%
2	13.035,69 €	912,50 €	12.123,19 €	- 56.215,08 €	15,08%
3	13.100,54 €	917,04 €	12.183,50 €	- 44.031,57 €	15,15%
4	13.165,40 €	921,58 €	12.243,82 €	- 31.787,75 €	15,23%
5	13.230,25 €	926,12 €	12.304,13 €	- 19.483,62 €	15,30%
6	13.295,10 €	930,66 €	12.364,44 €	- 7.119,18 €	15,38%
7	13.359,96 €	935,20 €	12.424,76 €	5.305,59 €	15,45%
8	13.424,81 €	939,74 €	12.485,07 €	17.790,66 €	15,53%
9	13.489,67 €	944,28 €	12.545,39 €	30.336,05 €	15,60%
10	13.554,52 €	948,82 €	12.605,70 €	42.941,76 €	15,68%
11	13.619,37 €	953,36 €	12.666,01 €	55.607,77 €	15,75%
12	13.684,23 €	957,90 €	12.726,33 €	68.334,10 €	15,83%
13	13.749,08 €	962,44 €	12.786,64 €	81.120,75 €	15,90%
14	13.813,94 €	966,98 €	12.846,96 €	93.967,71 €	15,98%
15	13.878,79 €	971,52 €	12.907,27 €	106.874,99 €	16,05%
16	13.943,65 €	976,06 €	12.967,59 €	119.842,58 €	16,13%
17	14.008,50 €	980,60 €	13.027,91 €	132.870,49 €	16,20%
18	14.073,35 €	985,13 €	13.088,22 €	145.958,70 €	16,28%
19	14.138,21 €	989,67 €	13.148,54 €	159.107,24 €	16,35%
20	14.203,06 €	994,21 €	13.208,85 €	172.316,08 €	16,43%
21	14.267,92 €	998,75 €	13.269,17 €	185.585,25 €	16,50%
22	14.332,77 €	1.003,29 €	13.329,48 €	198.914,73 €	16,58%
23	14.397,62 €	1.007,83 €	13.389,79 €	212.304,51 €	16,65%
24	14.462,48 €	1.012,37 €	13.450,11 €	225.754,62 €	16,73%
25	14.527,33 €	1.016,91 €	13.510,42 €	239.265,04 €	16,80%
26	14.592,19 €	1.021,45 €	13.570,74 €	252.835,77 €	16,88%
27	14.657,04 €	1.025,99 €	13.631,05 €	266.466,82 €	16,95%
28	14.721,90 €	1.030,53 €	13.691,37 €	280.158,19 €	17,03%

Tabla 25

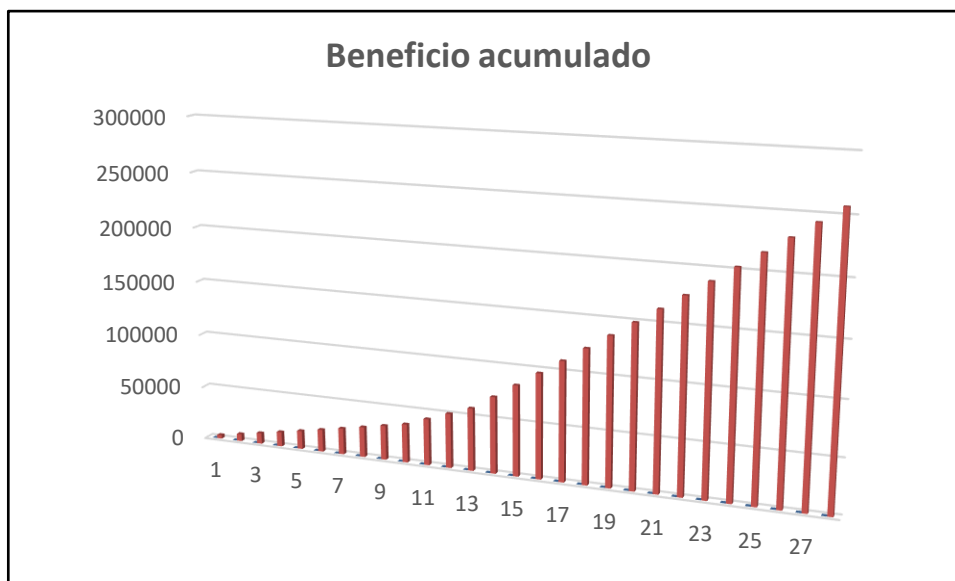


Gráfica 13

**Préstamo a 10 años con aporte del 20%**

Año	Ingresos	Gastos	Anualidad	Beneficio	Beneficio acumulado	Beneficio %
1	12.970,83 €	907,96 €	8.739,25 €	3.323,62 €	3.323,62 €	20,67%
2	13.035,69 €	912,50 €	8.739,25 €	3.383,94 €	6.707,56 €	21,04%
3	13.100,54 €	917,04 €	8.739,25 €	3.444,25 €	10.151,82 €	21,42%
4	13.165,40 €	921,58 €	8.739,25 €	3.504,57 €	13.656,39 €	21,79%
5	13.230,25 €	926,12 €	8.739,25 €	3.564,88 €	17.221,27 €	22,17%
6	13.295,10 €	930,66 €	8.739,25 €	3.625,19 €	20.846,46 €	22,54%
7	13.359,96 €	935,20 €	8.739,25 €	3.685,51 €	24.531,98 €	22,92%
8	13.424,81 €	939,74 €	8.739,25 €	3.745,82 €	28.277,80 €	23,29%
9	13.489,67 €	944,28 €	8.739,25 €	3.806,14 €	32.083,94 €	23,67%
10	13.554,52 €	948,82 €	8.739,25 €	3.866,45 €	35.950,40 €	24,04%
11	13.619,37 €	953,36 €	5.360,07 €	7.305,94 €	43.256,34 €	45,43%
12	13.684,23 €	957,90 €	5.360,07 €	7.366,26 €	50.622,60 €	45,81%
13	13.749,08 €	962,44 €	5.360,07 €	7.426,57 €	58.049,18 €	46,18%
14	13.813,94 €	966,98 €	- €	12.846,96 €	70.896,14 €	79,89%
15	13.878,79 €	971,52 €	- €	12.907,27 €	83.803,42 €	80,27%
16	13.943,65 €	976,06 €	- €	12.967,59 €	96.771,01 €	80,64%
17	14.008,50 €	980,60 €	- €	13.027,91 €	109.798,92 €	81,02%
18	14.073,35 €	985,13 €	- €	13.088,22 €	122.887,13 €	81,39%
19	14.138,21 €	989,67 €	- €	13.148,54 €	136.035,67 €	81,77%
20	14.203,06 €	994,21 €	- €	13.208,85 €	149.244,51 €	82,14%
21	14.267,92 €	998,75 €	- €	13.269,17 €	162.513,68 €	82,52%
22	14.332,77 €	1.003,29 €	- €	13.329,48 €	175.843,16 €	82,89%
23	14.397,62 €	1.007,83 €	- €	13.389,79 €	189.232,94 €	83,27%
24	14.462,48 €	1.012,37 €	- €	13.450,11 €	202.683,05 €	83,64%
25	14.527,33 €	1.016,91 €	- €	13.510,42 €	216.193,47 €	84,02%
26	14.592,19 €	1.021,45 €	- €	13.570,74 €	229.764,20 €	84,39%
27	14.657,04 €	1.025,99 €	- €	13.631,05 €	243.395,25 €	84,77%
28	14.721,90 €	1.030,53 €	- €	13.691,37 €	257.086,62 €	85,14%

Tabla 26



*Gráfica 14*

**Préstamo a 12 años con aporte del 20%**

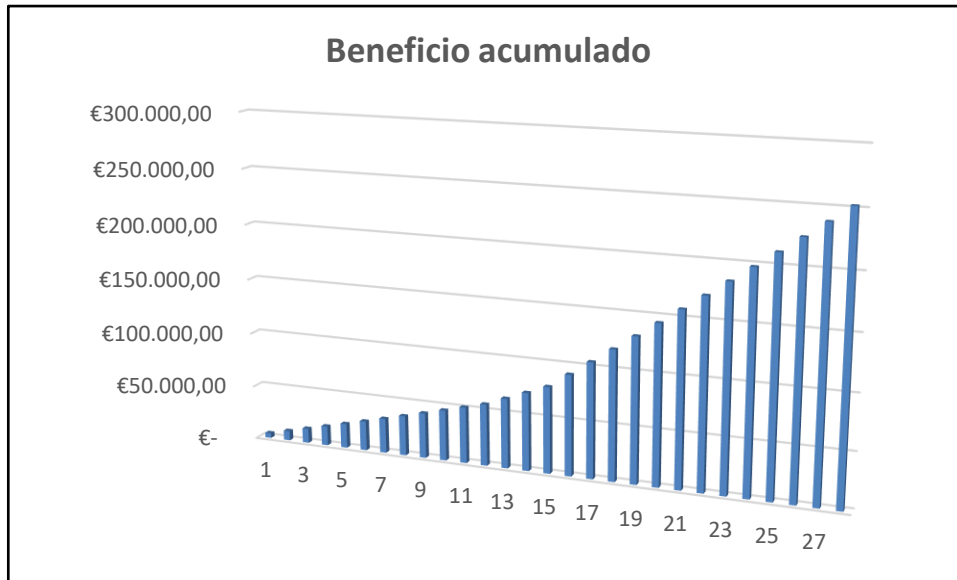
Año	Ingresos	Gastos	Anualidad	Beneficio	Beneficio acumulado	Beneficio %
1	12.970,83 €	907,96 €	7.672,10 €	4.390,77 €	4.390,77 €	27,31%
2	13.035,69 €	912,50 €	7.672,10 €	4.451,09 €	8.841,86 €	27,68%
3	13.100,54 €	917,04 €	7.672,10 €	4.511,40 €	13.353,27 €	28,06%
4	13.165,40 €	921,58 €	7.672,10 €	4.571,72 €	17.924,99 €	28,43%
5	13.230,25 €	926,12 €	7.672,10 €	4.632,03 €	22.557,02 €	28,81%
6	13.295,10 €	930,66 €	7.672,10 €	4.692,34 €	27.249,36 €	29,18%
7	13.359,96 €	935,20 €	7.672,10 €	4.752,66 €	32.002,03 €	29,56%
8	13.424,81 €	939,74 €	7.672,10 €	4.812,97 €	36.815,00 €	29,93%
9	13.489,67 €	944,28 €	7.672,10 €	4.873,29 €	41.688,29 €	30,31%
10	13.554,52 €	948,82 €	7.672,10 €	4.933,60 €	46.621,90 €	30,68%
11	13.619,37 €	953,36 €	7.672,10 €	4.993,91 €	51.615,81 €	31,06%
12	13.684,23 €	957,90 €	7.672,10 €	5.054,23 €	56.670,04 €	31,43%
13	13.749,08 €	962,44 €	5.360,07 €	7.426,57 €	64.096,62 €	46,18%
14	13.813,94 €	966,98 €	5.360,07 €	7.486,89 €	71.583,51 €	46,56%
15	13.878,79 €	971,52 €	5.360,07 €	7.547,20 €	79.130,72 €	46,93%
16	13.943,65 €	976,06 €		12.967,59 €	92.098,31 €	80,64%
17	14.008,50 €	980,60 €		13.027,91 €	105.126,22 €	81,02%
18	14.073,35 €	985,13 €		13.088,22 €	118.214,43 €	81,39%
19	14.138,21 €	989,67 €		13.148,54 €	131.362,97 €	81,77%
20	14.203,06 €	994,21 €		13.208,85 €	144.571,81 €	82,14%
21	14.267,92 €	998,75 €		13.269,17 €	157.840,98 €	82,52%
22	14.332,77 €	1.003,29 €		13.329,48 €	171.170,46 €	82,89%
23	14.397,62 €	1.007,83 €		13.389,79 €	184.560,24 €	83,27%
24	14.462,48 €	1.012,37 €		13.450,11 €	198.010,35 €	83,64%
25	14.527,33 €	1.016,91 €		13.510,42 €	211.520,77 €	84,02%





26	14.592,19 €	1.021,45 €		13.570,74 €	225.091,50 €	84,39%
27	14.657,04 €	1.025,99 €		13.631,05 €	238.722,55 €	84,77%
28	14.721,90 €	1.030,53 €		13.691,37 €	252.413,92 €	85,14%

Tabla 27



Gráfica 15

### Estudio económico sin retribución

Se realiza a continuación un estudio sobre la rentabilidad de la instalación en el caso de ausencia de retribución de producción.

De esta manera podemos predecir cómo sería un futuro modelo de producción sin primas y como se rentabilizaría una central de estas características en este supuesto.

A continuación, se detallan los factores que se han tenido en cuenta a la hora de realizar este estudio

El ahorro en la factura de la luz al cabo de un año viene dado por:

$$\begin{aligned} \text{Ahorro por kWh} &= \text{coste generación} - \text{coste facturación} = \\ &= 0,1423 - 0,052373 = 5.382,4225 \text{ €} \end{aligned}$$

Llamamos ingresos al ahorro anual en la facturación de energía, que viene dada por la ecuación:

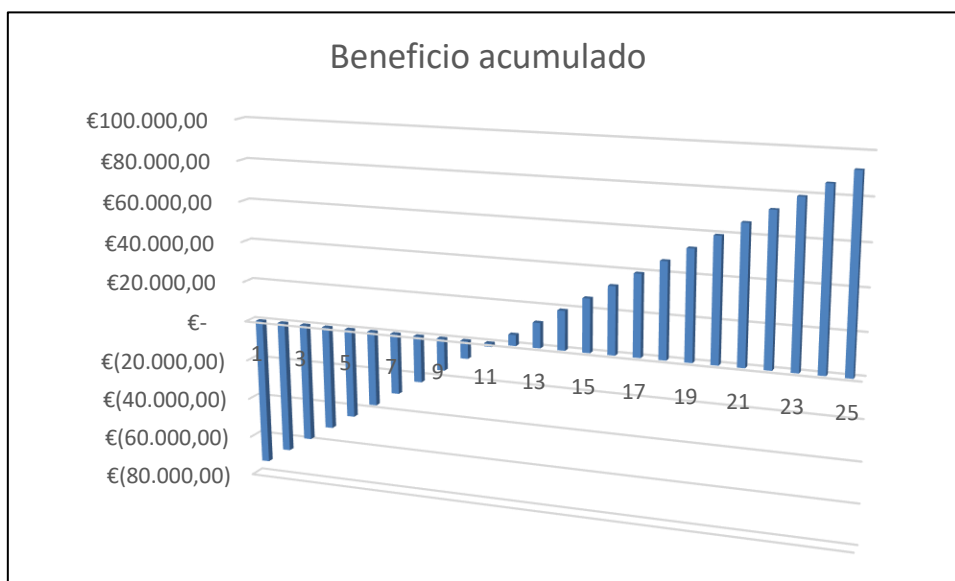
$$\text{Ingresos} = \text{Producción anual} \times \text{Ahorro por kWh}$$

El cálculo del beneficio y del beneficio acumulado se hace de la misma manera que en el caso de retribución



Año	Producción	Ingresos	Gastos	Beneficio	Beneficio acumulado
1	87.812,58	7.896,72 €	552,77 €	7.343,95 €	- 73.057,19 €
2	87.373,52	7.857,24 €	550,01 €	7.307,23 €	- 65.749,96 €
3	86.934,45	7.817,75 €	547,24 €	7.270,51 €	- 58.479,45 €
4	86.495,39	7.778,27 €	544,48 €	7.233,79 €	- 51.245,65 €
5	86.056,33	7.738,79 €	541,72 €	7.197,07 €	- 44.048,58 €
6	85.617,27	7.699,30 €	538,95 €	7.160,35 €	- 36.888,23 €
7	85.178,20	7.659,82 €	536,19 €	7.123,63 €	- 29.764,60 €
8	84.739,14	7.620,34 €	533,42 €	7.086,91 €	- 22.677,68 €
9	84.300,08	7.580,85 €	530,66 €	7.050,19 €	- 15.627,49 €
10	83.861,01	7.541,37 €	527,90 €	7.013,47 €	- 8.614,02 €
11	83.421,95	7.501,89 €	525,13 €	6.976,75 €	- 1.637,26 €
12	82.982,89	7.462,40 €	522,37 €	6.940,03 €	5.302,77 €
13	82.543,83	7.422,92 €	519,60 €	6.903,31 €	12.206,09 €
14	82.104,76	7.383,43 €	516,84 €	6.866,59 €	19.072,68 €
15	81.665,70	7.343,95 €	514,08 €	6.829,87 €	25.902,56 €
16	81.226,64	7.304,47 €	511,31 €	6.793,16 €	32.695,71 €
17	80.787,57	7.264,98 €	508,55 €	6.756,43 €	39.452,15 €
18	80.348,51	7.225,50 €	505,79 €	6.719,72 €	46.171,86 €
19	79.909,45	7.186,02 €	503,02 €	6.683,00 €	52.854,86 €
20	79.470,38	7.146,53 €	500,26 €	6.646,28 €	59.501,13 €
21	79.031,32	7.107,05 €	497,49 €	6.609,56 €	66.110,69 €
22	78.592,26	7.067,57 €	494,73 €	6.572,84 €	72.683,53 €
23	78.153,20	7.028,08 €	491,97 €	6.536,12 €	79.219,64 €
24	77.714,13	6.988,60 €	489,20 €	6.499,40 €	85.719,04 €
25	77.275,07	6.949,12 €	486,44 €	6.462,68 €	92.181,72 €

Tabla 28



Gráfica 16



# **Anexo**

## **Especificaciones técnicas de los componentes**

# SR MODULE

SR-P672295 SR-P672290 SR-P672285 SR-P672280  
 SR-P672275 SR-P672270 SR-P672265 SR-P672260



## STRENGTHS

- Tolerance  $\pm 3\%$
- Plug & Play Connectors
- High Transmission, Low Iron Tempered Glass
- Bypass Diodes Protection

## WARRANTY

- Manufacturing 10 years
- Power production 90%: 10 years  
80%: 25 years

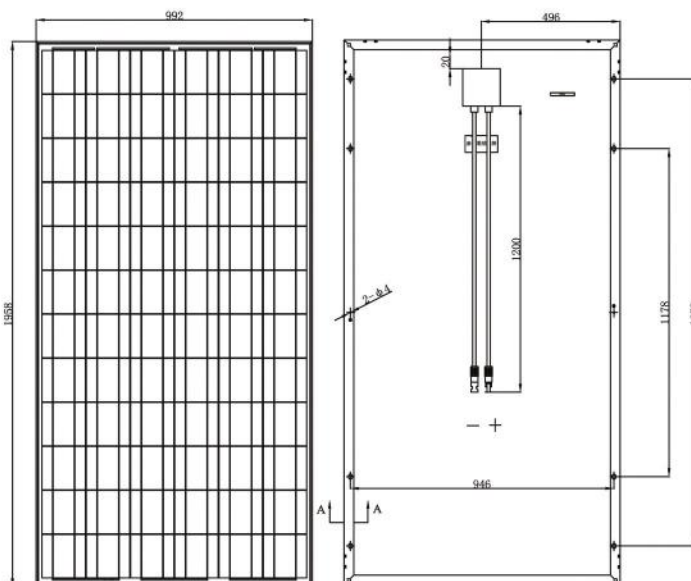
## INSURANCE

- Insured by CHUBB

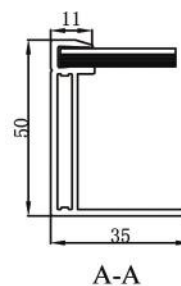
## CERTIFICATES



## PHYSICAL CHARACTERISTICS Unit:mm



Dimensions	(mm)	1958×992×50
Weight	(kg)	23.2
Quantity/Pallet		20 pcs/pallet
Loading Capacity		180 pcs/20' GP
		440 pcs/40' HQ

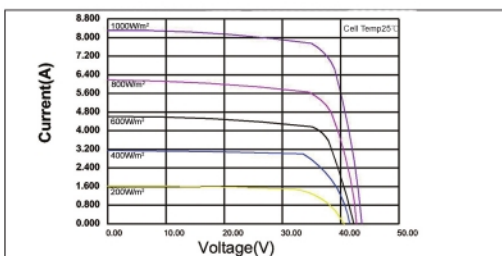
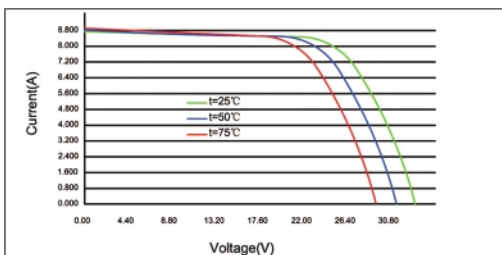


# SPECIFICATIONS

Module Type	SR-P672295	SR-P672290	SR-P672285	SR-P672280	SR-P672275	SR-P672270	SR-P672265	SR-P672260
Maximum Power	Pm(W)	<b>295W</b>	<b>290W</b>	<b>285W</b>	<b>280W</b>	<b>275W</b>	<b>270W</b>	<b>260W</b>
Tolerance	(%)	±3	±3	±3	±3	±3	±3	±3
Open Circuit Voltage	Voc(V)	44.59	44.51	44.43	44.35	44.28	44.20	44.03
Short Circuit Current	Isc(A)	8.78	8.68	8.52	8.39	8.25	8.12	7.88
Maximum Power Voltage	Vm(V)	36.07	35.96	35.90	35.81	35.72	35.68	35.53
Maximum Power Current	Im(A)	8.18	8.07	7.94	7.82	7.70	7.57	7.32
Module Efficiency	(%)	15.20	14.90	14.70	14.40	14.20	13.90	13.40
Solar Cell Efficiency	(%)	17.30	17.00	16.70	16.40	16.20	15.90	15.30
Cell Type	(mm)	156×156 (Poly-Crystalline Silicon)						
Number of Cells	(Pcs)	72 (6×12)						
Maximum System Voltage	(V)	DC1000						
Temp.Coeff.of Voc	(%/°C)	-0.34						
Temp.Coeff.of Isc	(%/°C)	0.046						
Temp.Coeff.of Pm	(%/°C)	-0.45						
Operating Temperature	(°C)	-40 to 85						
Nominal Operating Cell Temperature(NOCT)	(°C)	45±2						
Max.Series Fuse	(A)	14						
Wind Bearing	(Pa)	2400						
Pressure Bearing	(Pa)	5400						

STC(Standard Test Conditions): 1000W/m<sup>2</sup> AM1.5 25°C

# ELECTRICAL CHARACTERISTICS



		1000 W/m <sup>2</sup>	800 W/m <sup>2</sup>	600 W/m <sup>2</sup>	400 W/m <sup>2</sup>	200 W/m <sup>2</sup>	100 W/m <sup>2</sup>
SR-P672295	Vmpp	36.07	35.89	35.53	34.63	33.55	32.64
	Impp	8.18	5.97	4.50	3.07	1.58	0.81
SR-P672290	Vmpp	35.96	35.78	35.42	34.52	33.44	32.54
	Impp	8.07	5.90	4.45	3.03	1.54	0.80
SR-P672285	Vmpp	35.90	35.72	35.36	34.46	33.39	32.49
	Impp	7.94	5.81	4.40	3.00	1.54	0.78
SR-P672280	Vmpp	35.81	35.63	35.27	34.38	33.30	32.41
	Impp	7.82	5.75	4.31	2.96	1.53	0.78
SR-P672275	Vmpp	35.72	35.54	35.18	34.29	33.22	32.33
	Impp	7.70	5.65	4.30	2.90	1.50	0.76
SR-P672270	Vmpp	35.68	35.50	35.15	34.25	33.18	32.29
	Impp	7.57	5.58	4.20	2.87	1.47	0.76
SR-P672265	Vmpp	35.63	35.45	35.10	34.20	33.14	32.25
	Impp	7.44	5.45	4.15	2.81	1.44	0.73
SR-P672260	Vmpp	35.53	35.35	35.00	34.11	33.04	32.15
	Impp	7.32	5.37	4.06	2.77	1.42	0.72

## Sunrise Headquarters

No.65-22 Xinggang Road, Zhonglou Development Zone, Changzhou 213023 Jiangsu P.R.China.

Tel: +86 (519) 8390 6502 Fax: +86 (519) 8390 6508 E-mail: info@srsolartech.cn Http:// www.srsolartech.cn



Garantía estándar de 5 años

Entrada DC	SE75i	SE65i	SE50i
Potencia máxima DC	90 kWp	78 kWp	60 kWp
Rango de tensiones PMP	450-750 V		
Rango de tensión recomendada	550-850 V en circuito abierto		
Rango de tensión máxima	900 V en circuito abierto		
Corriente máxima	190 A	165 A	135 A

Salida AC	SE75i	SE65i	SE50i
Potencia nominal	75 kWp	65 kWp	50 kWp
Máxima corriente eficaz	125 A~	110 A~	85 A~
Tensión nominal	3 x 400 V~		
Frecuencia nominal	50 Hz		
Distorsión armónica (THD)	<3%		
Factor de potencia	>0,99		
Aislamiento galvánico	Transformador		

Generales	SE75i	SE65i	SE50i
Rendimiento máximo	96,2%	96,2%	96,5%
Rendimiento europeo	95,25%	95,11%	95,25%
Grado de protección	IP 40		
Dimensiones	800 x 600 x 1500 mm. (an x pro x all)		
Peso	700 Kg.		
Temperatura de funcionamiento	-10°C a +55°C		
Humedad ambiente	máximo 90% sin condensación		

### Altas prestaciones

- Algoritmo adaptativo e inteligente de seguimiento del punto de máxima potencia (PMP).
- Rendimientos energéticos elevados.
- Distorsión armónica inferior al 3%.
- Amplio rango de temperaturas de funcionamiento.

### Seguridad

- Conexión directa a la red con protecciones eléctricas integradas.
- Detección anti-isla con desconexión automática de la red.
- Protección contra sobretensiones, sobrecorrientes y cortocircuitos.
- Conexión de paneles a través de Seccionador:
  - Aislamiento total del campo.
  - Máxima seguridad para las personas.

### Comunicaciones

- Display y leds indicadores de funcionamiento y detección de fallos.
- Integrable en cualquier sistema de monitorización.
- Comunicaciones locales y remotas.

### Tecnología europea

- Desarrollado y fabricado en España.
- Cumple con los requisitos de conexión para los mercados europeos.

Comunicaciones
Interface de usuario con display y botonera
Conectividad:
Modem 3G.
Ethernet.
Leds indicadores de estado.

Protecciones
Contra polarización inversa.
Contra sobretensiones transitorias en la entrada y la salida.
Contra cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
Contra fallos de aislamiento.
Sobret temperatura del equipo.
Protección Anti-isla.

Normativa
Marcado CE
Directiva de seguridad Eléctrica EN 50178.
Directiva Compatibilidad Electromagnética.
EN 61000-6-4: EN 55011
EN 61000-6-2: EN 61000-4-2
EN 61000-4-4
Conforme a RD 661/2007, RD 1663/2000, DK 5940, VDE 0126-1-1 y CEI 11-20.
Posibilidad de desconexión manual con acceso exterior.

Debido a una política de mejora continua, estas especificaciones están sujetas a cambios sin previo aviso.

FABRICADO EN ESPAÑA

**siliken manufacturing**

C/ Massamagrell, 40 • Pol. Ind L'Horteta  
46138 Rafelbunyol - Valencia - España

## Ficha Técnica: ARF1 - IP66 -

Equipo diseñado para proteger eléctricamente los paneles fotovoltaicos de posibles sobretensiones y sobreintensidades. Viene provisto de un Interruptor de Corte en Carga, que permite cortar la línea del grupo de paneles y así realizar tareas correctivas o preventivas en dicha zona.

El Equipo viene con fusibles (1000 Vdc), que protegen los 2 polos (+ y -) de posibles sobreintensidades.

Todos los equipos de Nivel 1, vienen con protectores de sobretensión, pues es frecuente que en zonas donde se ubican las instalaciones fotovoltaicas (Campos, zonas rurales, etc..), se produzcan sobretensiones causadas por los relámpagos.

Características particulares:

- Envolvente ARINTER
- Grado de Protección IP66 s/n UNE 20324 / IEC 60529
- IK09 (10 Julios) s/n EN 50102 / IEC 62262
- Interruptor de Seccionamiento para 900-1000Vdc
- Protector Sobretensiones con descargador de 40 kA de descarga.
- Bases Fusibles hasta 20A - 900-1000 Vdc



### Características Técnicas

- Fabricados en poliéster reforzado con fibra de vidrio, color gris RAL 7035.
- Tapas fabricadas en policarbonato estabilizado a los rayos ultravioleta (UV).
- Resistente al calor anormal o fuego según UNE EN 60 695-2-1/0
- Grado de protección contra polvo y agua IP66
- Grado de protección impactos IK10 (IK07 con puerta transparente)
- Gran resistencia a la corrosión y a los rayos ultravioletas.
- Materiales no higroscópicos. Absorción de humedad prácticamente nula.
- Excelente comportamiento a los agentes climáticos y a las temperaturas extremas.
- Resistencia a la corrosión, sin necesidad de acabado especial.
- Resistente hasta 70°C en funcionamiento continuo (temperaturas de pico de hasta 150° C).
- Autoextinguible y exento de halógenos.
- Tensión nominal de aislamiento  $U_i = 1000V$ .

### Directivas

- Protección contra polvo/agua IP s/n UNE 20 324
- Protección contra impactos IK s/n UNE EN 50 102
- Clase Termica s/n UNE 21 305
- Resistencia al calor o Fuego s/n UNE EN 60 695-2-1/0
- Doble Aislamiento s/n IEC 60439-1
- Directiva Material Eléctrico (B.T.) 73/23/CEE
- Modificación Directiva (73/23/ CEE) 93/68/CEE
- Directiva compatibilidad electromagnética 89/336 CEE
- Modificación Directiva (89/336/ CEE) 92/31 CEE



Referencia	Dimensiones *	Nº Strings	In FUS	In INT	S.T.
0471043-001	400x300x200	3	10 A	40 A	SI
0471043-002	400x300x200	4	10 A	40 A	SI
0471054-005	500x600x230	5	10 A	125 A	SI
0471065-007	500x600x230	6	10 A	125 A	SI
0471065-009	500x600x230	7	10 A	125 A	SI
0471065-008	500x600x230	8	10 A	125 A	SI
0471065-006	500x600x230	9	10 A	125 A	SI
0471065-001	500x600x230	10	10 A	125 A	SI
0471065-003	500x600x230	11	10 A	125 A	SI
0471086-002	600x800x300	12	10 A	125 A	SI
0471086-004	600x800x300	13	10 A	125 A	SI
0471086-005	600x800x300	14	10 A	125 A	SI
0471086-006	600x800x300	15	10 A	125 A	SI



**Equipos Fotovoltaicos / Equipos de conexión de 31,17 Kw hasta 100 Kw**

## Ficha Técnica: IF 1TMI/A

INSTALACION EXTERIOR EN SUPERFICIE

- Armario con tejadillo fabricado en poliéster reforzado con fibra de vidrio, color gris RAL 7035.
- Cierre de triángulo con accionamiento en tres puntos con dispositivo de candado.
- Etiqueta de riesgo eléctrico tamaño AE-05 en la puerta.
- Placa fondo mecanizada para el montaje de un contador trifásico electrónico multifunción, y transformadores de intensidad.
- Bloque de bornes de comprobación de 10 elementos 10E-6I-4T.
- Cuatro pletinas de cobre CON TORNILLOS DE M12x40 inoxidable.
- Borna para conexión de tierra.
- Cable conductor de cobre rígido clase 2 tipo H07Z-R.
- Tornillería de fijación contador en latón.
- Grado de protección IP55, según UNE 20 324.
- Grado de protección contra impactos IK10, según UNE 50 102.
- Clase térmica A, según UNE 21 305.
- Material no higroscópico. Absorción de la humedad prácticamente nula.
- Material resistente al calor anormal y al fuego, según UNE 20 672/2-1 y a los álcalis.
- Rigidez dieléctrica >5 kV.
- Resistencia aislamiento >5 megaohmios.
- Resistencia a la corrosión y excelente comportamiento a los agentes climáticos y temperaturas extremas.
- Pletinas 40x4 estañadas.

•La referencia estándar, no incluye: Contador ni Módem

•Añadiendo en la referencia -C, se suministra con Contador Fotovoltaico RS232

•Añadiendo en la referencia -M, se suministra con Modem GSM RS232/RS485

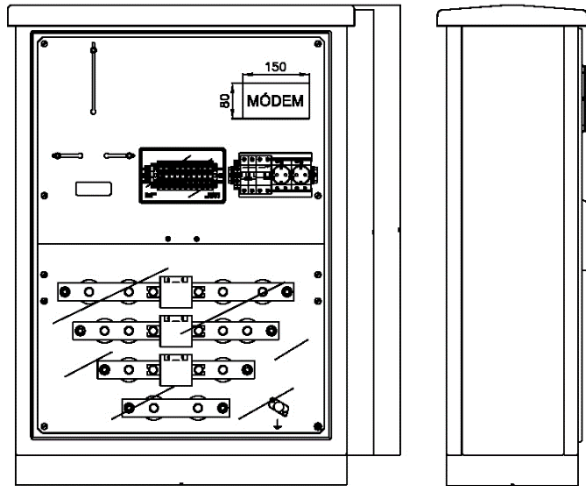
•Añadiendo en la referencia -T1, se suministra con Transformadores de Intensidad 100/5A

•Añadiendo en la referencia -T2, se suministra con Transformadores de

Intensidad 200/5A Código ENDESA: ---



Referencia	Descripción	Alto	Ancho	Profundidad	PVP
0470860-MD	IF 1TMI/A	1026 mm	750 mm	300 mm	Consultar€



MEDIDA INDIRECTA EN 1 NICHOS				
31,17 Kw < POTENCIA < 100 Kw				
COMPONENTE	REFERENCIA	ALTO	ANCHO	FONDO
CGP E-9 250 A BUC	0446730-250	580	290	160
E. M. BT. Ext. 200/5	0470860-MD	1.040	750	310
Interruptor 4 x 250 A	0234803-M44FOT	360	360	178
Puerta nicho PPN 120160	0931133	1.200	1.600	400

MEDIDA INDIRECTA EN NICHOS INDEPENDIENTES				
31,17 Kw < POTENCIA < 100 Kw				
COMPONENTE	REFERENCIA	ALTO	ANCHO	FONDO
CGP E-9 250 A BUC	0446730-250	580	290	160
Puerta nicho PPN 7042	0931101	700	420	200
E. M. BT. Ext. 200/5	0470860-MD	1.040	750	310
Puerta nicho PPN 14090	0931112	1.400	900	400
Interruptor 4 x 250 A	0234803-M44FOT	360	360	178
Puerta nicho PPN 7042	0931101	700	420	200